

## PROSPECTO DE PROGRAMA



CENTRAL TÉRMICA  
ROCA S.A.

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

## PROGRAMA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) POR HASTA U\$S 300.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS)

El presente prospecto (el “Prospecto”) corresponde al Programa de Obligaciones Negociables Simples (No Convertibles en Acciones) por hasta U\$S 300.000.000 (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.

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 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, la CNV no autorizará la oferta pública de valores en los supuestos en que una entidad emisora, sus beneficiarios finales, y las personas físicas o jurídicas que tengan como mínimo el 20% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejerzan el control final, directo o indirecto sobre la misma, registren condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o figuren en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

La creación del Programa fue autorizada por Resolución N° RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV de fecha 26 de septiembre de 2017 y el aumento del monto del Programa fue autorizada por Resolución N° RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de fecha 8 de marzo de 2019 de la CNV. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad 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 aquélla que deba ser de conocimiento del público inversor con relación al Programa, conforme las normas vigentes.

GEMSA	CTR
30-68243472-0	33-71194489-9
+54 11 4313-6790	+54 11 4313-6790
Av. Leandro N. Alem 855 – Piso 14	Av. Leandro N. Alem 855 – Piso 14
Ciudad Autónoma de Buenos Aires – República Argentina	Ciudad Autónoma de Buenos Aires – República Argentina
mediterranea@albanesi.com.ar	roca@albanesi.com.ar

El presente Prospecto se encuentra a disposición de los interesados en el domicilio de las Sociedades ubicado -en ambos casos- en Av. Leandro N. Alem 855 – Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, de lunes a viernes de 10 a 15 hs, así como en la página web de las Co-Emisoras ([www.albanesi.com.ar](http://www.albanesi.com.ar)). Asimismo, los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 se encuentran a disposición del público inversor en el sitio web de Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (“BYMA”) (<https://www.byma.com.ar/>) o en el sitio web de la CNV (<http://www.cnv.gob.ar>), en el ítem “Información Financiera”.

La fecha de este Prospecto es 29 de marzo de 2019

## NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES

ANTES DE TOMAR DECISIONES DE INVERSIÓN RESPECTO DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, EL PÚBLICO INVERSOR DEBERÁ CONSIDERAR LOS FACTORES DE RIESGO QUE SE DESCRIBEN EN “FACTORES DE RIESGO” DEL PRESENTE PROSPECTO Y EL RESTO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN 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.ALBANESL.COM.AR](http://WWW.ALBANESL.COM.AR)) O EN LA PÁGINA WEB DE LA CNV ([HTTP://WWW.CNV.GOB.AR](http://WWW.CNV.GOB.AR)).

AL TOMAR DECISIONES DE INVERSIÓN RESPECTO DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, EL PÚBLICO INVERSOR DEBERÁ BASARSE EN SU PROPIO ANÁLISIS DE LAS SOCIEDADES, DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, Y DE LOS BENEFICIOS Y RIESGOS INVOLUCRADOS. EL CONTENIDO DE ESTE PROSPECTO Y/O DE LOS SUPLEMENTOS CORRESPONDIENTES NO DEBE SER INTERPRETADO COMO ASESORAMIENTO LEGAL, COMERCIAL, FINANCIERO, CAMBIARIO, IMPOSITIVO Y/O DE OTRO TIPO. EL PÚBLICO INVERSOR DEBERÁ CONSULTAR CON SUS PROPIOS ASESORES RESPECTO DE LOS ASPECTOS LEGALES, COMERCIALES, FINANCIEROS, CAMBIARIOS, IMPOSITIVOS Y/O DE OTRO TIPO RELACIONADOS CON SU INVERSIÓN EN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES.

NO SE HA AUTORIZADO A NINGÚN AGENTE COLOCADOR Y/O CUALQUIER OTRA PERSONA A BRINDAR INFORMACIÓN Y/O EFECTUAR DECLARACIONES RESPECTO DE LAS CO-EMISORAS Y/O DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES QUE NO ESTÉN CONTENIDAS EN EL PRESENTE PROSPECTO Y/O EN LOS SUPLEMENTOS CORRESPONDIENTES, Y, SI SE BRINDARA Y/O EFECTUARA, DICHA INFORMACIÓN Y/O DECLARACIONES NO PODRÁN SER CONSIDERADAS AUTORIZADAS Y/O CONSENTIDAS POR LAS CO-EMISORAS Y/O LOS CORRESPONDIENTES AGENTES COLOCADORES.

NI ESTE PROSPECTO NI LOS SUPLEMENTOS CORRESPONDIENTES CONSTITUYEN O CONSTITUIRÁN UNA OFERTA DE VENTA Y/O UNA INVITACIÓN A FORMULAR OFERTAS DE COMPRA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN AQUELLAS JURISDICCIONES EN QUE LA REALIZACIÓN DE DICHA OFERTA Y/O INVITACIÓN NO FUERA PERMITIDA POR LAS NORMAS VIGENTES. EL PÚBLICO INVERSOR DEBERÁ CUMPLIR CON TODAS LAS NORMAS VIGENTES EN CUALQUIER JURISDICCIÓN EN QUE COMPRARA, OFRECIERA Y/O VENDIERA LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES Y/O EN LA QUE POSEYERA, CONSULTARA Y/O DISTRIBUYERA ESTE PROSPECTO Y/O LOS SUPLEMENTOS CORRESPONDIENTES, Y DEBERÁ OBTENER LOS CONSENTIMIENTOS, LAS APROBACIONES Y/O LOS PERMISOS PARA LA COMPRA, OFERTA Y/O VENTA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES REQUERIDOS POR LAS NORMAS VIGENTES EN CUALQUIER JURISDICCIÓN A LA QUE SE ENCONTRARÁN SUJETOS Y/O EN LA QUE REALIZARAN DICHAS COMPRAS, OFERTAS Y/O VENTAS. NI LAS CO-EMISORAS NI LOS CORRESPONDIENTES AGENTES COLOCADORES TENDRÁN 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.

LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE PROSPECTO CORRESPONDE A LAS FECHAS CONSIGNADAS EN EL MISMO Y PODRÁ SUFRIR CAMBIOS EN EL FUTURO. NI LA ENTREGA DE ESTE PROSPECTO NI LA VENTA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN VIRTUD DEL MISMO, IMPLICARÁ, BAJO NINGUNA CIRCUNSTANCIA, QUE NO SE HAN PRODUCIDO CAMBIOS EN LA INFORMACIÓN INCLUIDA EN EL PROSPECTO O EN LA SITUACIÓN ECONÓMICA O FINANCIERA DE LAS COMPAÑÍAS CON POSTERIORIDAD A LA FECHA DEL PRESENTE.

LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE PROSPECTO CON RESPECTO A LA SITUACIÓN POLÍTICA, LEGAL Y ECONÓMICA DE ARGENTINA HA SIDO OBTENIDA DE FUENTES GUBERNAMENTALES Y OTRAS FUENTES PÚBLICAS Y 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.

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 DESTINADAS A ESTABILIZAR EL PRECIO DE MERCADO 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). DICHAS OPERACIONES DEBERÁN AJUSTARSE A LAS SIGUIENTES CONDICIONES: (1) NO PODRÁN EXTENDERSE MÁS ALLÁ DE LOS

PRIMEROS 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) SÓLO PODRÁN REALIZARSE OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DESTINADAS A EVITAR O MODERAR ALTERACIONES BRUSCAS EN EL PRECIO AL CUAL SE NEGOCIEN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES; (III) NINGUNA OPERACIÓN DE ESTABILIZACIÓN QUE SE REALICE EN EL PERÍODO AUTORIZADO PODRÁ EFECTUARSE A PRECIOS SUPERIORES A AQUELLOS A LOS QUE SE HAYAN NEGOCIADO LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUESTIÓN EN LOS MERCADOS AUTORIZADOS, EN OPERACIONES ENTRE PARTES NO VINCULADAS CON LA ORGANIZACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN; 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 LA SOCIEDAD SE ENCONTRARA SUJETA A PROCESOS JUDICIALES DE QUIEBRA, CONCURSO PREVENTIVO, ACUERDOS PREVENTIVOS EXTRAJUDICIALES Y/O SIMILARES, LAS NORMAS VIGENTES QUE REGULAN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES (INCLUYENDO, SIN LIMITACIÓN, LAS DISPOSICIONES DE LA LEY DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES), Y LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, ESTARÁN SUJETOS A LAS DISPOSICIONES PREVISTAS POR LAS LEYES DE QUIEBRA, CONCURSOS, ACUERDOS PREVENTIVOS EXTRAJUDICIALES Y/O SIMILARES Y/O DEMÁS NORMAS VIGENTES QUE SEAN APLICABLES. PARA MAYOR INFORMACIÓN, VÉASE “FACTORES DE RIESGO – RIESGOS RELACIONADOS CON LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES – EN CASO DE CONCURSO PREVENTIVO O ACUERDO PREVENTIVO EXTRAJUDICIAL LOS TENEDORES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EMITIRÁN SU VOTO EN FORMA DIFERENTE A LOS DEMÁS ACREEDORES QUIROGRAFARIOS” EN EL PRESENTE PROSPECTO.

EN LO QUE RESPECTA A LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PROSPECTO, 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 FIRME 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 Y SÍNDICOS DEL EMISOR SON ILIMITADA Y SOLIDARIAMENTE RESPONSABLES POR LOS PERJUICIOS QUE LA VIOLACIÓN DE LAS DISPOSICIONES DE LA LEY DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES PRODUZCA A LOS OBLIGACIONISTAS, ELLO ATENTO LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 34 DE LA LEY DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES.

TODA PERSONA QUE SUSCRIBA LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES RECONOCE QUE SE LE HA BRINDADO LA OPORTUNIDAD DE SOLICITAR A LAS CO-EMISORAS, Y DE EXAMINAR, Y HA RECIBIDO Y EXAMINADO, TODA LA INFORMACIÓN ADICIONAL QUE CONSIDERÓ NECESARIA PARA VERIFICAR LA EXACTITUD DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE, Y/O PARA COMPLEMENTAR TAL INFORMACIÓN.

EN CASO 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).

## NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES SOBRE NORMATIVA REFERENTE A LAVADO DE ACTIVOS

El concepto de lavado de dinero 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 del Lavado de Dinero”), que establece un régimen penal administrativo, reemplaza a varios artículos del Código Penal argentino y tipifica el lavado de dinero como un delito que se comete cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava o aplica de cualquier otro modo dinero o cualquier otro activo no corriente proveniente de un delito en el cual esa persona no ha participado, con el posible resultado de que el activo original o subrogante pueda aparecer como de origen legítimo, siempre que el valor del activo supere los \$300.000, ya sea que tal monto resulte de una o más transacciones.

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

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

- 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 del Lavado de Dinero, 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 diversas entidades del sector privado tales como bancos, agentes autorizados por la CNV y compañías de seguro. Asimismo, la reciente modificación a la Ley de Prevención del Lavado de Dinero introdujo dentro de las categorías de Sujetos Obligados, entre otros, a las personas físicas o jurídicas que actúen como fiduciarios, en cualquier tipo de fideicomiso y las personas físicas o jurídicas titulares de o vinculadas, directa o indirectamente, con cuentas de fideicomisos, fiduciarios y fiduciarios en virtud de contratos de fideicomiso. Estas obligaciones consisten básicamente en funciones de captación de información y suministro de información canalizada por la UIF. Tanto las normas de la UIF (Resolución 121/11) como las normas del Banco Central requieren que los bancos tomen ciertas precauciones mínimas para impedir el lavado de dinero.

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 dinero establecidas por el Banco Central de la República Argentina (“BCRA”) y la UIF; en particular con la Resolución N° 2 de la UIF, que reglamenta el Artículo 21 de la Ley de Prevención de Lavado de Dinero, al estipular la obligación de informar con respecto a operaciones sospechosas y su informe a las autoridades.

En línea la Ley de Prevención de Lavado del Dinero, 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. Por último, la Resolución UIF 134/2018 actualiza la nómina de PEP en Argentina, teniendo en cuenta las funciones que desempeñan o han desempeñado, y en su caso el vínculo de cercanía o afinidad que posean terceros con las personas que desempeñen o hayan desempeñado tales funciones.

Por otro lado, las normas del BCRA 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 BCRA 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.

A su vez, mediante la Comunicación “A” 4940 de mayo de 2009 (modificada por la Comunicación “A” 4949 y luego derogada por Comunicación “A” 6037 en agosto de 2016), el BCRA, y mediante el Título XI de las Normas de la CNV, la CNV, ordenaron a las entidades por ellos reguladas a sólo dar curso a operaciones dentro del ámbito de la oferta pública, cuando éstas sean efectuadas u ordenadas por (i) sujetos constituidos, domiciliados o que residan en dominios, jurisdicciones, territorios o Estados asociados que figuren incluidos dentro del listado de países cooperadores previstos en el artículo 2 inciso b) del Decreto N° 589/2013, o (ii) sujetos constituidos, domiciliados o que residan en dominios, jurisdicciones, territorios o Estados asociados que no se encuentren incluidos dentro del listado de países cooperadores mencionado en el inciso (i) anterior, y revistan en su jurisdicción de origen la calidad de intermediarios registrados en una entidad bajo control y fiscalización de un organismo que cumpla similares funciones a las de la CNV en dicho país, y tal organismo hubiera firmado un memorando de entendimiento, cooperación e intercambio de información con la CNV.

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) estableció ciertas medidas que los agentes autorizados por la CNV (los “Sujetos Obligados de la Resolución 229”), deberán observar para prevenir, detectar y reportar 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.

En marzo de 2018, con el dictado de la Resolución N° 21/2018, los Sujetos Obligados de la Resolución N° 229 deberán identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos. 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 fijan nuevos estándares para realizar las debidas diligencias de los clientes. Asimismo, contempló las nuevas categorías de agentes, al tiempo que incluyó su aplicación a los fideicomisos financieros con oferta pública, sus fiduciarios, fiduciantes y las personas físicas 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. La mencionada Resolución prevé un plan de implementación, según el cual al 30/9/18 los Sujetos Obligados deberán haber desarrollado y documentado la metodología de identificación y evaluación de riesgos; y al 31/12/18 deberán contar con un

informe técnico que refleje los resultados de la implementación de la metodología de identificación y evaluación de riesgos. Por otro lado, al 31/3/19 deberán haber ajustado sus políticas y procedimientos, y de acuerdo con los resultados de la autoevaluación de riesgos efectuada, los cuales deberán estar contenidos en el manual de prevención del lavado de dinero y financiamiento del terrorismo; y al 30/09/18 quedará diferido el cumplimiento de los regímenes informativos, comenzando a partir de tal fecha la obligación de informar en los términos y condiciones allí contemplados.

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 físicas 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, física o jurídica, que realice aportes de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de capital o préstamos significativos, sea que tenga la calidad de accionista o no al momento de realizarlos, y 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.

Además, las Normas de la CNV establecen que las entidades mencionadas anteriormente únicamente llevarán a cabo las operaciones contempladas según el régimen de oferta pública cuando dichas operaciones sean llevadas a cabo u ordenadas por personas constituidas, domiciliadas o residentes en países, dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados y regímenes tributarios especiales considerados cooperantes de conformidad con el listado publicado en su sitio web por la Administración Federal de Ingresos Públicos (“AFIP”), el cual toma de base el Decreto N° 589/2013. Cuando dichas personas no se encuentren incluidas en dicho listado y en sus jurisdicciones de constitución califiquen como intermediarios registrados de una entidad bajo el control y supervisión de un organismo que desarrolla funciones similares a las de la CNV, solo se les permitirá llevar a cabo operaciones si presentaran prueba indicando que la comisión de valores pertinente de su jurisdicción ha firmado un memorándum de entendimiento para la cooperación e intercambio de información con la CNV. En función de la ley N° 27.430 (“Reforma Tributaria”), el listado de “jurisdicciones cooperantes” elaborado por la AFIP, será reemplazado por un listado de “jurisdicciones no cooperantes”, el cual, a la fecha del presente, no ha sido aún confeccionado. Sin perjuicio de ello, el Poder Ejecutivo de la Nación emitió el Decreto N° 279/2018, cuyo artículo 7 establece que hasta tanto sea reglamentado el artículo 15.2 de la LIG, para determinar si una jurisdicción es cooperante se verificará si está incluida en el listado vigente publicado por la AFIP, antes mencionado. La lista puede consultarse en <http://www.afip.gob.ar/jurisdiccionesCooperantes/#ver>.

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 dinero, las normas del mercado de capitales que impiden y prohíben el lavado de dinero emitidas por la UIF, y de las Normas de la CNV y/o el BCRA. 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.

Conforme la Resolución UIF 104/2016, los agentes colocadores deberán proveer información de acuerdo a la actividad que cada sujeto obligado desarrolla, en base al monto de las operaciones conforme a la actividad de cada sujeto obligado. Para ello, se procede a la actualización de los montos referidos a la industria de la construcción o cuentas vinculadas a pago de planes sociales, relaciones de carácter financiero entre el agente obligado y el cliente, clientes relacionados con la expedición de documentación vehicular, personas que contraten pólizas, personas físicas o jurídicas relacionadas con bienes suntuarios, exportación, importación, elaboración o industrialización, personas físicas o jurídicas que efectúen aportes extraordinarios, entre otros. Para ello, se modificaron los montos establecidos en la Resolución UIF 121/2011, Resolución UIF 229/2011, Resolución UIF 70/2011, Resolución UIF 127/2012, Resolución UIF 17/2012, Resolución UIF 23/2012, Resolución UIF 28/2011, Resolución UIF 202/2015, Resolución UIF 2/2012, Resolución UIF 21/2011, Resolución UIF 50/2013, Resolución UIF 65/2011, Resolución UIF 30/2011, Resolución UIF 16/2012, Resolución UIF 489/2013, Resolución UIF 18/2012, Resolución UIF 22/2012, Resolución UIF 140/2012, Resolución UIF 32/2012, Resolución UIF 66/2012, Resolución UIF 2/2012.

Si bien de conformidad con las Resoluciones N° 121 y 229 de la UIF, 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 establece que los sujetos obligados deben reportar a la UIF todo hecho u operación sospechosa de lavado de activos dentro de los 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 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 Grupo de Acción Financiera (“GAFI”), las cuales serán 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.

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 deberá 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 10 años, los procedimientos escritos aplicados en cada caso respecto a la discontinuación de la transacción del cliente.

Asimismo, en noviembre de 2016, el Banco Central por medio de la Comunicación “A” 6094 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).

Con fecha 2 de noviembre de 2016 mediante las resoluciones UIF N° 141/2016, la UIF modificó las resoluciones N° 121 y N° 229 de 2011 aplicables a los sectores financieros y bursátiles. Los principales cambios se relacionan con la aplicación del secreto fiscal y el trazado del perfil de los clientes con un enfoque basado en riesgo. Respecto del secreto fiscal, las entidades no podrán requerir de los clientes declaraciones juradas impositivas nacionales. 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 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.

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 del 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 determina 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.

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.

En noviembre de 2018, la UIF dictó la resolución UIF 134/2018, la cual actualiza la nómina de personas que deben ser consideradas “políticamente expuestas” (PEP) en Argentina, teniendo en cuenta las funciones en las cuales se desempeñan o se han desempeñado, así como como su vínculo de cercanía o afinidad con terceros que desempeñen o se hayan desempeñado en tales funciones.

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 7º 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.

Finalmente, 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 establece, asimismo, que dichos sujetos obligados deberán establecer un cronograma de digitalización de los legajos de clientes preexistentes, teniendo en consideración el riesgo que estos presenten.

PARA UN ANÁLISIS MÁS EXHAUSTIVO DEL RÉGIMEN DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE DINERO VIGENTE AL DÍA DE LA FECHA, SE SUGIERE A LOS INVERSORES CONSULTAR CON SUS ASESORES LEGALES Y DAR UNA LECTURA COMPLETA DEL TÍTULO XIII, LIBRO SEGUNDO DEL CÓDIGO PENAL ARGENTINO Y A LA NORMATIVA EMITIDA POR LA UIF, A CUYO EFECTO LOS INTERESADOS PODRÁN CONSULTAR EN EL SITIO WEB DEL MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS O EN [WWW.INFOLEG.GOB.AR](http://WWW.INFOLEG.GOB.AR).

EL PRESENTE AVISO A LOS INVERSORES ES UN BREVE RESUMEN DE LA NORMATIVA REFERIDA A LA PREVENCIÓN DEL LAVADO DE DINERO 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 DINERO Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO.

## INFORMACIÓN RELEVANTE

### 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.

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.

### PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN CONTABLE

Los estados financieros de las Compañías son confeccionados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en la Argentina (los “PCGA Argentinos”), y con las regulaciones de la CNV. Los estados financieros de las Compañías son confeccionados en Pesos.

El presente Prospecto incluye los estados financieros anuales auditados de GEMSA y de CTR por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016.

Asimismo, se incorporan por referencia al presente Prospecto los siguientes estados financieros: los estados financieros anuales auditados de GEMSA y de CTR por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, los que se encuentran a disposición de los inversores en la AIF en la página web de la CNV bajo los ID 4-2444268-D, ID 4-561611-D, 4-465197-D, ID 4-2444266-D, ID 4-561553-D y 4-465220-D, respectivamente.

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 21,9% en 2016, 17,4% en 2017 y un 102,2% en 2018, sobre la base de tipos de cambios oficiales informados por el BCRA.

Las Compañías han incluido en este Prospecto la medición “EBITDA Ajustado”, que no es una medición de acuerdo con los PCGA Argentinos. En el presente Prospecto, “EBITDA Ajustado” significa las ganancias operativas menos gastos operativos (incluyendo gastos de venta, de administración, siempre que se encuentren incluidos en los gastos operativos) más las amortizaciones, depreciaciones y cualquier otro gasto que no sea realizado en efectivo (siempre que se encuentren incluidos en los gastos operativos), según surge de los estados financieros al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016.

La medición del EBITDA Ajustado es incluida en este Prospecto porque es frecuentemente utilizada por analistas de títulos, inversores y otras partes interesadas en la evaluación de compañías en la industria que opera las Compañías. EBITDA Ajustado no debe ser considerado un sustituto de la utilidad neta como medición de la performance operativa o de flujos de efectivo de actividades operativas como medición de liquidez. Ya que no todas las compañías utilizan métodos de cálculo similares, la presentación de EBITDA Ajustado que realizan las Compañías puede no ser comparable a otras mediciones denominadas de manera similar, utilizadas por otras compañías.

Para mayor información véase la sección “*Antecedentes Financieros*” del presente Prospecto.

### 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”, “U\$S” o “USD” son a dólares de Estados Unidos.

Las transacciones en moneda extranjera son convertidas a la moneda funcional y de presentación usando los tipos de cambio del día de las transacciones o revaluación, cuando los conceptos de las mismas son remedidos. Las ganancias y pérdidas generadas por las diferencias en el tipo de cambio de las monedas extranjeras resultantes de cada transacción y por la conversión de los rubros monetarios expresados en moneda extranjera al cierre del ejercicio son reconocidos en el estado de resultado integral, a excepción de los montos que son capitalizados.

Los tipos de cambio utilizados son: tipo comprador para activos monetarios, tipo vendedor para pasivos monetarios y en el caso de los saldos con partes relacionadas se utiliza el tipo de cambio promedio, cada uno de ellos vigentes al cierre del ejercicio según Banco de la Nación Argentina y tipo de cambio puntual para las transacciones en moneda extranjera.

### Cotización Divisas USD

Estados financieros al	Fecha cotización	Compra	Venta
31/12/2016	31/12/2016	15,790	15,890
31/12/2017	31/12/2017	18,549	18,649
31/12/2018	31/12/2018	37,500	37,700

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.

### CIERTOS TÉRMINOS DEFINIDOS

En este Prospecto, los términos “\$” o “Pesos” se refieren a la moneda de curso legal en Argentina y los términos “US\$”, “USD” o “Dólares” se refieren a la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América. El término “Argentina” se refiere a la República Argentina. El término “Gobierno Nacional” o “Gobierno Argentino” se refiere al Gobierno de la Nación Argentina, 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 actual Secretaría de Gobierno de Energía (el cual se encuentra dentro de la órbita del Ministerio de Hacienda de la Nación). 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 Hacienda” se refiere al Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas de la Nación Argentina, y el término “BYMA” se refiere al Bolsas y Mercados Argentinos S.A. 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”.

### DATOS DE MERCADO

Las Compañías han extraído la información sobre el mercado, la industria y las posiciones competitivas que se emplean a lo largo de este Prospecto de sus propias estimaciones e investigación interna, como así también de fuentes gubernamentales y de publicaciones de la industria, entre ellos información confeccionada por el INDEC, el BCRA, el Ministerio de Hacienda, el Banco Nación, la SGE, CAMMESA y el ENRE. Si bien las Compañías consideran que las estimaciones y la investigación comercial interna son confiables y que las definiciones del mercado utilizadas son adecuadas, ni dichas estimaciones o investigación comercial, ni las definiciones, han sido verificadas por ninguna fuente independiente. Asimismo, si bien las Compañías consideran que la información proveniente de terceras fuentes es confiable, las Compañías no han verificado en forma independiente los datos sobre el mercado, la industria o las posiciones competitivas provenientes de dichas fuentes.

### REDONDEO

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

## ÍNDICE

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES.....	2
NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES SOBRE NORMATIVA REFERENTE A LAVADO DE ACTIVOS....	4
INFORMACIÓN RELEVANTE .....	9
GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS.....	12
DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS.....	17
RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES .....	19
INFORMACIÓN DE LAS CO-EMISORAS.....	24
FACTORES DE RIESGO.....	56
POLÍTICAS DE LAS CO – EMISORAS.....	72
INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN, DEL CONSEJO DE VIGILANCIA Y COMITÉ DE AUDITORÍA (TITULARES Y SUPLENTE).....	75
ESTRUCTURA DE LAS CO-EMISORAS, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS.....	84
ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LAS CO-EMISORAS .....	94
ANTECEDENTES FINANCIEROS.....	95
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN .....	127
INFORMACIÓN ADICIONAL.....	138

## 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>ENARSA</i> .....	Energía Argentina S.A., 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. Véase “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción de</i>

*las Actividades y Negocios de las Co-Emisoras—Los Clientes de las Co-Emisoras” y “Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - La Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación”.*

<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. Véase “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción de las Actividades y Negocios de las Co-Emisoras—Los Clientes de las Co-Emisoras</i> ” y “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - 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 SEE. 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>Factor de Indisponibilidad</i> .....	La fracción de un período operativo determinado en la cual una unidad de generación no se encuentra disponible debido a interrupciones.
<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>MMm<sup>3</sup>/ 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. Véase “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción de las Actividades y Negocios de las Co-Emisoras— Los Clientes de las Co-Emisoras</i> ” y “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - 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. Véase “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - 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. Véase “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - 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. Véase “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - 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. Véase “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción de las Actividades y Negocios de las Co-Emisoras— Los Clientes de las Co-Emisoras</i> ” y “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - 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. Véase “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción de las Actividades y Negocios de las Co-Emisoras— Los Clientes de las Co-Emisoras</i> ” y “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - 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. Véase “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción de las Actividades y Negocios de las Co-Emisoras— Los Clientes de las Co-Emisoras</i> ” y “ <i>Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - 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 Gobierno de Energía (SE)</i> .....	La Secretaría de Gobierno de Energía se encuentra dentro de la órbita del Ministerio de Hacienda de la Nación 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.
<i>Turbina de vapor</i> .....	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.
<i>Unipar Indupa</i> .....	Es Unipar Indupa S.A. (ex Solvay Indupa S.A.I.C.)
<i>Vatio</i> .....	La unidad básica de energía eléctrica, equivalente a un joule de energía por segundo.
<i>Voltio</i> .....	La unidad básica de fuerza eléctrica, equivalente a un joule de energía por coulomb de carga.

## DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

Este Prospecto contiene declaraciones sobre hechos futuros. Estas declaraciones prospectivas están basadas principalmente en las expectativas, estimaciones y proyecciones de las Compañías sobre hechos futuros y tendencias financieras que pueden afectar las actividades e industrias de las Compañías. Si bien las Compañías consideran que estas declaraciones sobre hechos futuros son razonables, éstas son efectuadas en base a información que se encuentra actualmente disponible para las Compañías y se encuentran sujetas a riesgos, incertidumbres y presunciones, que incluyen, entre otras:

- las 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;
- las políticas y regulaciones de los gobiernos nacionales y provinciales, entre ellas las reglamentaciones e impuestos que afectan a los sectores de la energía y la electricidad en Argentina;
- las reglamentaciones ambientales, incluyendo exposición a riesgos debido a las actividades de las Compañías;
- la capacidad de las Compañías para competir y conducir sus actividades en el futuro;
- cambios en las actividades de las Compañías;
- los precios y la disponibilidad de gas natural para las operaciones de generación de las Compañías;
- los precios de energía y potencia;
- las restricciones a las exportaciones;
- las lluvias y aguas acumuladas;
- restricciones a la capacidad de convertir Pesos a otras divisas extranjeras o de transferir fondos al exterior;
- las variaciones del tipo de cambio, incluida una devaluación significativa del peso Argentino;
- los riesgos inherentes a la demanda y venta de energía eléctrica;
- riesgos operacionales relacionados con la generación, además de la transmisión y distribución de energía eléctrica;
- la 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;
- la capacidad de retener a miembros clave de la alta gerencia y empleados técnicos clave;
- la relación de las Co-Emisoras con sus empleados;
- la 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;
- el incumplimiento por parte de terceros de obligaciones contractuales asumidas frente o en beneficio, directo o indirecto, de las Compañías o sus subsidiarias;
- 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 Compañías o que podrían enfrentar en el futuro tanto en instancias judiciales como administrativas; y
- otros aspectos que se detallan en la sección “Factores de Riesgo”.

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

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

## 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.*

<b>Co-emisoras</b>	Generación Mediterránea S.A. y Central Térmica Roca S.A.
<b>Descripción</b>	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.
<b>Monto Máximo</b>	El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de U\$S 300.000.000 o su equivalente en otras monedas.
<b>Monedas</b>	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.
<b>Precio de Emisión</b>	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.
<b>Clases y series</b>	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.
<b>Plazos y Formas de Amortización</b>	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.
<b>Intereses</b>	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 de Precio correspondientes.
<b>Garantías</b>	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.

<b>Montos adicionales</b>	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, sujetas a ciertas excepciones, 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.
<b>Destino de los fondos</b>	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.
<b>Forma</b>	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.
<b>Denominaciones</b>	Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos correspondientes.
<b>Compromisos</b>	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Co-Emisoras se obligan a cumplir los compromisos que se detallan en “ <i>De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Compromisos</i> ” del presente en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación.
<b>Rescate a opción de las Sociedades y/o de los tenedores</b>	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.
<b>Rescate por razones impositivas</b>	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 “ <i>De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Montos Adicionales</i> ” del presente. Ver “ <i>De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las</i>

*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 la Sociedad, así como todas las

cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean “obligaciones negociables” bajo las leyes de Argentina, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley 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 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, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

**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 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.

**Autorización:**

El Programa ha sido 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 ha sido aprobado por la CNV mediante Resolución N° RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de la CNV de fecha 8 de marzo de 2019.

## INFORMACIÓN DE LAS CO-EMISORAS

### RESEÑA HISTÓRICA

Las Co-Emisoras, entre otras sociedades, son subsidiarias de Albanesi S.A. (“ASA”). ASA, junto con sus sociedades controladas (GEMSA, CTR, Generación Litoral S.A., Generación Rosario S.A. (“GROSA”) y Generación Centro S.A.), entre ellas las Co-Emisoras, y Solalban Energía S.A. (“Solalban”), sobre la cual tiene una participación no-controlante, forman el Grupo Albanesi (el “Grupo Albanesi”), el cual inició en 1994 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, obtuvo una licencia para generar y comercializar energía eléctrica en el mercado argentino. La primera inversión del Grupo Albanesi 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 fue vendida en 2007 y cuyo producido fue utilizado para financiar el plan de inversiones en el rubro de generación de energía eléctrica.

En 2005 el Grupo Albanesi adquirió GEMSA, sociedad constituida el 25 de enero de 1993 originalmente con el nombre de Enron Energy Investments S.A. e inscripta ante la IGJ bajo el N° 644 del Libro 112 Tomo “A” de Sociedades por Acciones, 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 nominal 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. El 17 de junio de 2003, GEMSA cambió su razón social a Generación Mediterránea S.A., cuya inscripción radica ante la IGJ bajo el N° 8119 del Libro 22 de Sociedades por Acciones.

En 2008 el Grupo Albanesi constituyó Solalban con Unipar Indupa S.A. 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 nominal instalada de 120 MW. Unipar Indupa y el Grupo Albanesi son titulares del 58% y del 42%, respectivamente, de Solalban.

En 2009, a través de Generación Independencia S.A. (sociedad absorbida por GEMSA con fecha efectiva de fusión el 1° de enero de 2016), el Grupo Albanesi adquirió 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 se comenzaron 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. Actualmente la planta cuenta con una capacidad nominal instalada de 220 MW.

En agosto de 2010, a través de Generación Riojana S.A. (sociedad absorbida por GEMSA con fecha efectiva de fusión el 1° de enero de 2016), el Grupo Albanesi adquirió 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 comenzaron 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. (“GESA”) (sociedad absorbida por GEMSA en 2017), el Grupo Albanesi adquirió una central eléctrica en Frías, provincia de Santiago del Estero, que 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 nominal instalada de 60 MW.

Como parte de su expansión en el sector de generación de energía eléctrica en Argentina, en abril de 2011, la subsidiaria de ASA GROSA 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. El Grupo Albanesi procedió a repararla, y, en la actualidad, funciona con una capacidad nominal instalada de 140 MW.

En 2011, a través de CTR, sociedad constituida el 8 de julio de 2011 (e inscripta ante IGJ bajo el N° 14.827, Libro 55 de Sociedades por Acciones) y Albanesi Inversora S.A. (“AISA”), el Grupo Albanesi adquirió 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 se concluyó la segunda etapa del plan, que permitió que la central eléctrica funcionase tanto a base de gas como de gasoil. En la actualidad funciona con una capacidad nominal instalada de 130 MW. A fines de 2015 comenzamos los trabajos para cerrar el ciclo de la central, proceso que agregó 60 MW de capacidad nominal llevando la capacidad total a 190 MW.

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

Durante el año 2016 comenzaron los trabajos para el montaje de Central Térmica Ezeiza (“CTE”), 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 ASA, se fusionaron con GEMSA, que pasó a ser la sociedad continuadora. Las centrales que eran operadas por Generación Independencia S.A., Generación La Banda S.A. y Generación Riojana S.A., fueron transferidas a GEMSA (para mayor información, véase la sección “*Políticas de las Co-Emisoras – Políticas de Inversiones – Fusión 2015*”). A partir del 1° de enero de 2017 se

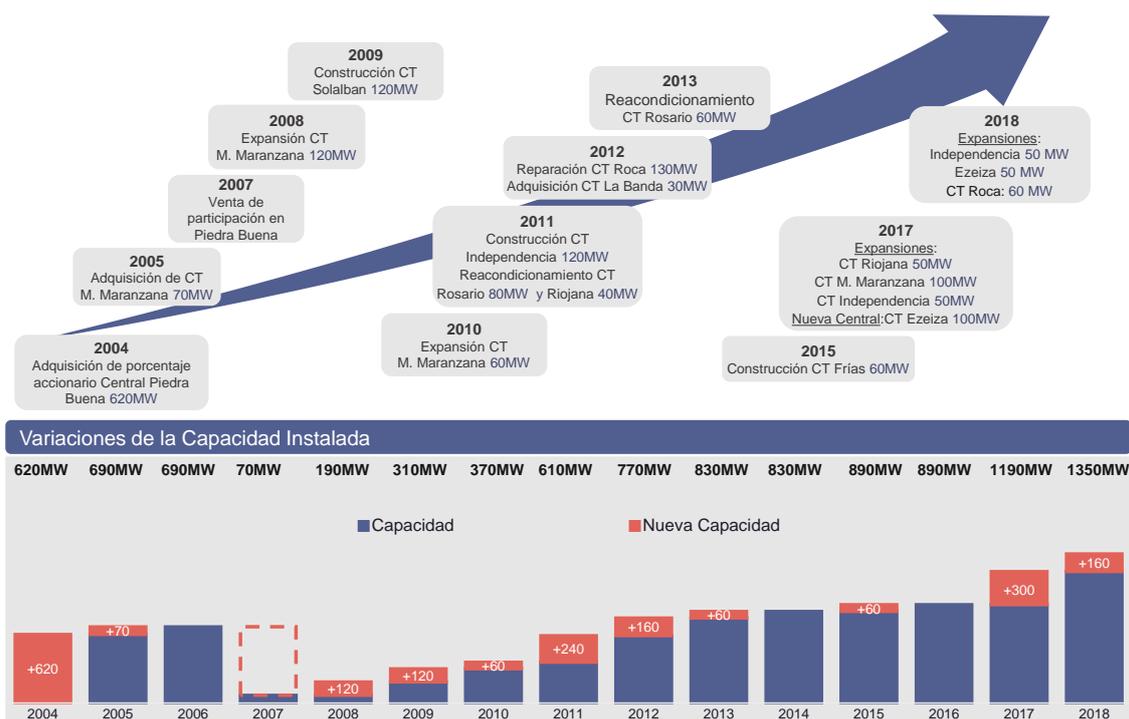
fusionó GFSA con GEMSA como sociedad continuadora. La central que era operada por GFSA fue transferida a GEMSA (para mayor información, véase la sección “Políticas de las Co-Emisoras – Políticas de Inversiones – Fusión GFSA”).

Asimismo, en el marco de una licitación pública bajo la Resolución SEE N° 287/2017, GEMSA fue adjudicada con Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica (“CCEE”) por 251 MW a partir de lo cual se expandirá la capacidad mediante el cierre de los ciclos abiertos existentes en Central Térmica Modesto Maranzana (“CTMM”) y CTE por una capacidad nominal total de 283 MW.

El 18 de octubre de 2017, ASA y AISA celebraron las correspondientes Asambleas Generales Extraordinarias, en las cuales los accionistas de cada una de las sociedades mencionadas aprobaron el proceso de reorganización societaria en virtud del cual ASA absorbió a AISA. Dicho proceso de fusión por absorción fue finalmente aprobado por la CNV el 11 de enero de 2018, resultando inscripto en IGJ, así como el aumento de capital correspondiente con reforma de estatuto social, con fecha 23 de febrero de 2018.

En el mercado eléctrico, el Grupo Albanesi ha tenido un importante crecimiento durante los últimos 10 años y hoy se posiciona como uno de los líderes en el mercado argentino. Según CAMMESA, al 31 de diciembre de 2017 es uno de los principales grupos dedicados a la generación y venta de energía eléctrica de Argentina en términos de MW de capacidad nominal instalada.

El siguiente gráfico presenta la evolución cronológica de la ampliación de la capacidad de generación de energía del Grupo Albanesi:



## DESCRIPCIÓN DEL SECTOR EN QUE SE DESARROLLA LA ACTIVIDAD DE LAS CO-EMISORAS

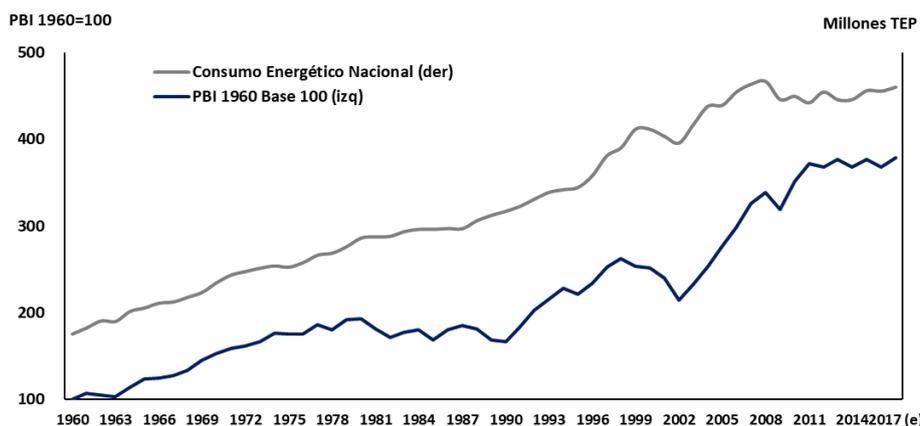
### LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN ARGENTINA Y SU REGULACIÓN

#### Estructura Energética Argentina

Características estructurales del Sector Energético

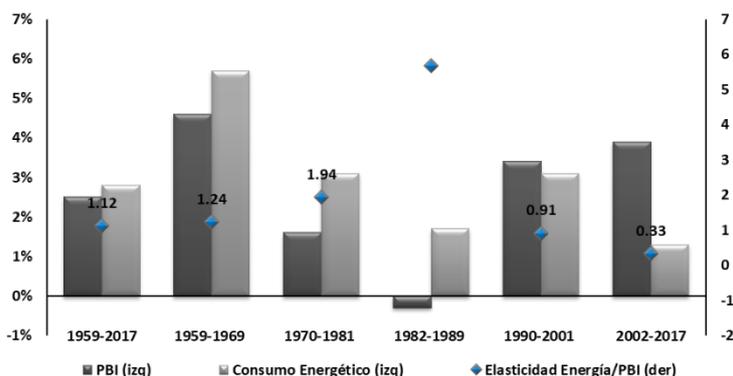
La evolución de la demanda y consumo energético en la Argentina está correlacionada positivamente con la evolución del Producto Bruto Interno, implicando que a mayor crecimiento económico la demanda energética también crece. El crecimiento histórico del consumo energético tuvo un promedio anual acumulativo de 2,8% en los últimos 58 años, con una media de 1,3% anual acumulativo desde el 2002, a pesar que en este último periodo el crecimiento económico se elevó a una media del 3,9% anual que fue superior 2,5% anual acumulativo desde 1959. Los años 2016 y 2017 de reducido crecimiento de consumo de energía primaria aparecen afectados por el proceso de fuerte recomposición tarifaria y reducen las cifras, probablemente un efecto transitorio. La información aquí presentada es realizada en base al informe que anualmente prepara CAMMESA, cuyos últimos datos fueron proporcionados en la primera mitad del año 2018. A la fecha de este Prospecto, no se cuenta con nueva información más actualizada.

### CONSUMO DE ENERGIA Y PBI EN LA ARGENTINA



El crecimiento del consumo energético en la primera década del siglo XXI fue resultado de un elevado crecimiento económico, que no fue motorizado tanto por un crecimiento del consumo del sector Industrial, sino preponderantemente por los sectores Residencial y Comercial 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 entre 2003 y 2011.

### CONSUMO ENERGÉTICO Y PBI POR PERÍODO HISTÓRICO

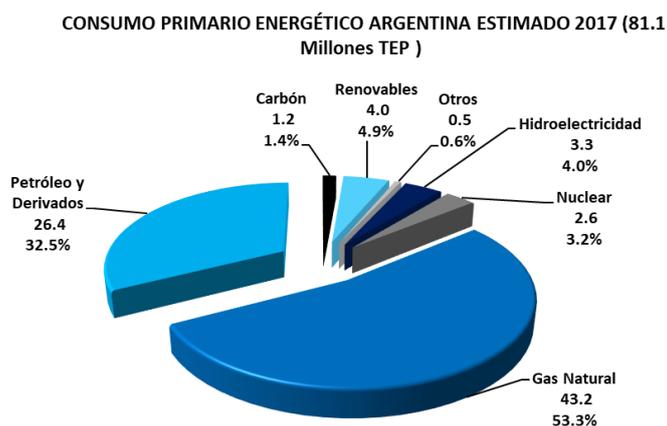
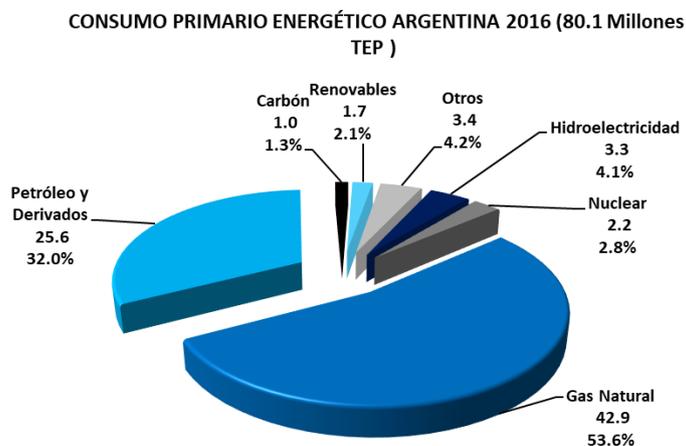


La elasticidad del consumo energético en relación al PBI en los últimos ciclos político-económicos es menor a décadas anteriores, con lo cual las restricciones a la demanda energética por insuficiente suministro y la necesidad de realizar importaciones para complementar la oferta energética doméstica fueron menores a lo esperado. Si a futuro el desarrollo industrial se ampliara, las necesidades de abastecimiento energético para satisfacer una demanda creciente serían aún mayores.

PERÍODO HISTÓRICO-ECONÓMICO	PBI ANUAL	CONSUMO ENERGÉTICO	ELASTICIDAD ENERGÍA/PBI
1959-2017	2.5%	2.8%	1.12
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
2002-2017	3.9%	1.3%	0.33

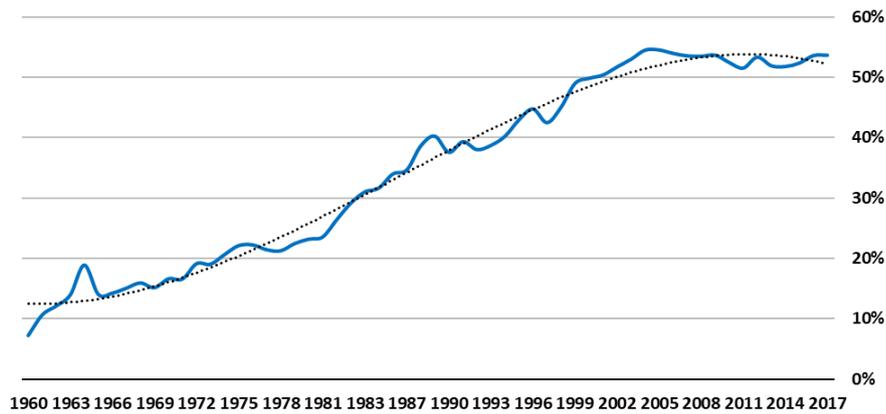
Las restricciones de abastecimiento de ciertos productos energéticos como el gas natural en el último ciclo de crecimiento económico hasta 2011 y relativamente moderado crecimiento de demanda energética en términos amplios, se deben principalmente a problemas en la oferta de estos productos energéticos, y a un crecimiento relevante de la demanda del segmento Residencial-Comercial en un contexto de recuperación industrial modesta con inversiones limitadas de expansión productiva en grandes consumidores energéticos.

La estructura del consumo primario energético en la Argentina es fuertemente dependiente de los hidrocarburos, con un estimado de 86,8% en 2016 y un estimado de 87,2% en 2017.



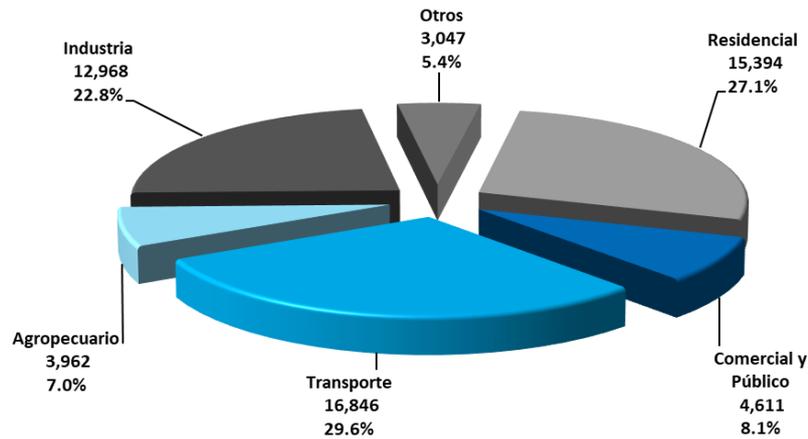
Este porcentaje se ha reducido levemente en los últimos cinco años relevados por la obligación impuesta a los refinadores que abastecen combustibles, de incorporar porcentajes crecientes de biodiesel y bioetanol en su producción de gas-oil y naftas. La característica estructural de tan alta dependencia de derivados del petróleo y del gas natural se da usualmente en pocos países, que poseen grandes reservas de petróleo y gas. La particularmente elevada dependencia del gas natural – 53.3% como estimación de 2017 - fluctúa anualmente en función de las cantidades importadas de gas natural, gas natural licuado (GNL) para satisfacer la demanda. A pesar de estas importaciones, la demanda potencial de gas natural se encuentra parcialmente insatisfecha en invierno en el segmento industrial - con restricciones al consumo, sin reemplazo por otros combustibles - y al segmento de generación termoeléctrica. Por la naturaleza, característica y costo de las inversiones necesarias, existe dificultad de modificar la estructura de consumo energético a corto plazo, pese a lo cual la actual Administración se ha fijado objetivos ambiciosos de incremento de fuentes renovables en el abastecimiento energético.

### PARTICIPACIÓN DEL GAS NATURAL EN CONSUMO INTERNO ENERGÉTICO



El consumo energético final en la Argentina – neto de pérdidas y 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 2015 (Millones tep)



Como síntesis, pueden detallarse las siguientes características particulares de la demanda y oferta energética en la Argentina:

- 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 LNG de África, o Venezuela.
- Adicionalmente, posee la particularidad que el 53,3% del consumo es dependiente del gas natural con una penetración gasífera en el consumo – a pesar de las importantes restricciones a la demanda potencial de este producto energético, 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 de grandes producciones excedentes de gas natural.
- Estancamiento en la oferta energética local – y en los últimos años también de la demanda interna que mitigó los problemas de escasez relativa -, ya que las inversiones de los últimos años en un sector energético estructuralmente dependiente de petróleo y gas, han sido insuficientes para incrementar efectivamente la oferta interna productiva que se vuelque a abastecer una demanda que en periodos de crecimiento económico también es creciente.
- Demanda potenciada en algunos segmentos específicos como el residencial y comercial tanto en gas natural como en energía eléctrica, por el retraso de tarifas, generando que las tasas de crecimiento del consumo energético residencial sean mayores a las razonables por su bajo precio.

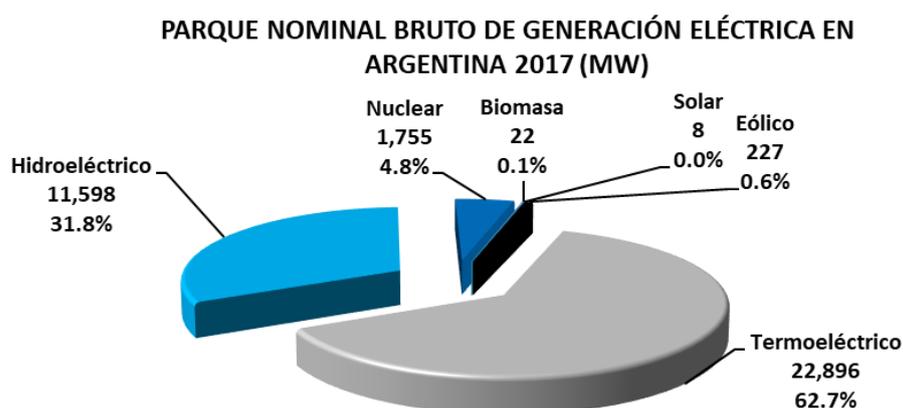
## Estructura de demanda y suministro de energía eléctrica

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 se estimaron cerca de 36.505 MW nominales instalados a fin de 2017 – un incremento de 7,5% respecto de 2016, equivalente a 2.535 MW de disponibilidad nominal, que al ser en gran parte equipamiento nuevo, posee disponibilidad efectiva –, la potencia disponible operativa en el verano 2017/2018 se encontró en torno a 28.500 MW más una reserva rotante del orden de 1.800 MW, según estimaciones. La diferencia entre la citada potencia nominal y la potencia efectiva a fin de 2017 se debe a que algunas unidades poseen restricciones de generación por insuficiencia de abastecimiento de combustibles, dificultades en alcanzar el rendimiento nominal, y un número de unidades de generación se encuentran recurrentemente en mantenimiento, o limitadas por cuestiones técnicas. Durante 2017 ingresaron unidades pequeñas de emergencia constituidas mayormente por motores diésel por 608 MW, que se localizaron en diferentes regiones de acuerdo a las necesidades de ciudades generalmente pequeñas, para atender picos de demanda dadas las restricciones de subtransmisión o transformación que se presentan en varias localidades o regiones. Adicionalmente se incorporaron 755 MW en turbinas a gas en nuevas centrales o en centrales existentes a las que se añadieron estas unidades. En el cierre de ciclos combinados se añadió considerable potencia de 1.209 MW. También se inició la incorporación de unidades de energía renovable con 52 MW – solar, eólica y biomasa –, que sin embargo tendrá un crecimiento muy considerable hasta 2020. No hubo incorporación de potencia nuclear, y el *revamping* de los turbo grupos generadores en la Central hidroeléctrica Yacretá incorporó la disponibilidad de 350 MW.



Las restricciones financieras del Estado usualmente han condicionado el ritmo de incorporación de centrales hidroeléctricas y nucleares, de elevado monto de inversión y largos plazos de ejecución. Recurrentes crisis fiscales del pasado obligaron a demoras y/o cancelaciones de estos grandes proyectos.

Por esta razón, los sucesivos gobiernos optaron por favorecer la incorporación de unidades de generación termoeléctrica de menor monto de inversión y menor plazo de ejecución hasta puesta en marcha, 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, su provisión no representó un inconveniente restrictivo en el pasado. No obstante, esta política de incorporación de generación termoeléctrica encuentra crecientes restricciones de provisión de combustibles fósiles de producción local, en particular en base a 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 relevante.

Tras la crisis del régimen regulatorio del Sector Eléctrico en el 2002, las inversiones continuaron preponderantemente con intervención del Estado, y expandiendo la oferta en base a generación termoeléctrica. También el Estado reanudó en el 2004 las obras de la central hidroeléctrica Yacretá que 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 el Gobierno anterior.

La actual Administración inicio en marzo 2016 un programa agresivo de contratación de nueva potencia de generación, tanto de origen termoeléctrico como también de fuentes renovables. La incorporación se contrató por medio de contratos de disponibilidad de potencia y remuneración de despacho 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.

El crecimiento de la última década la Potencia Instalada Nominal de las últimas décadas, predomina las unidades de generación termoeléctrica. El abastecimiento efectivo de la demanda estuvo signado por la oferta termoeléctrica, influida por períodos de mayor aporte hidroeléctrico. La oferta hidráulica creció en 25 años debido a la incorporación paulatina de las centrales Yacyretá, Piedra del Águila y Pichi Picún Leufú. La oferta termoeléctrica creció el 25% desde 1993 en que se desregularizó el Sistema Eléctrico, con períodos de fuerte aceleración, y el parque hidroeléctrica nominal un 103% y nuclear 75%

<b>POTENCIA NOMINAL BRUTA INSTALADA (Datos en MW a Diciembre de cada año)</b>											
<b>DATOS MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA - SISTEMA INTEGRADO</b>											
<b>AÑO</b>	<b>TÉRMICO</b>					<b>HIDROELÉCTRICO</b>	<b>NUCLEAR</b>	<b>BIOMASA</b>	<b>SOLAR</b>	<b>EÓLICA</b>	<b>TOTAL OFERTA NOMINAL GENERACIÓN</b>
	<b>TV</b>	<b>TG</b>	<b>DI</b>	<b>CC</b>	<b>SUBTOTAL</b>						
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	2,266	4	6,361	13,094	9,934	1,005				24,033
2007	4,573	2,306	26	6,362	13,245	10,156	1,005				24,406
2008	4,438	2,901	267	7,488	15,065	10,156	1,005				26,226
2009	4,438	4,259	398	6,473	15,524	10,516	1,005				27,045
2010	4,438	3,524	607	8,184	16,624	11,036	1,005				28,665
2011	4,445	3,428	1,131	8,724	17,728	11,111	1,005		1	16	29,861
2012	4,451	4,071	1,347	9,205	19,074	11,148	1,005		6	112	31,345
2013	4,441	4,074	1,388	9,205	19,108	11,095	1,010		8	165	31,386
2014	4,451	4,035	1,415	9,191	19,092	11,106	1,010		8	187	31,403
2015	4,451	4,039	1,415	9,227	19,132	11,108	1,750		8	187	32,185
2016	4,451	5,251	1,834	9,227	20,763	11,240	1,755		17	8	33,970
2017	4,451	6,006	2,003	10,436	22,896	11,598	1,755		22	8	36,506

### **Capacidad Nominal de Generación**

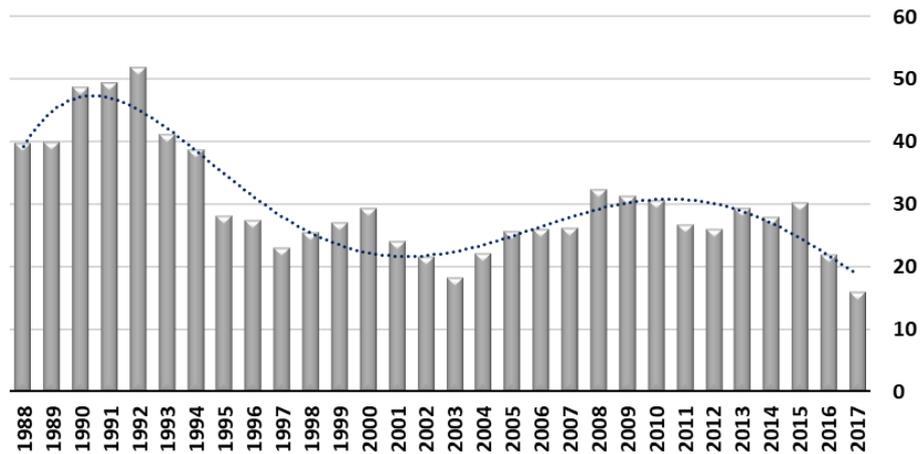
La Potencia Instalada Nominal es dominada por la generación termoeléctrica, aunque el nivel de indisponibilidad de la misma es aun elevado, en especial en el período de invierno, momento en el cual las restricciones de combustibles reducen la potencia efectiva disponible.

Se estimó que, al fin de 2017, la potencia efectiva disponible llegó al orden de 28.500 MW incluyendo reserva rotante de 1.800 MW, que no requirió ser utilizada en toda su magnitud debido a una demanda acotada en 2017, y la potencia disponible pudo satisfacer la demanda. En febrero 2017 se batió el récord de demanda de potencia y también de energía diaria para un día hábil. El 24 de febrero de 2017 se produjeron restricciones forzadas leves a la demanda, con importaciones de potencia menores a 2016, y con una reserva rotante significativamente superior al 2016. El parque de generación local logró aportar 24.559 MW de los 25.628 MW que se consumieron, más una reserva rotante de 1.614 MW.

En el inicio de 2018, la demanda máxima no superó a los registros de 2017, y el excedente de capacidad de generación fue más holgado con gran protagonismo del parque termoeléctrico que superó su récord histórico despachándose 16.384 MW.

Solo en diciembre de 2016 y enero 2017, las inversiones en mantenimientos habían mejorado la disponibilidad del parque termoeléctrico con una disponibilidad de generación local que probablemente se encuentra en torno a 25.000 MW.

## INDISPONIBILIDAD TÉRMICA TOTAL (%)



El incremento de potencia disponible efectiva mejoró sensiblemente en los dos últimos años tras incrementos de remuneración a generadores eléctricos, que aceleraron las reparaciones de unidades que estaban recurrentemente indisponibles, en adición a las incorporaciones citadas anteriormente.

### 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. Los últimos Gobiernos 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

El incremento de la oferta de generación eléctrica desde 1992, se concentra en un 40,7% en el período 1992 a 2001, en que se instrumentó una transformación profunda del sector eléctrico. No obstante, el 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 de potencia de generación relevante en el período 2008-2012 que constituyó, a la fecha del informe de CAMMESA, el 40,1% del total incorporado desde 1992, en base a inversiones con 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 los dos últimos años de 2016 y 2017 la potencia incorporada ascendió a 4.321 MW con un importante 19,3% en un lapso breve.

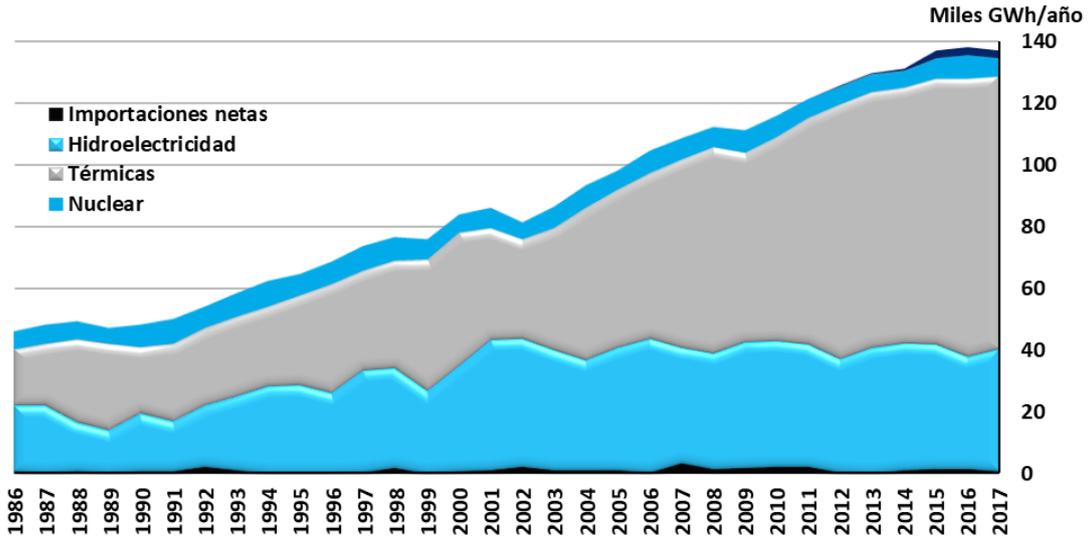


Tanto en el período de libertad de mercado – de 1992 a 2001 – como de intervención en el mercado – desde 2002 a 2015 –, y la nueva Administración en 2016 y 2017, la expansión se concentró en generación termoeléctrica, años que se gestó la incorporación futura de grandes cantidades de potencia de unidades de fuentes renovables.

INCREMENTO OFERTA NOMINAL (MW) - DATOS NOMINALES							
PERÍODO	TÉRMICO	HIDROELÉCTRICO	NUCLEAR	BIOMASA	EÓLICA/SOLAR	TOTAL PERÍODO	DISTRIBUCIÓN POR REGIMEN REGULATORIO
<b>1992-2016</b>	16,101	5,337	750	22	235	<b>22,445</b>	
<b>1992-2001</b>	5,945	3,183	0	0	0	<b>9,128</b>	<b>40.7%</b>
<b>2002-2015</b>	6,392	1,664	745	0	195	<b>8,996</b>	<b>40.1%</b>
<b>2016-2017</b>	3,764	490	5	22	40	<b>4,321</b>	<b>19.3%</b>

La demanda bruta de electricidad – incluyendo las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución y el consumo propio en unidades de generación – 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 Yacretá en paulatino incremento de su cuota de generación desde el 2006.

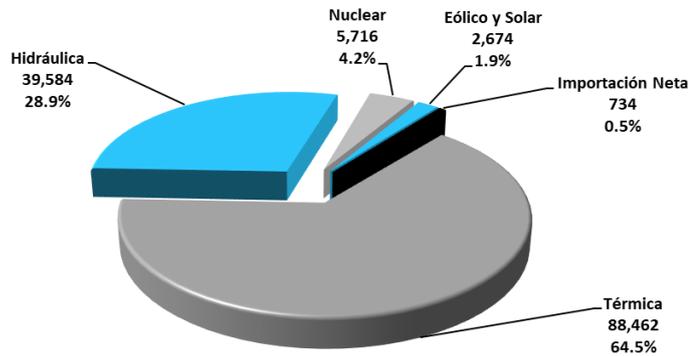
## EVOLUCIÓN SUMINISTRO HISTÓRICO ELÉCTRICO BRUTO



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 el Comahue, Cuyo, y Noroeste en menor medida

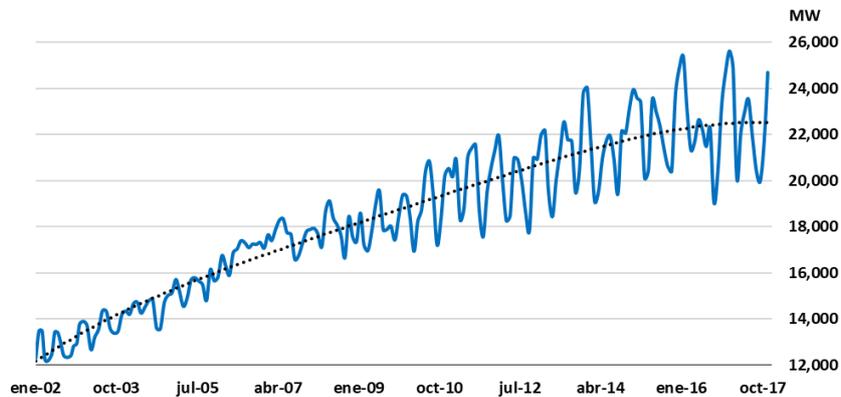
La excelente participación del sector hidroeléctrico alcanzada entre el invierno 2009 e inicios de 2010 – con participación de hasta el 50% –, debe ser considerada como una situación muy favorable para la Argentina al minimizarse la importación de combustibles para generación térmica, que no se repitió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

### SUMINISTRO ENERGÍA ELÉCTRICA 2017 (GWh/año)

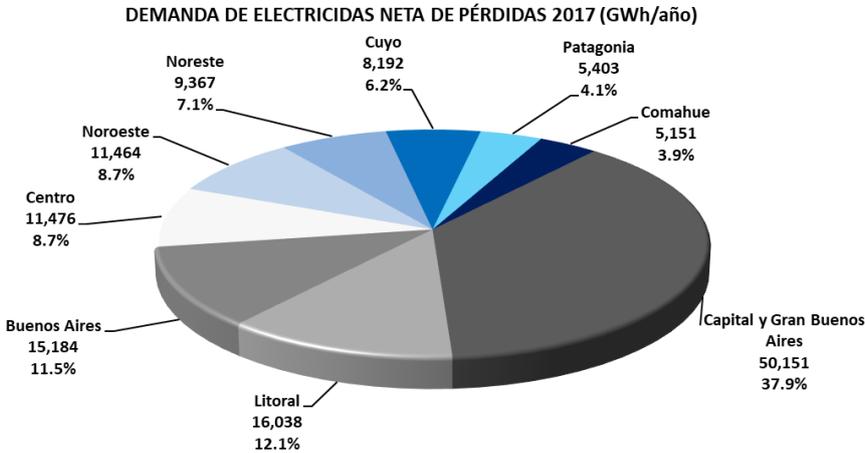


La demanda de energía eléctrica mostró en 2016 y 2017 un desaceleramiento de su tendencia al crecimiento. Esta tendencia de largo plazo mostró morigeración de la demanda de electricidad en períodos de caída de la economía como el 2016, o de ajustes tarifarios como en 2017 pese al crecimiento de 2,8% en el PBI.

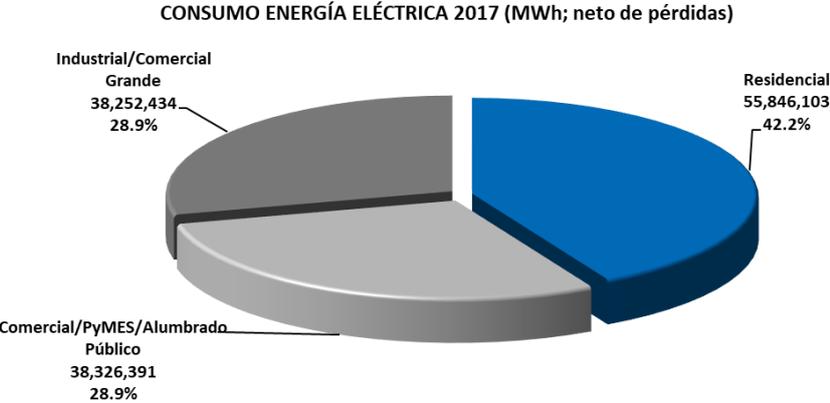
### DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA (ESTIMACIÓN SIN CORTES)



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 localiza muy concentrada en el área Buenos Aires-Litoral, que reúne cerca del 62,5% de la demanda eléctrica total del país. Si bien las tasas de crecimiento en otras regiones como Noroeste, Comahue y Patagonia son superiores al resto, los cambios de la presente estructura no serán materiales en el futuro.



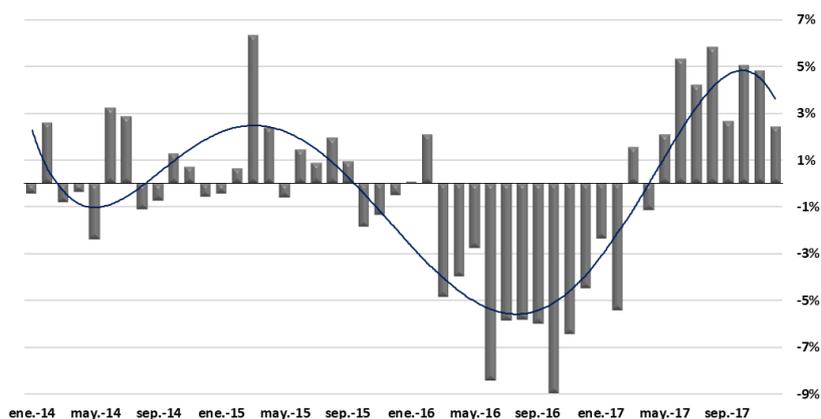
La demanda de energía a lo largo del periodo anual, registró crecimiento tras la caída desde las restricciones al consumo eléctrico industrial del invierno 2007 y la crisis económica y bancaria internacional de fin de 2008 e inicios de 2009, reflejando un fuerte incremento de la actividad industrial y del consumo masivo en la economía. Sin embargo, la demanda eléctrica revirtió la tendencia de crecimiento desde mediados de 2011, y desde 2016 hasta fin de 2017 mostró reducción de la demanda evidenciada por el promedio móvil de doce meses. El fin de 2015 con el inicio de la recesión económica, trajo un nuevo cambio de tendencia a la reducción de demanda de energía con que finalizó el 2017, con estabilidad de 0,0% en 2016 respecto a 2015, y reducción de -0,9% en 2017.



El segmento de demanda eléctrica residencial igualmente creció 3,0% en 2016 respecto a 2015, un registro mayor al 2,1% del recesivo 2014 respecto al 2013 (reducción de -2,5% del PBI), pero inferior al 7,7% del 2015 (expansión de 2,5%). En 2017, este segmento se redujo -2,1%. El segmento de demanda eléctrica comercial – que en la nueva clasificación de CAMMESA entendemos que incluye alumbrado público y pequeñas industrias - 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 -0,6%. Probablemente los ajustes tarifarios iniciados en febrero 2016 en energía eléctrica – seguidos de ajustes en gas natural en abril 2016 -, afectan en parte a la demanda de consumidores residenciales y comerciales.

La caída de actividad industrial finalizó a inicios de 2017, y parece estar revirtiendo la tendencia negativa que se mantuvo en los últimos dos años.

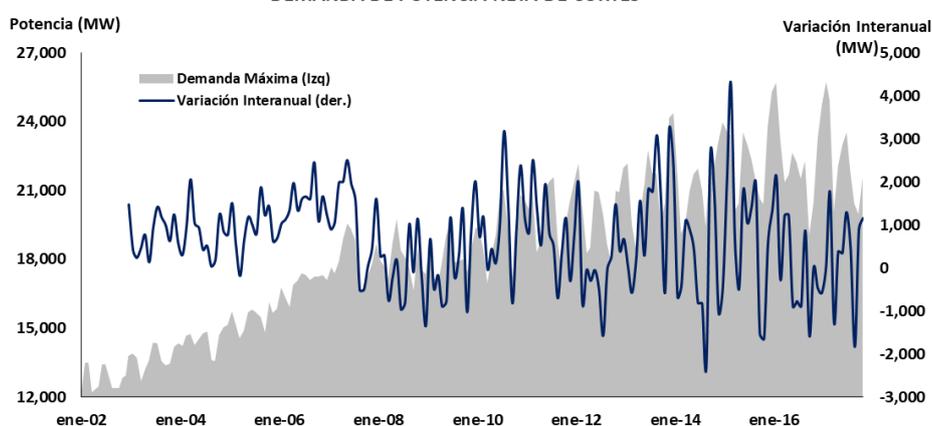
### CONSUMO ELÉCTRICO INDUSTRIAL - VARIACIÓN INTERANUAL



El crecimiento de la demanda de energía presiona sobre el abastecimiento de combustibles para el parque termoelectrico. La demanda de potencia incide sobre el parque de generación disponible para atender la demanda máxima de potencia 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, se recurrió en el Gobierno anterior a cortes de suministro consensuados con grandes industrias, como sucedió en los inviernos 2010 y 2011 – sin llegar a los niveles extraordinarios del invierno 2007 – que no se requirieron en el 2012; en 2013 fueron necesario especialmente en diciembre, al igual que en enero de 2014. Ni en los meses de verano 2015 ni de invierno del mismo año fue necesario requerir restricciones significativas a consumidores industriales para abastecer la demanda residencial de electricidad, aunque sí se produjeron cortes forzados a la demanda por inconvenientes considerables de distribución eléctrica. En febrero 2016 la elevada demanda de días previos al récord del 12 de ese mes, llevó a cortes programados e intempestivos de demanda que CAMMESA estimó en 1.000 MW. En el 2017 la demanda se amortiguó y no presionó exigiendo al sistema.

### DEMANDA DE POTENCIA NETA DE CORTES



Ni el invierno 2015, ni 2016 ni 2017 marcaron nuevos registros máximos de potencia por temperaturas templadas que incidieron en la demanda en 2015, por recesión económica en 2016, y por invierno inusualmente templado en 2017. En el verano 2018 sí se marcó un nuevo récord con altas temperaturas en Buenos Aires, registrándose el récord de consumo de potencia con 26.320 MW el 8 de febrero de 2018.

No obstante, los datos oficiales de capacidad nominal de generación eléctrica que se han detallado previamente, es importante destacar que esta capacidad de generación no es la que efectivamente se encuentra disponible en los momentos de máxima demanda. Tanto en verano como especialmente en invierno, se registra una capacidad efectiva de generación para atender la demanda. Por el contrario, la capacidad efectiva disponible es menor a la capacidad nominal, razón por la cual el Gobierno decidió licitar la incorporación de unidades de generación de emergencia al igual que unidades de energía renovable.

El parque de unidades TV es obsoleto con varias décadas de funcionamiento y alto consumo específico que el Gobierno deseó disminuir incorporando nuevos ciclos combinados, que suelen presentar elevadas tasas de indisponibilidad debido a mantenimientos programados y correctivos. A la fecha de la preparación del informe de CAMMESA referido se estimó que pese a la existencia de 4.451 MW nominales de generación TV, sólo puede contarse para despacho regular de 1.899 a 2.000 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 bastecer la demanda en la Ciudad de Buenos Aires donde es poco probable instalar nuevas líneas de transmisión eléctrica para llevar suministro a los consumidores.

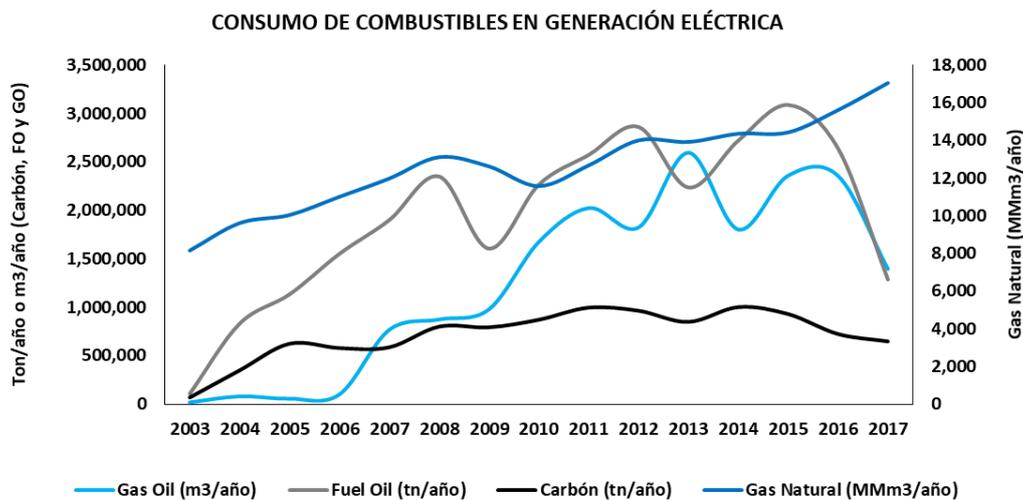
Algo similar ocurre con las unidades TG en ciclo abierto, de las que por distintas causas en buena parte del año despachan en el orden de 4.200 MW, contando recientes incorporaciones. Las unidades bajo los Programas Energía Distribuida de ENARSA en base a gas oil muestran buen nivel de operatividad, 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 que puede oscilar entre 20 y 25%, si se cuenta 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 el parque nuclear la indisponibilidad histórica ha sido alta debido a los mantenimientos periódicos a los que hay que someter a las unidades. En particular la CN Embalse, a la fecha del referido informe, hacía dos años que se encontraba fuera de operación - desde el 1 de enero de 2016. El parque nuclear operó con la CN Atucha I y el ingreso estable de hasta 740 MW – de 770 MW nominales - de la CN Atucha II que operó de modo confiable en 2016 tras el irregular 2015, y nuevo despacho errático en 2017.

La demanda de energía podría llegar a estar influida por la capacidad física y económica de suministro de combustibles para la generación termoeléctrica – que en los últimos años hasta 2014 incrementó el costo de generación tanto marginal como medio, aunque la caída de precios del petróleo y combustibles redujo el costo medio y marginal durante 2016 y 2017 -, en tanto la demanda de potencia se satisfizo con mayor capacidad instalada. La carencia de gas natural de producción propia llevó a la utilización creciente de fuel oil y gas oil para hacer despachar las centrales de generación con unidades Turbo Vapor (TV) y Turbo Gas (TG), en adición a las importaciones de gas y LNG. La mayor parte de las unidades TV despachan a fuel oil, y solo las de la central San Nicolás pueden quemar carbón, además de fuel oil o gas natural.

La disponibilidad de combustibles 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 la clave de la disponibilidad futura de unidades térmicas, con mayor incidencia en aspectos logísticos que en cuanto su precio si se mantienen las actuales condiciones internacionales. Desde 2007 la limitada oferta de gas natural en invierno obligó a un explosivo incremento del consumo de fuel oil y gas oil, con precios récord en el primer semestre de 2008 – morigerados en 2009 por la crisis internacional, que mostraron precios altos en 2010.

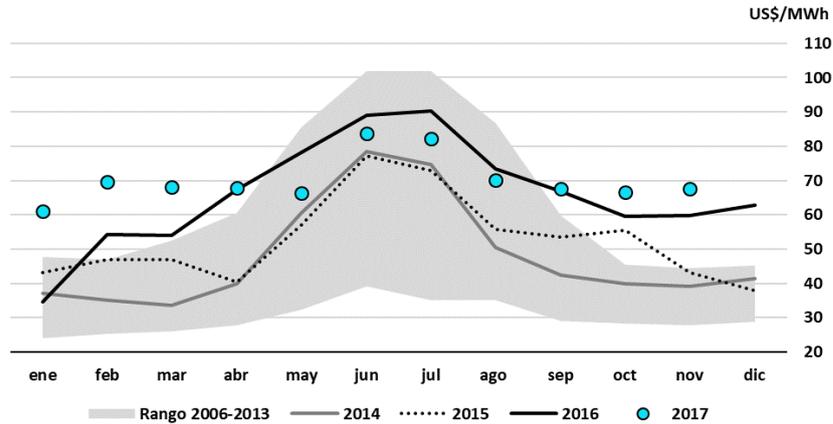


Ante la insuficiencia de gas en meses de invierno, se consumen cantidades importantes de combustibles alternativos para generar energía eléctrica a costos superiores a 250 U\$S/MWh hasta el invierno 2014, tras el cual se produjo una fuerte caída de precios internacionales del petróleo que permitió reducir los costos de generación termoeléctrica. El escenario de alta participación de la generación termoeléctrica se prevé que se acentuará en los próximos años, ya que no existe ningún proyecto relevante de ingreso hidroeléctrico en dicho plazo, y los proyectos que encara el Gobierno consisten en centrales de punta de bajo módulo del orden de 32 a 34% lo que aportará potencia, aunque no necesariamente energía en cantidad a bajo costo variable.

El Costo Monómico de generación de CAMMESA se trasladó como precio efectivo en modo casi completo solo 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 2016, que continuaron en 2017.

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

### COSTO MONÓMICO ELÉCTRICO



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 unidades TG. A la fecha del informe de CAMMESA, se considera que durante los próximos años se mantendrá esta estructura de despacho termoeléctrico creciente y consumo de combustibles fósiles, y que un eventual cambio de estructura de abastecimiento y generación de fuentes renovables demandará varios años para la concreción de proyectos y requerirá ampliaciones importantes en capacidad de transmisión eléctrica, y montos de inversión sustanciales. 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 entre 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. Se estimó a la fecha del referido informe que la potencia completa de Yacyretá de 3.200 MW, y el despacho máximo de energía se alcanzarían en 2018 o 2019. Puede verse que, debido al caudal excesivo del Paraná, el aporte de energía de la CH Yacyretá se redujo hacia el inicio de 2018 a pesar de las unidades reparadas.

No existen centrales relevantes en construcción que no sean a combustibles fósiles. La mayor parte en marcha son centrales a gas natural con grupos TG en construcción y algunos cierres a ciclos combinados de TG en ciclo abierto, ahora con perspectiva favorable de oferta local de gas incremental si los precios fueran suficientes para justificar su desarrollo. La restricción para el desarrollo de gas natural pasará por la posibilidad de vender este combustible todo el año, en un mercado que presenta estacionalidad y que enfrentará la irrupción de generadores de fuentes renovables. Por esto, será necesario recuperar mercados de exportación de gas y/o electricidad, o enfrentar presiones por importaciones crecientes de combustibles, o en su defecto mayor re direccionamiento de gas destinado a consumos industriales. El consumo de combustibles - diferentes del gas natural - para generar energía eléctrica dan una idea de la magnitud del gap de demanda potencial para consumo de LNG que requeriría una terminal de regasificación adicional para sustituir importaciones de gas oil, sin incluir aún el mercado potencial debido a demanda insatisfecha del sector industrial afectado por cortes

El despacho efectivo de los Ciclos Combinados se realiza en función del combustible del que disponen – con elevada interrumpibilidad de gas natural en invierno – en tanto las unidades TV y TG presentan alta indisponibilidad. Los costos derivados de la mayor generación termoeléctrica con consumo de combustibles líquidos, incrementa sustancialmente 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.

Tras la devaluación del peso en 2008/2009 y el subsiguiente deterioro de la moneda, la devaluación del 22% de enero 2014, y la devaluación del 60% entre diciembre 2015 y 2016, los costos continuaron incrementándose en pesos toda vez que los combustibles son importados y al precio internacional se le sumó el deterioro de la moneda local.

Los precios de gas con destino a generación eléctrica fueron establecidos en dólares estadounidenses 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 US\$/MMBTU en boca de pozo en cuenca Neuquina. No obstante, estos ajustes, los precios de gas local destinados a generación termoeléctrica se mantuvieron reducidos en promedio hasta mitad de 2016 en que el Gobierno decidió incrementarlos a 4,50 a 5,2 US\$/MMBTU dependiente de la cuenca de origen. Estos precios se mantuvieron en 2017.

Durante el 2014, se determinó que los generadores termoeléctricos no podrían celebrar contratos de venta a término de su producción con consumidores industriales, que ahora deben abastecerse directamente de CAMMESA pagando a ésta su consumo a valores determinados en diferentes resoluciones.

## **Perspectivas para Generadores Eléctricos**

La necesidad de contar con una disponibilidad elevada de las unidades de generación eléctrica ya existentes, llevó a que el Gobierno realizara convocatorias de licitaciones de nueva generación termoeléctrica de emergencia en el marco de la Resolución 21/2016. Se realizó una licitación exitosa que finalizó con una adjudicación cercana a 3.300 MW.

A la fecha del informe de CAMMESA, se estimó que posteriores licitaciones de energías renovables aportarían potencia nominal de 2.400 MW en los próximos años, y que existía interés inversor en incorporar nuevos proyectos de envergadura en licitaciones que realizaría el Gobierno tras Manifestaciones de Interés recibidas de inversores potenciales bajo una Resolución 421/2016.

En este sentido, los ingresos de los generadores deberían adecuarse en modo significativo para cubrir sus costos y sus inversiones, y además proveerse de combustibles en los casos de generadores termoeléctricos. En el pasado pueden citarse como ejemplo la decisión de incrementar los valores de remuneración de los generadores eléctricos respecto a los de 2013 mediante la Resolución 529/2014; el *Acuerdo para el incremento de disponibilidad de Generación Térmica* firmado en 2014 por generadores y el entonces Secretario de Energía para lograr aumentar la oferta de generación para el invierno 2015 con cancelación de acreencias a favor de generadores que se invertirían justamente en dicho aumento de oferta, y también los ajustes provistos por la Resolución 482/2015 que modificó los valores de la Resolución 529/2014 en forma retroactiva desde febrero 2015. Si bien este esquema no fue suficiente para otorgar liquidez adicional a los generadores, preservó y materializó el valor económico por pagos no realizados por CAMMESA a generadores por transacciones pasadas, y permitió contar con disponibilidad de despacho suficiente para atender la demanda del invierno y verano 2015.

La devaluación del Peso ocurrida en diciembre 2015 y el proceso inflacionario de 2016, fueron superados en su impacto por el aumento del Precio Estacional de la Energía del orden de 380% dispuesto por el Gobierno tras 12 años sin ajustes. A la fecha de ese informe, se previó la posibilidad de que el Gobierno continúe con ajuste de este Precio Estacional de la Energía en adición a los ajustes de márgenes de los servicios de transmisión y distribución eléctrica, para dotar al sistema de mayor equilibrio financiero entre sus ingresos y sus egresos.

El ME&M se mostró muy activo durante todo 2016, 2017 y 2018, para restablecer las normas regulatorias que rigen legalmente el sector eléctrico.

La disponibilidad de las unidades de generación precisaría el ingreso de las unidades comprometidas, si la economía extendiera su crecimiento en los próximos años. Por esto, el proceso de readecuación normativa implementado parcialmente desde febrero 2016 deberá consolidarse para cristalizar el gran interés inversor mostrado durante 2016 y 2017. SE preveía la posibilidad de que existieran excedentes de capacidad si la demanda continuaba retraída por efecto del ajuste de tarifas.

La perspectiva de los generadores termoeléctricos modernos y localizados en regiones de alto crecimiento de la demanda, era favorable ya que sus unidades recibirían requerimientos crecientes de despacho. Es probable que dada la caída de precios internacionales que acercan su costo a los ingresos que pagarán los diferentes consumidores cuando el Gobierno implemente ajustes tarifarios, modifique la actual provisión de combustibles por parte de CAMMESA - que los recibe en parte de ENARSA - , para que los generadores procuren abastecerse adecuadamente de sus propias fuentes de abastecimiento, y puedan firmar contratos a término con consumidores industriales y eventualmente distribuidoras.

Una indicación de la modificación de la política sectorial del subsector eléctrico con sesgo positivo – al menos parcialmente - lo constituye la garantía de contratación por CAMMESA de nueva potencia y energía asociada por medio de la Resolución 220/2007 que el Gobierno respeta, al igual que las mejoras de ingresos de los generadores eléctricos establecidas por la Resolución 95/2013 que a su vez fueron incrementados en 2014, 2015 y también en 2016 y la Resolución SEE 19– E/2017.

### **Normas con Influencia en Generadores Eléctricos**

La normativa de CAMMESA y la entonces Secretaría de Energía fue evolucionando con algunas señales positivas para el parque generador, 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**

A la fecha del referido informe de CAMMESA, debe destacarse la importante Resolución 1281/2006 conocida como creadora del régimen de “Energía Plus”. Esta importante norma propició la inversión en nuevas unidades de generación térmica, 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 entonces 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 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 GEMSA, Genelba S.A y Central Güemes S.A. fueron 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 entonces Secretaría de Energía publicó el 18 de enero de 2007 la Resolución 220 por la cual amplió la posibilidad de instalar nueva capacidad de generación a partir de contratos con CAMMESA.

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. De este modo, se establece que numerosos proyectos de inversión en los cuales participaba Energía Argentina S.A. – 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 eléctrico, contemplan el pago de todos los costos operativos y variables así como también la remuneración de la inversión y una utilidad para la empresa. Este impulso de un nuevo contratante de potencia y energía de largo plazo propició la inversión por parte de generadores en nueva oferta de generación termoeléctrica, entre los que se destacan GEMSA y CTR, entre otras empresas en las que participa ASA.

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 en algunas ocasiones, 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.

### **Resolución 95/2013**

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

Esta Resolución 95 aplicó un esquema de remuneración de los costos fijos de Agentes Generadores. Bajo dicho esquema, 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 podría ser en ningún caso inferior a 12 \$/MW-hrp. La Resolución 95/2013 estableció un esquema de remuneración de Costos Variables – relacionado sólo con los costos de operación y mantenimiento variable – 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 consideró relevante por representar mayores ingresos a los generadores eléctricos.

Finalmente la Resolución 95 estableció que el abastecimiento de los combustibles a las centrales y la gestión comercial y despacho de los mismos quedaría centralizado en CAMMESA.

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.

### **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 Coro Plazo, y en tercer orden la Remuneración Adicional Fideicomiso.

### **Resolución 529/2014**

El 23 de mayo de 2014, se publicó la Resolución 529/2014 de la entonces 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 incluye norma recursos adicionales destinados a las inversiones a ser desarrolladas en el programa de inversiones en el fideicomiso FONINVE MEM 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 del 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.

### **Resolución 22/2016**

El 30 de marzo de 2016 se publicó la Resolución 22/2016 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica 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 y 482/2015, anteriormente detalladas. Los ajustes fueron considerables en algunos segmentos, y el nuevo Gobierno 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 FONINVE MEM 2015-2018.

### **Resolución 21/2016**

A través de la Resolución 21/2016, la SE realizó una licitación para la instalación de nueva capacidad de generación y energía eléctrica asociada que sería vendida a través de Contratos de Demanda con CAMMESA con términos y condiciones principales muy similares a los contratos suscriptos con arreglo al marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007. La condición más importante para obtener un contrato de demanda fueron las fechas de instalación de nueva capacidad. La misma ofrecía a los generadores tasas en dólares estadounidenses ligadas a los costos de generación de nueva capacidad de generación de energía eléctrica disponible lista para satisfacer la demanda durante el verano (de diciembre a marzo inclusive) de 2016/2017, el invierno (de junio a septiembre inclusive) de 2017 o el verano de 2017/2018.

### **Resolución 19/2017**

El 2 de febrero de 2017 se publicó la Resolución 19/2017 de SEE por la cual se dejó sin efecto el régimen remuneratorio establecido por la Resolución 95/2013 que, a su vez, que fuera actualizado por la Resolución 482/15 y la Resolución 22/2016, y se definió un nuevo esquema de remuneración por variable y potencia disponible. La Resolución entró en vigencia el 01 febrero 2017 y alcanzó a los agentes comprometidos establecidos en la Resolución 95/2013 y sus modificatorias. La metodología de cálculo se basa en remuneración de generación en base a potencia disponible y energía generada, en efectivo y valorizada en dólares.

La mencionada resolución incrementó la remuneración por potencia e implementó una declaración de disponibilidad de potencia comprometida. La remuneración se compone por dos aspectos:

- Remuneración por potencia (costos fijos): proporcional a la potencia disponible mensual y al precio fijado en U\$S/MW-mes que varía de acuerdo a diferentes condiciones.
- Remuneración por energía (costos variables): Remuneración por energía generada y operada en U\$S/MWh y remuneración adicional incentivo por eficiencia.

A la fecha del presente Prospecto, la Resolución 19/2017 ha sido derogada por la Resolución SGE 1/2019. Para mayor información véase la sección *“Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras-La Industria Eléctrica en la Argentina y su Regulación – Normas con Influencia en Generadores Eléctricos – Resolución 1/2019”* del Prospecto

### **Resolución 20/2017**

El 1 de febrero de 2017 se publicó la Resolución SEE 20/17 que aprobó la Reprogramación Estacional de Verano, correspondiente al período 1 de febrero de 2017 al 30 de abril de 2017.

En la resolución indicada se fijaron los siguientes valores:

- a) el Precio de Referencia de la Potencia: 3.157,00 \$/MW-mes.
- b) Precio Estabilizado Económico en el Mercado (PEE):
  - En horas de pico: 1.070,11 \$/MWh.
  - En horas restantes: 1.065,61 \$/MWh.

- En horas de valle: 1.060,95 \$/MWh.

Asimismo, se incrementó el precio estacional de referencia para los usuarios residenciales pasando de los \$ 320 MW/H antes vigentes a un valor actual de \$ 640 MW/h. Por su parte, se incrementó el precio spot máximo, pasando de los \$120 MW/h antes vigentes a un valor actual de \$240 MW/h.

El propósito de la resolución es que el precio de la energía vuelva a representar su costo económico de forma tal que el Estado Nacional pueda reducir los subsidios que destinan a este concepto.

#### **Resolución 256/2017**

La Resolución SEE 256/2017 de fecha 28 de abril de 2017 aprobó la Lista Temporal de Invierno del MEM para el período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 y el 31 de octubre de 2017 presentado por CAMMESA. Esta Resolución mantiene los valores del Precio de Referencia de la Energía y el Precio Estabilizado Económico en el Mercado establecido por la Resolución SEE 20/17.

#### **Resolución 420/2016 y 287/2017**

Mediante la Resolución 420/2016, del 16 de noviembre de 2016, la SEE emitió un llamado a los interesados en el desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica, como forma de contribuir a la reducción de costos en el MEM. A tal efecto, más de 200 manifestaciones de interés ("MDI") fueron colocadas por 80 empresas diferentes, con diferentes alternativas de instalación de infraestructuras, incluyendo nuevas generaciones, suministro de combustible y obras de transmisión, entre otras. Aquellas MDI se centraron en el desarrollo de nuevos proyectos de generación térmica a través de: a) cierre de ciclos combinados, b) cogeneración, c) nuevos ciclos combinados y d) otros. El total de MDI alcanzó los 35.000 MW.

Dentro de este marco, y teniendo en cuenta los bajos requerimientos de combustible para las tecnologías con cierre de ciclo combinado y cogeneración, el 10 de mayo de 2017, mediante la Resolución 287/2017 la SE emitió una convocatoria abierta de ofertas para los interesados en la venta de electricidad derivada de la instalación de nueva capacidad de generación de electricidad mediante el uso de dichas tecnologías, al tiempo que se compromete a cumplir con la demanda del MEM. La licitación para nuevos ciclos combinados y los proyectos de transporte y suministro de combustible se pospusieron para una etapa posterior.

Bajo esta resolución, los contratos de demanda mayorista con CAMMESA tienen una duración de 15 años y serán compensados con una cantidad fija de electricidad disponible y con una cantidad variable de electricidad suministrada.

Entre algunas de las modificaciones introducidas en la oferta convocada a través de la Resolución 21/2016 (descrita anteriormente), la licitación determina la futura creación de un fondo de garantía ("FG"), cuyas características principales no han sido definidas. El FG actuará como garantía adicional de los pagos a los adjudicatarios, derivados de los contratos de demanda mayorista, y deberá contar con fondos suficientes para garantizar un monto total igual a 6 meses de pago en virtud de dichos acuerdos.

#### **Resolución 296/2017**

Mediante esta Resolución de fecha 17 de octubre del 2017 el ME&M informa que, se adjudicaron 9 proyectos por un total de 1.304 MW para incorporar nueva generación de energía eléctrica eficiente mediante el cierre de Ciclos Abiertos y Cogeneración, licitados en el marco de la Resolución 287/2017.

De acuerdo a la Resolución 296/2017, se adjudicaron nueve proyectos, de los cuales, dos de ellos fueron adjudicados a GEMSA (cierres de ciclo en Ezeiza en la provincia de Buenos Aires por 138 MW y en Río Cuarto, provincia de Córdoba, por 112,5 MW).

Se prevé que la totalidad de los proyectos adjudicados estarán en servicio en el primer semestre del 2020. Esta licitación se realizó en el marco de la Emergencia Eléctrica vigente hasta diciembre 2017, y tiene por objetivo dotar de confiabilidad y eficiencia al sistema eléctrico.

#### **Resolución 1/2019**

Con fecha 28 de febrero de 2019 la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico emitió la Resolución 1/2019 cuya entrada en vigencia se produjo el 1 de marzo de 2019. La resolución derogó la anterior resolución N° 19/2017 de la ex SEE y estableció nuevos mecanismos de remuneración para todos aquellos generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM que no cuenten con contratos de abastecimiento de demanda MEM como por ejemplo aquellos bajo resolución 220/2007, 21/2016 o 287/2017.

#### *Pago por disponibilidad de potencia*

Cada operador declara una disponibilidad garantizada ofrecida (DIGO) por trimestre. Se considera "Trimestre de Verano" a diciembre, enero y febrero, "Trimestre de Invierno" a junio, julio y agosto.

La remuneración se subdivide en dos ítems:

(a) Precio por potencia garantizada según cumplimiento de la DIGO declarada y que se establece dependiendo del trimestre del año entre:

(a.i) 7.000 U\$S/MW-mes para los Trimestres de Verano y Trimestres de Invierno

(a.ii) 5.500 U\$S/MW-mes para el resto del año.

(b) Precio mínimo para la potencial real efectivamente generada (Disponibilidad Real de Potencia o DRP) por encima de la DIGO que se establece entre:

(b.i) 5.200 U\$S/MW-mes para los Trimestres de verano y Trimestres de Invierno

(b.ii) 3.050 U\$S/MW-mes para el resto del año.

La remuneración antes mencionada se ajusta por un coeficiente en función del tipo de equipo y del factor de despacho neto de paradas de mantenimiento e indisponibilidades forzadas.

#### *Pago de costos variables por generación*

Se reconocerán dos ítems:

(a) Por la energía térmica convencional generada se reconocerá como un costo variable (excluido el combustible) de 4 USD/MWh para despacho con gas natural y 7 USD/MWh para despacho con gas-oil o fuel-oil.

(b) Adicionalmente los generadores recibirán una remuneración mensual por la energía operada (aquella que se hubiera podido despachar, pero no requerida por CAMMESA cuando solicita el despacho) valorizada a 1,4 USD/MWh para cualquier tipo de combustible.

La gestión física y económica del combustible será realizada por CAMMESA, salvo para aquellos generadores que opten por la gestión propia de combustible. En este último caso, si el generador es requerido y no posee el combustible declarado se remunerará por la energía generada el 50% de los costos variables mencionados en (a) y (b).

#### *Tipo de Cambio*

Finalmente en su Artículo 8° la resolución establece que el organismo encargado del despacho convertirá los valores nominados en dólares estadounidenses a pesos argentinos, utilizando la tasa de cambio A 3500 publicada por el BCRA, del día anterior a la fecha de vencimiento de las transacciones económicas.

## **DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES Y NEGOCIOS DE LAS CO - EMISORAS**

Las Co-Emisoras forman parte del Grupo Albanesi, uno de los grupos líderes de generación de energía eléctrica en Argentina en base a la capacidad instalada (para mayor información sobre el Grupo Albanesi, véase las secciones “*Información de las Co-Emisoras – Reseña Histórica*” y “*Estructura de las Co-Emisoras, Accionistas o Socios y Partes Relacionadas – Estructura de las Co-Emisoras y su Grupo Económico*”).

Las Co-Emisoras se dedican a la generación y venta de energía eléctrica, generando sus ingresos principalmente a partir de: (i) la venta de capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en el marco de la Resolución SE 220/2007, de conformidad con CCEE a largo plazo denominados en dólares estadounidenses que contemplan un esquema “take or pay”; (ii) la venta de energía eléctrica a grandes usuarios privados de conformidad con CCEE de uno o dos años de plazo, denominados en dólares estadounidenses en virtud del marco regulatorio de Energía Plus; (iii) la venta de capacidad de generación y energía a CAMMESA en virtud del marco regulatorio de Energía Base para capacidad nominal instalada con anterioridad al 17 de marzo de 2006, de conformidad con la Resolución SEE 19/2017, denominados en dólares estadounidenses (sin celebrar CCEE) a las tarifas establecidas por la Secretaría de Energía (a la fecha del presente Prospecto, la Resolución SEE 19/2017 ha sido derogada por la Resolución SGE 1/2019. Para mayor información sobre la Resolución SGE 1/2019, véase la sección “*Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras-La Industria Eléctrica en la Argentina y su Regulación – Normas con Influencia en Generadores Eléctricos – Resolución 1/2019*” del Prospecto); y (iv) la venta de capacidad de generación y energía a CAMMESA en el 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 que contemplan un esquema “take or pay”.

A partir de 2020 se estima se agregarán los ingresos provenientes de los proyectos recientemente adjudicados a GEMSA, mediante los cuales se van a instalar 283 MW de nueva capacidad, y actualmente en construcción bajo Resolución SEE 287/2017, los cuales

tienen similares características a los correspondientes bajo las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016 con un plazo contractual de 15 años.

Los marcos regulatorios de las Resoluciones SE 220/2007, SEE 21/2016, SEE 287/2017 y Energía Plus corresponden a la capacidad nominal instalada a partir de septiembre de 2006 y generan retornos más altos en comparación con el marco regulatorio de Energía Base; además, el marco regulatorio 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 mayor descripción de los marcos regulatorios y de los CCEE de las Co-Emisoras, véase “*Los Clientes de las Co-Emisoras*” más adelante en la presente sección y “*Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - La Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación*”. Estos marcos regulatorios pueden sufrir cambios en el futuro; véase la sección “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la industria de generación de energía y electricidad en Argentina—Riesgo regulatorio*”.

Al 31 de diciembre de 2018, los CCEE de las Co-Emisoras con CAMMESA en virtud de las resoluciones de SE 220/2007 y SEE 21/2016 para sus plantas generadoras en funcionamiento, tenían en promedio un plazo de aproximadamente 6,6 años, medidos según el promedio ponderado de la disponibilidad de MW comprometida en virtud de cada contrato. Este valor no incluye los CCEE a 15 años recientemente adjudicados en el marco de la Resolución SEE 287/2017 para las ampliaciones por cierre de ciclo en la CTMM y en la CTE que se espera que estén operativos en el primer semestre de 2020. Esto implica que el plazo promedio de sus CCEE en operación aumentará una vez que dicha capacidad de generación se torne operativa.

El siguiente cuadro presenta una breve descripción de las plantas generadoras que operan las Co-Emisoras, incluyendo aquellas que iniciaron operaciones recientemente:

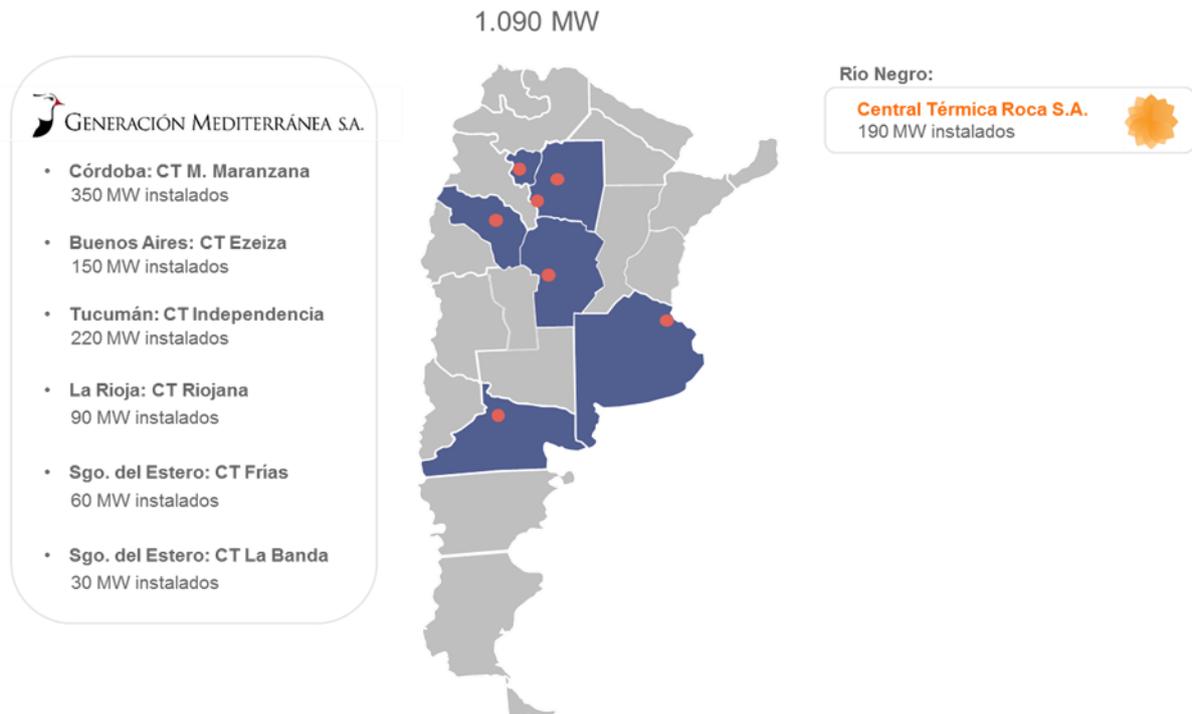
Propietario	Planta generadora	Capacidad instalada (MW)	Factor de disponibilidad Diciembre 2018 <sup>(1)</sup>	Marco regulatorio relativo a la capacidad de generación
GEMSA	Central Térmica M. Maranzana	350	99,0%	Resolución SE 220/2007 / Energía Plus / Energía Base
GEMSA	Central Térmica Independencia	220	98,8%	Resolución SE 220/2007 / Resolución SEE 21/2016
GEMSA	Central Térmica Ezeiza	150	99,9%	Resolución SEE 21/2016
GEMSA	Central Térmica Riojana	90	99,3%	Resolución SE 220/2007 / Energía Base
GEMSA	Central Térmica La Banda <sup>(2)</sup>	30	99,7%	Energía Base
GEMSA	Central Térmica Frías	60	94,6%	Resolución SE 220/2007
CTR	Central Térmica Roca	190	89,9% <sup>(3)</sup>	Resolución SE 220/2007
<b>Total</b>		<b>1.090</b>		

(1) 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). No se consideran las variaciones que puedan surgir por factores externos que afecten el rendimiento de las turbinas

(2) El terreno donde se ubica la planta no es de nuestra propiedad. Ver la sección “*Información de las Co-Emisoras – Descripción de las Actividades y Negocios de las Co-Emisoras - Las Centrales Eléctricas de las Co-Emisoras —Central Térmica La Banda.*”

(3) Corresponde a los 130 MW de Ciclo Abierto hasta Agosto de 2018. A partir de septiembre incluye también los 60 MW de Ciclo Combinado.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las plantas generadoras que operan las Co-Emisoras:



### Las Centrales eléctricas de las Co-Emisoras

En la actualidad las Co-Emisoras operan 7 centrales termoeléctricas en pleno funcionamiento situadas en diversas provincias argentinas.

#### **GEMSA es propietaria de las siguientes centrales térmicas:**

##### *Central Térmica Modesto Maranzana*

CTMM es una central termoeléctrica de combustible dual, ubicada en Río Cuarto, provincia de Córdoba, que cuenta con una capacidad instalada de 350 MW. La central comenzó a construirse en 1993 y entró en funcionamiento en 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 2005 el Grupo Albanesi adquirió GEMSA, propietaria de CTMM. En 2007 se iniciaron las obras de ampliación de esta central con la instalación de dos unidades Pratt & Whitney (modelo SWIFIPAC 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. Durante el año 2010 se instaló una tercer turbina Pratt & Whitney (modelo SWIFIPAC 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 entraron en funcionamiento y operación comercial, alcanzando la central una capacidad de generación de 350 MW.

Esta central cuenta con cinco tanques de almacenamiento de gasoil con una capacidad total de 7.250 m<sup>3</sup> que pueden proporcionar hasta 3 días y medio 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 U\$S 205 millones, suma que se destinó a la ampliación de la capacidad de generación mediante la compra de turbinas, a la instalación de los tanques de almacenamiento mencionados anteriormente, a la construcción 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 el montaje de transformadores eléctricos y sistemas de control.

La capacidad de generación y la energía eléctrica producida por esta central se venden (i) a CAMMESA mediante Contratos de Abastecimiento MEM de largo plazo suscriptos con esta empresa bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007; (ii) a grandes usuarios industriales mediante CCEE suscriptos bajo el marco regulatorio del programa Energía Plus; y (iii) a CAMMESA mediante bajo el marco regulatorio del programa Energía Base, en lo que concierne a la energía eléctrica generada por el ciclo combinado instalado originalmente de 70 MW, de mayor antigüedad. Para una mayor descripción de los marcos regulatorios, véase “*Los Clientes de las Co-Emisoras*” más adelante en la presente sección y “*Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - La Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación – Normas con Influencia en Generadores Eléctricos*”. La actividad comercial en relación a los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007 y del programa Energía Plus se desarrolla 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 112,5 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. Para mayor detalle de esta ampliación véase la sección “*Información de las Co-Emisoras – Descripción de las Actividades y Negocios de las Co-Emisoras - Expansión de Capacidad*” de este apartado.

#### *Central Térmica Independencia*

Esta central termoeléctrica de combustible dual se sitúa en San Miguel de Tucumán, provincia de Tucumán. El Grupo Albanesi la adquirió en 2009, cuando tenía una turbina de gas de 10 MW fuera de servicio, con el propósito de instalar nueva capacidad de generación. En 2011 comenzamos la instalación de dos turbinas Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT8-3) de combustible dual de 60 MW cada una. 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 U\$S 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 11.000 m<sup>3</sup>, lo que equivale a 7 días de suministro de combustible con la central en funcionamiento a máxima capacidad.

La capacidad de generación de energía eléctrica operativa de esta central está comprometida con CAMMESA en virtud de CCEE suscriptos en el marco de la Resolución SE 220/2007 y Resolución SEE 21/2016. Para una mayor descripción de los marcos regulatorios, véase “*Los Clientes de las Co-Emisoras*” más adelante en la presente sección y “*Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - La Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación*”.

#### *Central Térmica Ezeiza*

En el marco del llamado de la 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 correspondieron al proyecto CTE. CTE es un proyecto llamado “greenfield” que involucró la adquisición de un predio de 8 hectáreas en el municipio de Ezeiza y la construcción de una nueva planta de generación mediante 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 la planta 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.

Esta central cuenta con una capacidad de almacenamiento de gasoil de 3.500 m<sup>3</sup> que puede proporcionar hasta 3 días y medio de suministro de combustible con la central en funcionamiento a máxima capacidad.

Así mismo, en el marco de la Resolución SEE 287/2017, GEMSA resultó adjudicada por 138 MW de capacidad comprometida para CTE. Para cumplir con este compromiso se planea expandir la capacidad instalada de la central en 154 MW. Para mayor detalle de esta ampliación véase la sección “*Expansión de capacidad*” de este apartado y para una mayor descripción de los marcos regulatorios, véase “*Los Clientes de las Co-Emisoras*” más adelante en la presente sección y “*Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - La Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación*”.

### *Central Térmica Riojana (“CT Riojana”)*

Esta central termoeléctrica de combustible dual se construyó en 1975 y se sitúa en la ciudad de La Rioja, provincia de La Rioja. CT Riojana fue adquirida en 2010 cuando se encontraba fuera de servicio, para luego ponerla operativa desde mayo de 2011. Cuenta con una capacidad nominal instalada de 90 MW generados por una turbina de combustible dual John Brown con una capacidad nominal 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 3.800 m<sup>3</sup> que puede proporcionar hasta 5 días de suministro de combustible con la central en funcionamiento a máxima capacidad.

El total invertido en esta central para llevarla a su capacidad actual fue de U\$S 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. Para una mayor descripción de los marcos regulatorios, véase “*Los Clientes de las Co-Emisoras*” más adelante en la presente sección y “*Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - La Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación*”.

### *Central Térmica Generación Frías (“CTGF”)*

Esta central termoeléctrica de combustible dual se ubica en la localidad de Frías, provincia de Santiago del Estero. En 2010 el grupo adquirió la central y en 2014 se iniciaron los trabajos de reacondicionamiento que concluyeron con la puesta en marcha de la central 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 U\$S 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 conjunta total de 2.000 m<sup>3</sup>, lo que equivale a seis días de suministro de combustible con la central en funcionamiento a máxima capacidad.

La capacidad de generación y la energía de esta central se venden a CAMMESA mediante CCEE suscriptos con esta empresa bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007. Para obtener una mayor descripción de los marcos regulatorios y de los CCEE de GEMSA, véase “*Los Clientes de las Co-Emisoras*” más adelante en la presente sección y “*Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - La Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación*”.

### *Central Térmica La Banda (“CTLB”)*

Esta central termoeléctrica se sitúa en La Banda, Santiago del Estero. Fue construida en 1975 con una capacidad nominal instalada de 30 MW consistente de dos turbinas Fiat. El grupo opera 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 central tiene su potencia disponible comprometida con CAMMESA bajo la Resolución 95/2013, modificada por la Resolución 19/2017 de la Secretaría de Energía (Energía Base), a través de los 30 MW de las turbinas Fiat. A la fecha del Prospecto, la Resolución SEE 19/2017 ha sido derogada por la Resolución SGE 1/2019. Para mayor información sobre la Resolución SGE 1/2019 véase la sección “*Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras-La Industria Eléctrica en la Argentina y su Regulación – Normas con Influencia en Generadores Eléctricos – Resolución 1/2019*” del Prospecto.

Para obtener una mayor descripción de los marcos regulatorios y de los CCEE de GEMSA, véase “*Los Clientes de las Co-Emisoras*” más adelante en la presente sección y “*Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - La Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación*”.

### **CTR es propietaria de la siguiente central térmica:**

#### *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 nominal 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 del rotor de la turbina. El Grupo Albanesi la adquirió 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 permitir 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 m<sup>3</sup>, lo que permite hasta seis días de operaciones a máxima capacidad sin reposición de combustible. 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 U\$S 64 millones.

A fines de 2015 se iniciaron 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 bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007. Para obtener una mayor descripción de los marcos regulatorios y de los CCEE de CTR, véase “*Los Clientes de las Co-Emisoras*” más adelante en la presente sección y “*Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras - La Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación*”.

### **La Tecnología de las Co-Emisoras**

Las Co-Emisoras procuran comprar sus equipos a proveedores que cuenten con experiencia y una trayectoria reconocida a nivel internacional. Las turbinas de combustible dual propiedad de las Co-Emisoras, les permiten generar energía eléctrica, ya sea utilizando gas natural o gasoil. Parte de su 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, las Co-Emisoras han equipado a sus centrales eléctricas con turbinas de menos de 60 MW de capacidad nominal instalada, lo que les brinda flexibilidad para llevar a cabo interrupciones de planta para mantenimiento programado y no programado sin afectar la disponibilidad de la mayor parte de su capacidad nominal instalada.

La siguiente tabla presenta una síntesis de la tecnología de las turbinas actualmente en operación comercial y de las que se utilizarán para las expansiones en relación a los CCEE adjudicados en virtud de la Resolución SEE 287/2017:

<b>Central eléctrica</b>	<b>Tipo de tecnología</b>	<b>Combustible</b>	<b>Capacidad</b>	<b>Consumo específico actual kcal / kWh</b>	<b>Consumo específico pro-forma 2020 kcal / kWh</b>	
Central Térmica	Thomassen / Stork	CC	Dual/ Vapor	35 MW	2.250	2.250
M. Maranzana	Thomassen / Stork	CC	Dual/ Vapor	35 MW	2.250	2.250
	Pratt & Whitney	TG	Dual	60 MW <sup>(*)</sup>	2.383	2.383
	Pratt & Whitney	TG	Dual	60 MW <sup>(*)</sup>	2.383	2.383
	Pratt & Whitney	TG	Dual	60 MW <sup>(*)</sup>	2.400	2.400
	Siemens SGT800	TG	Dual	50 MW <sup>(*)</sup>	2.300	1.590
	Siemens SGT800	TG	Dual	50 MW <sup>(*)</sup>	2.300	
	Siemens SGT800	TG	Dual	54 MW <sup>(**)</sup>	N/A	
	Siemens SST-600	TV	Vapor	75 MW <sup>(**)</sup>	N/A	
Central Térmica	Siemens SGT800	TG	Dual	50 MW <sup>(*)</sup>	2.300	1.590
Ezeiza	Siemens SGT800	TG	Dual	50 MW <sup>(*)</sup>	2.300	
	Siemens SGT800	TG	Dual	50 MW <sup>(*)</sup>	2.300	
	Siemens SGT800	TG	Dual	54 MW <sup>(**)</sup>	N/A	
	Siemens SST-600	TV	Vapor	50 MW <sup>(**)</sup>	N/A	
	Siemens SST-600	TG	Vapor	50 MW <sup>(**)</sup>	N/A	
Central Térmica	Pratt & Whitney	TG	Dual	60 MW <sup>(*)</sup>	2.383	2.383
Central Térmica	Pratt & Whitney	TG	Dual	60 MW <sup>(*)</sup>	2.400	2.400
Independencia	Pratt & Whitney	TG	Dual	60 MW <sup>(*)</sup>	2.400	2.400
	Siemens SGT800	TG	Dual	50 MW <sup>(*)</sup>	2.300	2.300
	Siemens SGT800	TG	Dual	50 MW <sup>(*)</sup>	2.300	2.300
Central Térmica	EGT – Alstom	CC	Dual	130 MW <sup>(*)</sup>	1.766	1.766
Roca	GE Triveni	CC	Vapor	60MW <sup>(*)</sup>	1.766	1.766
Central Térmica	John Brown	TG	Dual	14 MW	3.800	3.800
Riojana	Fiat	TG	Dual	13 MW	4.000	4.000
	Fiat	TG	Dual	13 MW	4.100	4.100
	Siemens SGT800	TG	Dual	50 MW <sup>(*)</sup>	2.300	2.300
Central Térmica	Fiat	TG	Dual	15 MW	3.800	3.800
La Banda	Fiat	TG	Dual	15 MW	4.100	4.100

CC: Ciclo Combinado; TG: Turbina de Gas; TV: Turbina de Vapor

(\*) Capacidad instalada desde 2008

(\*\*) Capacidad a ser instalada en los proyectos de Cierre de Ciclo

Las Co-Emisoras seleccionan cuidadosamente los proveedores de turbinas y equipos mediante un detallado proceso de evaluación, que se centra en su trayectoria comercial y las relaciones previas de las Co-Emisoras. En este sentido, las Co-Emisoras celebran con los mismos contratos por mantenimiento y asistencia técnica, que tienen un plazo promedio aproximado de cinco años, para la provisión de asistencia técnica y la disponibilidad permanente de los componentes y repuestos para el adecuado funcionamiento y mantenimiento de las turbinas. Esto les permite contar con niveles mínimos de indisponibilidad de generación eléctrica y predecir más fácilmente los costos de mantenimiento. Como ejemplo se pueden citar aquellos vigentes con PW Power y Siemens. Las Co-Emisoras consideran a sus proveedores como socios en sus negocios, procurando desarrollar y mantener con ellos relaciones sostenidas en el tiempo. Como consecuencia, se puede observar en la siguiente tabla la disponibilidad de las centrales de las Co-Emisoras:

Central Térmica	Factor de Disponibilidad <sup>(1)</sup>			
	2015	2016	2017	2018
C.T. M Maranzana	96,9%	95,1%	96,8%	99,0%
C.T. Independencia	97,9%	95,4%	98,9%	98,8%
C.T. Ezeiza	N/A	N/A	97,2% <sup>(2)</sup>	99,9%
C.T. Riojana	97,6%	85,1% <sup>(3)</sup>	97,2%	99,3%
C.T. Frías	N/A <sup>(4)</sup>	92,5%	97,2%	94,6%
C.T. La Banda	99,8%	99,9%	100,0%	99,7%
C.T. Roca	97,4%	98,9% <sup>(5)</sup>	99,1%	89,9% <sup>(6)</sup>

(1) 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). No se consideran las variaciones que puedan surgir por factores externos que afecten el rendimiento de las turbinas

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

(3) El factor de disponibilidad inferior correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 es consecuencia de interrupciones por mantenimiento de una de las turbinas.

(4) La planta entró en pleno funcionamiento en diciembre de 2015.

(5) El porcentaje no incluye el Mantenimiento programado en noviembre por las obras del cierre de ciclo.

(6) Corresponde a los 130 MW de Ciclo Abierto hasta agosto de 2018. A partir de septiembre incluye también los 60 MW de Ciclo Combinado. La baja en la disponibilidad responde a la puesta a punto de la nueva turbina a Vapor.

## **Los Clientes de las Co-Emisoras**

### *Marcos Regulatorios*

La actividad comercial de las centrales de las Co-Emisoras se desarrolla bajo distintos marcos regulatorios, los cuales determinan los clientes a los cuales se les vende capacidad de generación y/o energía eléctrica.

### Resolución SE 220/2007

La Resolución SE 220/2007 y Energía Plus fueron diseñadas 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, las Co-Emisoras venden su capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de contratos de compraventa de energía a largo plazo (diez años) denominados en dólares estadounidenses. La contraprestación que perciben de CAMMESA en el marco de estos contratos comprende dos elementos principales: (a) un precio fijo en dólares estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad comprometida en virtud de un régimen de compra garantizada (take or pay); (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos operativos y administrativos, mantenimientos menores y seguro) en base a la energía despachada 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 paga CAMMESA en virtud de estos contratos incluye el reconocimiento de los cargos asociados al transporte eléctrico. Vale aclarar que, por indisponibilidad forzada de nuestra capacidad, CAMMESA impone una multa estimada en dólares estadounidenses por hora siempre que la disponibilidad de potencia comprometida este por debajo del 92%.

Las obligaciones principales de las Co-Emisoras 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. A partir del mes de diciembre de 2018, el agente generador puede optar por declarar el CVP (Costo Variable de Producción), en cuyo caso la gestión de gas pasa a ser propia. El principal proveedor de gas natural de las Co-Emisoras es RGA, compañía que también forma parte del Grupo Albanesi, con la que han celebrado contratos de suministro con un plazo de vigencia que suele ser de seis años. En aquellos CCEE en virtud de los cuales no están obligadas a garantizar el suministro de combustible (centrales que no declaren CVP), CAMMESA debe abastecer a las Co-Emisoras de combustible de conformidad con el contrato en caso de requerir despacho.

Conforme lo dispuesto en los CCEE suscritos con CAMMESA, el incumplimiento de cualquiera de las obligaciones especificadas en los contratos por una de las partes constituirá a ésta en mora automáticamente, sin necesidad de interpelación judicial o extrajudicial alguna, siendo causales de incumplimiento aplicables a ambas partes, a modo de ejemplo, las siguientes: la falta de pago en término de cualquier suma adeudada, la declaración en quiebra, la presentación en concurso preventivo o quiebra, la realización de actos que impliquen que sus obligaciones bajo el contrato dejen de ser válidas o exigibles, entre otras. Las causales de mora se encuentran detalladas en cada uno de los contratos y respecto de cada una de las partes firmantes. Producida la mora, la parte que cumplió podrá optar por: (i) intimar al cumplimiento de la parte incumplidora, otorgando un plazo razonable para hacerlo y notificar a la Secretaría de la intimación; o (ii) resolver el contrato, bastando a tal efecto la sola comunicación fehaciente de dicha voluntad y la indicación de la fecha a partir de la cual tendrá efecto dicha resolución, junto con la notificación a la Secretaría. En caso de incumplimiento de obligaciones de pago, la parte cumplidora tendrá derecho a percibir las sumas adeudadas más intereses y sanciones, en caso de corresponder.

Asimismo, las partes podrán rescindir conjuntamente el contrato cuando medien razones objetivas para ello, pudiendo la Secretaría autorizar o rechazar la propuesta de resolución presentada.

Por último, en los supuestos de caso fortuito o fuerza mayor en los cuales la imposibilidad de cumplir con las obligaciones asumidas se prolongue por las de 120 días, cualquiera de las partes podrá dejar sin efecto el contrato a su sola voluntad sin que esto genere responsabilidad alguna por daños y perjuicios.

Al 31 de diciembre de 2018, GEMSA tiene cinco CCEE suscritos con CAMMESA bajo este marco regulatorio: (i) CTI, con una vigencia restante de 3 años por 100 MW de capacidad contratada, (ii) el primer contrato para CTMM, con una vigencia restante de 1,7 años por 45 MW de capacidad contratada, (iii) el segundo contrato para CTMM, con una vigencia restante de 8,5 años por 90 MW de capacidad contratada (iv) CTGF, con una vigencia restante de 6,9 años por 55,5 MW de capacidad contratada y (v) CT Riojana, con una vigencia restante de 8,4 años por 45 MW de capacidad contratada. Asimismo, CTR tiene dos CCEE firmado con CAMMESA bajo este marco regulatorio: (i) el primer contrato para el ciclo abierto, con una vigencia restante de 3,5 años por 116,7 MW de capacidad de contratada, (ii) el segundo contrato para el ciclo combinado, con una vigencia restante de 9,6 años por 55 MW de capacidad contratada.

#### 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 por sobre los kW consumidos en 2005 mediante la compra de energía producida por capacidad de generación de centrales eléctricas instaladas luego de septiembre de 2006. Los contratos de compraventa de energía que se celebraron 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 proporcionan un EBITDA Ajustado menos estable en comparación con los restantes marcos regulatorios. No obstante, las Co-Emisoras son capaces de estimar con razonable precisión el consumo aproximado de energía por parte de los tomadores sobre la base de los consumos históricos.

Las obligaciones principales de las Co-Emisoras en el marco de estos contratos consisten en (a) mantener disponible las unidades que respaldan los contratos con los grandes usuarios, y (b) respaldar los contratos celebrados con sus clientes mediante generación eléctrica o compras al mercado de energía. El principal proveedor de gas natural de las Co-Emisoras para la capacidad de generación comprometida en el marco de los contratos de compraventa de energía suscritos con arreglo a este marco regulatorio es RGA, con la que han celebrado contratos de suministro con un plazo de vigencia que suele ser de seis años, en virtud de los cuales RGA suministra gas natural por día. GEMSA ha celebrado contratos de compraventa de energía con tomadores privados con arreglo a este marco regulatorio. GEMSA cobra 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.

### Resolución SEE 19/2017 - 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 fijaba retornos menores para los generadores de energía eléctrica en lo que respecta a la capacidad de generación disponible mediante esas unidades de generación de mayor antigüedad.

En virtud de este marco regulatorio, GEMSA vende su capacidad de generación y electricidad a CAMMESA bajo la modalidad “take or pay” (sin celebrar contratos de compraventa de energía). La contraprestación que recibe a cambio de CAMMESA está conformada por dos elementos principales: (a) un precio por capacidad que, a partir de febrero de 2017, se encuentra dolarizado; y (b) un precio variable también en dólares, para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos administrativos y seguro) en base a la energía despachada a solitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado. Bajo este esquema CAMMESA se hace cargo del suministro de combustible y a partir de noviembre de 2018 se habilita a los agentes generadores a optar en declarar CVP de manera quincenal, en cuyo caso el generador se responsabiliza del suministro del combustible.

Con el cambio de Gobierno se inició un proceso de mejora en torno a la Energía Base. El 30 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica, mediante la Resolución SE 22/2016, ajustó e incrementó diversos costos fijos y variables, así como también la remuneración adicional indirecta, de generadores de energía térmica e hidráulica, en el marco de Energía Base, incluyendo un incremento del 70% de la tarifa de capacidad. Esto se sumó a los incrementos que ya había dispuesto la anterior administración del 25% y 28% en 2014, 2015 y 2016, respectivamente.

Siguiendo este proceso, el 2 de febrero se publicó la Resolución SEE 19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica por la cual se definió un nuevo esquema de remuneración por variable y potencia disponible. El nuevo esquema remuneratorio fijado entró en vigor a partir del 1 de febrero de 2017 y alcanza a los agentes comprometidos establecidos en la Resolución SEE 22/2016. La metodología de cálculo se basa en remuneración de generación en base a potencia disponible y energía generada, efectiva y valorizada en dólares.

A la fecha del presente Prospecto, la Resolución SEE 19/2017 ha sido derogada por la Resolución SGE 1/2019. Para mayor información sobre la Resolución SGE 1/2019, véase la sección *“Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras-La Industria Eléctrica en la Argentina y su Regulación – Normas con Influencia en Generadores Eléctricos – Resolución 1/2019”* del Prospecto.

### Resolución SEE 21/2016

La Resolución SEE 21/2016 fue publicada con la intención de contar con nueva capacidad de generación de rápida instalación, lista para satisfacer la demanda durante el verano (de diciembre a marzo inclusive) de 2016/2017, el invierno (de junio a septiembre inclusive) de 2017 o el verano de 2017/2018. La disponibilidad de energía eléctrica y la energía producida se venden a CAMMESA en virtud de contratos de compraventa de energía con términos y condiciones principales muy similares a los contratos suscriptos bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007. En junio de 2016 GEMSA fue adjudicado, en el marco de una licitación pública y competitiva, con contratos de compraventa de energía eléctrica con arreglo a este marco regulatorio respecto por 229,5 MW de capacidad, que implicaron la instalación de 250 MW de capacidad nominal los cuales ya se encuentran operativos.

Al 31 de diciembre de 2018, GEMSA tiene cuatro CCEE suscriptos con CAMMESA bajo este marco regulatorio: (i) CTI para la primera etapa de ampliación que entró en vigencia en 2017, con una vigencia restante de 8,5 años por 46 MW de capacidad contratada, (ii) CTI para la segunda etapa de ampliación que entró en vigencia en 2018, con una vigencia restante de 9,1 años por 46 MW de capacidad contratada, (iii) CTE, para la primera etapa del proyecto que entró en vigencia en 2017, con una vigencia restante de 8,5 años por 93 MW de capacidad contratada, (iv) CTE, para la segunda etapa del proyecto que entró en vigencia en 2018, con una vigencia restante de 9,1 años por 46,5 MW de capacidad contratada.

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 las centrales térmicas de las Co-Emisoras en funcionamiento a la fecha del presente prospecto:

Central Eléctrica	Regulación	Tomador	MW de capacidad comprometida o utilizada (Energía Plus) por contrato	Plazo (Años)	Plazo Remanente (Años)	Moneda	Precio Capacidad Comprometida U\$S/MW-hora	Precio de Energía USD/MWh <sup>(2)</sup>
Central Térmica Maranzana	Energía Plus	Privado	135	1 a 2	NA	U\$S	--	71,500
Central Térmica Maranzana	M. Energía Base	CAMMESA	70	NA	NA	U\$S	9,59 <sup>(4)</sup>	7,00 (gas) / 10,00 (gasoil) <sup>(4)</sup>
	Res. 220/2007	CAMMESA	45	10	1,7	U\$S	22,10	7,83 (gas) / 8,32 (gasoil)
	Res. 220/2007	CAMMESA	90	10	8,5	U\$S	21,82	8,00 (gas) / 10,50 (gasoil)
Central Térmica Independencia	Res. 220/2007	CAMMESA	100	10	3,0	U\$S	23,50	7,52 (gas) / 7,97 (gasoil)
Central Térmica Independencia (1)	Res. 21/2016	CAMMESA	46	10	8,5	U\$S	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)
Central Térmica Independencia (2)	Res. 21/2016	CAMMESA	46	10	9,1	U\$S	28,39	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)
Central Térmica Ezeiza	Res. 21/2016	CAMMESA	93	10	8,5	U\$S	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)
Central Térmica Ezeiza (2)	Res. 21/2016	CAMMESA	46,5	10	9,1	U\$S	28,39	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)
Central Térmica Riojana	Energía Base	CAMMESA	40	NA	NA	U\$S	9,59 <sup>(4)</sup>	7,00 (gas) / 10,00 (gasoil) <sup>(4)</sup>
	Res. 220/2007	CAMMESA	45	10	8,4	U\$S	23,00	11,44 (gas) / 15,34 (gasoil)
Central Térmica La Banda <sup>(1)</sup>	Energía Base	CAMMESA	30	NA	NA	U\$S	9,59 <sup>(4)</sup>	7,00 (gas) / 10,00 (gasoil) <sup>(4)</sup>
Central Térmica Roca	Res. 220/2007	CAMMESA	116,7	10	3,5	U\$S	17,18	10,28 (gas) / 14,18 (gasoil)
	Res. 220/2007	CAMMESA	55	10	9,6	U\$S	43,72	5,38 (gas/gasoil)
Generación Frías	Res. 220/2007	CAMMESA	55,5	10	6,9	U\$S	26,40	10,83 (gas) / 11,63 (gasoil)

(1) El inmueble donde se encuentra ubicada esta central no es de nuestra propiedad. Ver la sección “*Información de las Co-Emisoras – Descripción de las Actividades y Negocios de las Co-Emisoras—Las Centrales Eléctricas de las Co-Emisoras—Central Térmica La Banda.*”

(2) Precio por electricidad vendida.

(3) El gasoil es suministrado por CAMMESA.

(4) Vigentes hasta el 28 de febrero de 2019. A partir del 1 de marzo de 2019, entró en vigencia la Resolución SGE 1/2019 derogando la Resolución SEE 19/2017. Para mayor información sobre la Resolución SGE 1/2019, véase la sección “*Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras-La Industria Eléctrica en la Argentina y su Regulación – Normas con Influencia en Generadores Eléctricos – Resolución 1/2019*” del Prospecto.

#### Resolución SEE 287/2017

El 17 de octubre de 2017, en el marco de una licitación pública y competitiva en virtud de la Resolución SEE 287/2017, GEMSA fue adjudicada con dos CCEE por un total de 251 MW por un plazo de 15 años. Dichos contratos implican la instalación de 283 MW de capacidad nominal de generación adicional en las centrales eléctricas CTMM y CTE. La construcción ya comenzó y se espera que dichas expansiones estén operativas durante el año 2020. Esta disponibilidad de potencia y la energía eléctrica producida se venderá a CAMMESA de conformidad con estos nuevos CCEE con términos muy similares a los CCEE bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007.

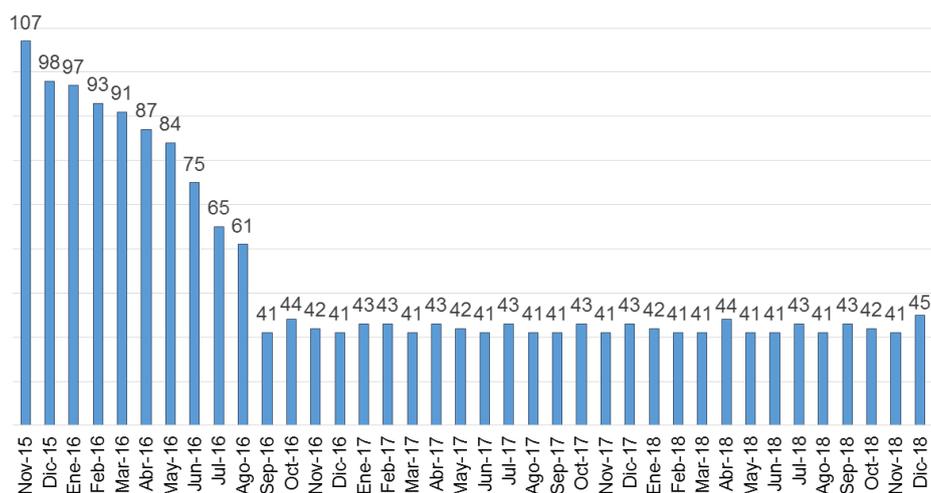
## Facturación y cobro

En virtud de los procedimientos estipulados por CAMMESA realiza los pagos alrededor de los 41 días posteriores al cierre del mes de operación. Adicionalmente, 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 las Co-Emisoras han celebrado conforme al marco regulatorio dispuesto por la Resolución SE 220/2007 se estableció la prioridad sobre la Resolución SEE 19/2017. 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 más abajo en “Fluctuaciones del tipo de cambio”. Asimismo, tales demoras en el pago pueden traducirse en mayores requerimientos de capital circulante que el que comúnmente necesitarían las Co-Emisoras para financiar con fuentes propias.

En virtud de los CCEE celebrados por las conforme al marco regulatorio del programa Energía Plus, comúnmente las Co-Emisoras emiten facturas en forma mensual y el correspondiente tomador las cancela entre los 20 y 30 días desde su emisión. Tanto las tasas como las facturas de las Co-Emisoras 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.

Con el nuevo gobierno argentino mejoró el perfil de CAMMESA, tanto en términos operativos como de capacidad crediticia. Como se puede observar en la tabla debajo, desde diciembre 2015 a diciembre 2018, se ha registrado una mejora en el ciclo de pagos de CAMMESA a las empresas generadoras, incluidas las Co-Emisoras.

La siguiente tabla muestra 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 diciembre de 2018.



## Fluctuaciones del tipo de cambio

Todas las tasas contempladas en los CCEE de las Co-Emisoras 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 los 45 días desde la fecha de facturación, fluctuaciones en el tipo de cambio podrían tener un impacto negativo en los resultados de las Co-Emisoras en la medida en que exista una devaluación del Peso entre el día 46 desde la fecha y la fecha efectiva de pago.

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.

En virtud del marco regulatorio de Energía Base, CAMMESA convertirá los valores nominados en dólares estadounidenses a pesos argentinos, utilizando la tasa de cambio publicada por el Banco Central de la República Argentina “Tipo de cambio de referencia comunicación ‘A’ 3500 (mayorista)”, correspondiente al último día hábil del mes al que corresponde. En caso que la referencia

adoptada por la obtención del Tipo de Cambio se modifique sustituya o no se publique en el futuro, se determinará una nueva referencia que deberá ser aprobada por la SEE del Ministerio de Energía y Minería.

La mayor parte de los costos operativos y de la deuda de las Co-Emisoras se denomina en dólares estadounidenses, lo cual genera una cobertura natural frente a fluctuaciones en el tipo de cambio.

Los resultados operativos de las Co-Emisoras se ven afectados por la fluctuación del tipo de cambio. La depreciación del Peso respecto al Dólar genera mayores ingresos en Pesos y un impacto negativo en el resultado neto de sus activos financieros denominados en Pesos.

### **Expansión de capacidad**

Las Co-Emisoras buscan constantemente desarrollar nuevos proyectos y generar oportunidades de negocios. Cuenta con un equipo con experiencia en el análisis, desarrollo y ejecución de proyectos que instaló más de 990 MW desde 2006.

En 2017/2018, las Co-Emisoras han finalizado las expansiones de capacidad comprometidas en cinco plantas, agregando 460 MW de capacidad de generación. Estas consistieron en: (i) 50 MW de capacidad de nueva generación en la planta CT Riojana que entró en pleno funcionamiento en mayo de 2017 y que está contratada bajo la Resolución SE 220/2007, (ii) 100 MW de capacidad de nueva generación en la CTMM que entró en pleno funcionamiento en julio de 2017 y que está contratada bajo la Resolución SE 220/2007, (iii) 100 MW de capacidad de nueva generación en la CTI que entró en funcionamiento en agosto de 2017 (50 MW) y en febrero de 2018 (50 MW) y está contratada en bajo la Resolución SEE 21/2016, (iv) 150 MW de capacidad de nueva generación en la CTE, central que fue desarrollada desde “greenfield”, que entró en operación en septiembre de 2017 (100 MW) y en febrero de 2018 (50 MW) y que está contratada bajo la Resolución SEE 21/2016 y (v) 60 MW de capacidad de nueva generación en CTR que entró en pleno funcionamiento en agosto de 2018 y que está contratada bajo la Resolución SE 220/2007. Para más información, véase “Las Centrales Eléctricas de las Co-Emisoras” más arriba en la presente sección.

Asimismo, en el marco de la licitación pública bajo la Resolución SEE 287-E/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 CTMM (129 MW) y CTE (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 de las Co-Emisoras, en ambos casos involucra cierres de ciclo de turbinas que operan actualmente a ciclo abierto bajo las Resoluciones SEE 21/2017 (CTE) y SE 220/2007 (CTMM).

La siguiente tabla presenta un resumen del marco regulatorio y las principales condiciones para la venta de capacidad de generación y despacho de electricidad de conformidad con los CCEE que le fueron adjudicados a las Co-Emisoras en virtud de la Resolución SEE 287/2017:

Central Eléctrica	Regulación	Tomador	MW de capacidad comprometida por contrato	Plazo	Moneda	Precio Capacidad Comprometida U\$S / MW por hora	Precio Energía (no Combustible) U\$S /MWh <sup>(1)</sup>	Proveedor de Gas Natural
Central Térmica Maranzana	Res. M. 287/2017	CAMMESA	112,5	15 años	U\$S	33,5	8,00	RGA
Central Térmica Ezeiza	Res. 287/2017	CAMMESA	138	15 años	U\$S	33,5	8,00	RGA

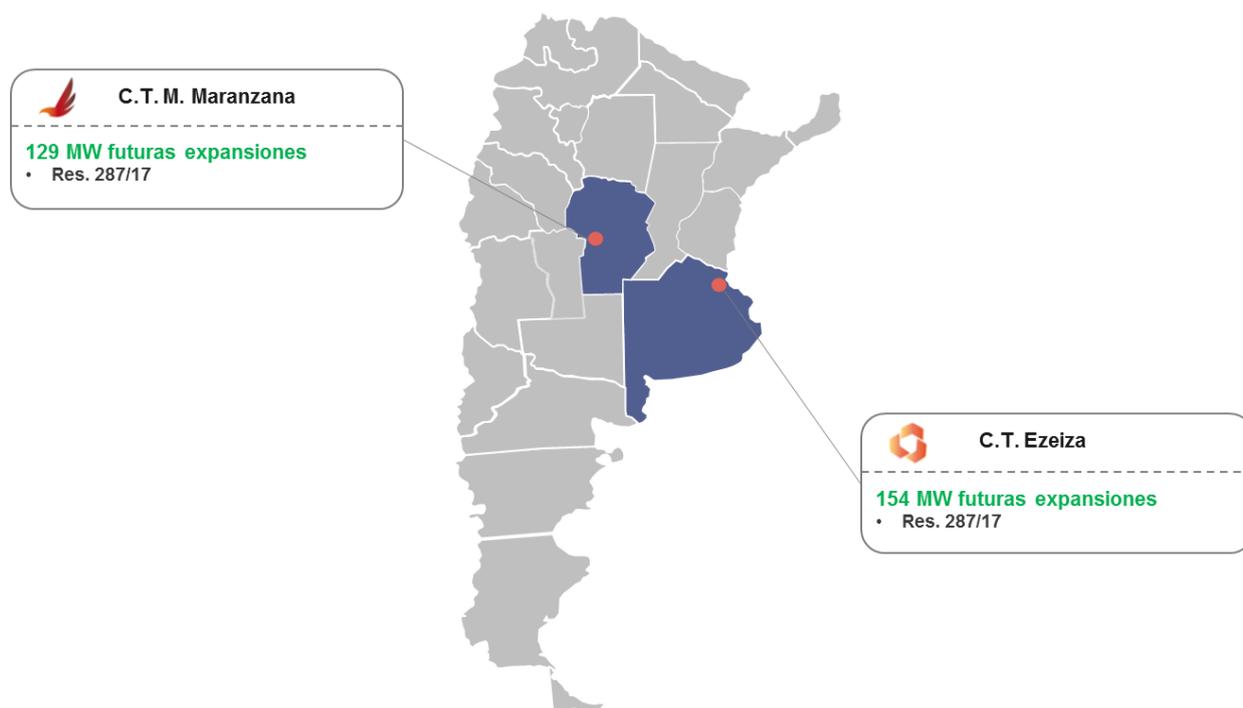
(1) Remuneración de costos de operación que no incluyen el combustible.

La inversión total para ambos proyectos será de aproximadamente U\$S 420 millones, de los cuales aproximadamente el 30% de la inversión total será contratada en Pesos, mientras que el resto será moneda extranjera. Las Co-Emisoras tienen la intención de financiar estos proyectos con una combinación de flujos de fondos operativos, financiamiento de proveedores y con financiamiento de terceros, incluyendo en su caso obligaciones negociables bajo el presente Programa.

Cuando ambos proyectos estén en operación comercial, las Co-Emisoras contarán con 1.365 MW en operación comercial, de los cuales 785 MW serán ciclos combinados. Esto no sólo mejora la eficiencia del parque térmico del Grupo Albanesi, que redundará en beneficios para el sistema eléctrico argentino, sino que es un elemento estratégico relevante mirando el mediano y largo plazo (para mayor información, véase cuadro bajo “La Tecnología de las Co-Emisoras”). El proveedor del gas será RGA, la mayor comercializadora de gas del mercado y parte del Grupo Albanesi.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las centrales en las que se desarrollarán los proyectos de ampliación y cierre de ciclo

### 283 MW Futuras expansiones



#### ***Ampliación C.T. Modesto Maranzana***

En 2005 el Grupo Albanesi adquirió Central Térmica Modesto Maranzana, situada en Río Cuarto, provincia de Córdoba. Al momento de su adquisición, esta central contaba con una capacidad nominal instalada de 70 MW, la cual fue ampliada en tres etapas sucesivas en los años 2008, 2010 y 2017.

Durante el año 2017 comenzó la operación comercial de 100 MW de nueva capacidad nominal bajo la Resolución SE 220/2006, culminando el plan de expansión que había iniciado el Grupo Albanesi 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 112,5 MW de capacidad comprometida para CTMM. 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 igual tecnología a las dos turbinas instaladas durante 2017, y el cierre de ciclo de las tres turbinas mencionadas mediante la instalación de una turbina de vapor Siemens 75 MW SST-600 y tres calderas VOGT HRSG-6 – 8. La inversión total será de aproximadamente U\$S 200 millones y, una vez operativa, implicará aproximadamente U\$S 35 millones de EBITDA incremental. Culminado el proyecto, la central contará con 479 MW de capacidad operativa, de la cual más de 400 MW es tecnología instalada entre los años 2008 y 2020. Se espera esta nueva ampliación se encuentre operativa en 2020.

#### ***Ampliación C.T. Ezeiza***

Entre 2017 y 2018 comenzó la operación comercial de 150 MW de nueva capacidad nominal bajo la Resolución SE 21/2016, proyecto que fue un “greenfield” es decir que no fue ampliación de una central existente sino una central completamente nueva cuyo inicio de obra fue en septiembre 2016. La central opera actualmente con una capacidad nominal instalada de 150 MW.

En el marco de la Resolución SEE 287/2017, GEMSA resultó adjudicada por 138 MW de capacidad comprometida para la CTE. 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 igual tecnología a las tres turbinas instaladas durante 2017/2018, y el cierre de ciclo de las cuatro turbinas mencionadas mediante la instalación de dos turbinas de vapor Siemens 50 MW SST-600 y cuatro calderas VOGT HRSG-6 – 8. La inversión total será de aproximadamente U\$S 220 millones y, una vez operativa, implicará aproximadamente U\$S 45 millones de EBITDA incremental. Culminado el proyecto, la central contará con 304 MW de capacidad operativa con tecnología instalada entre los años 2017 y 2020. Se espera esta nueva ampliación se encuentre operativa a mediados de 2020.

### ***Trabajos Realizados***

Los equipos necesarios para la ampliación son producidos por Siemens Industrial Turbomachinery AB (“Siemens Suecia”) en el caso de las turbinas de gas SGT-800, en el caso de las turbinas de vapor Siemens SST-600 por Siemens Aktiengesellschaft Oesterreich (“Siemens Austria”) y en el caso de las siete calderas por Vogt Power International Inc. (una por cada turbina de gas), siendo estas últimas adquiridas en virtud de los contratos celebrados entre GEMSA y Siemens Austria. Para el caso de las turbinas de gas, se espera las mismas sean entregadas durante 2019. Las calderas cuentan con entregas parciales, estimándose la totalidad del equipamiento estará en el sitio durante 2019. En relación a las turbinas de vapor, se espera las mismas sean entregadas durante el cuarto trimestre de 2019.

En relación a los trabajos y equipos complementarios (i) la Ingeniería de detalle tiene un avance significativo. El diseño de la *Power Island* está a cargo de Siemens, mientras que el diseño e ingeniería del *Balance of Plant* estará a cargo de Jacobs, una de las más grandes compañías de ingeniería a nivel global, (ii) el movimiento de suelo y las obras civiles ya fueron licitadas y adjudicadas, (iii) se están llevando a cabo los pedidos de presupuestos para los equipos y materiales complementarios, (iv) se están armando las bases para el proceso de licitación para los trabajos electromecánicos. Estos trabajos serán adjudicados a un solo proveedor para mejorar la coordinación y eficiencia en el período de construcción, (v) el comisionamiento y la puesta en marcha serán supervisados por Siemens.

A la fecha del presente Prospecto (i) se han realizado pagos por el equipamiento principal (turbinas y calderas) por un total de U\$S 61 millones, (ii) aproximadamente U\$S 159 millones (39% del total de la inversión) ya está contratada y con orden de compra.

### **Seguros**

Las Co-Emisoras consideran que el nivel de cobertura que mantienen para sus bienes, operaciones, personal y actividades comerciales es razonablemente adecuado para los riesgos que enfrentan y es comparable con el nivel de cobertura que mantienen otras empresas de dimensiones similares que operan en su mismo sector comercial.

En la actualidad las Co-Emisoras cuentan con un paquete de seguros integral que cubre daños a bienes e interrupción de las operaciones. Estas pólizas cubren sus 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. También cuentan 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. Asimismo, cuentan 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.

Las Co-Emisoras han contratado seguros con aseguradoras locales e internacionales, tales como Starr Indemnity & Liability Company, Chubb Argentina de Seguros SA, Federación Patronal, Opción Seguros, Sancor Seguros, Allianz Seguros, Zurich, Sura y La Segunda Seguros Competencia.

### **Procesos judiciales y administrativos**

A la fecha del presente Prospecto las Co-Emisoras no revisten la calidad de parte en procesos judiciales o administrativos de importancia, excepto por la demanda iniciada por GEMSA el 29 de marzo de 2017 contra ENARSA, ante al Tribunal Arbitral de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires con el objeto de que ENARSA cumpla con ciertas obligaciones contractuales y abone a Emisora 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 ENARSA, con más otros conceptos indicados en la demanda

## 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. Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, los potenciales inversores deberán considerar cuidadosamente los riesgos que se describen a continuación. 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.*

### RIESGOS RELACIONADOS CON LA ARGENTINA

***Los ingresos de las Compañías son obtenidos en la Argentina, y en consecuencia, las Compañías son altamente dependientes de las condiciones políticas y económicas de la Argentina***

Las Compañías son sociedades anónimas y están constituidas conforme a las leyes de la República Argentina y obtienen sus ingresos en Argentina y todas sus operaciones, instalaciones y clientes están ubicados en el país. En consecuencia, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de las Compañías dependen, en gran medida, de las condiciones macroeconómicas y políticas imperantes en Argentina.

En las últimas décadas, la economía Argentina ha experimentado una gran volatilidad, caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y devaluación del Peso. En particular durante los años 2001 y 2002, la Argentina atravesó una severa crisis política, económica y social que generó una importante contracción económica y condujo a cambios radicales en las políticas gubernamentales que afectaron al sector privado. Para enfrentar la crisis económica de 2001 y 2002 en la Argentina, el Gobierno Nacional adoptó, entre otras, medidas tales como el congelamiento de los precios de potencia y el cambio en el marco regulatorio. La economía se recuperó significativamente desde la crisis de 2001, mostrando un sendero de crecimiento, no sin altibajos, incluyendo en los últimos años.

La expansión de la economía argentina depende de diversos factores, incluyendo pero no limitado a la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y competitividad del Peso frente a las monedas extranjeras, la confianza de los consumidores y los inversores argentinos y extranjeros y un índice de inflación estable y relativamente bajo. Una caída en el crecimiento de la economía Argentina podría afectar la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de las Compañías.

Las Compañías no pueden asegurar que el Gobierno Nacional no adoptará otras políticas que podrían afectar en forma adversa la economía del país o el negocio de las Compañías. Por otra parte, las Compañías tampoco pueden garantizar que los futuros acontecimientos económicos, sociales y políticos de Argentina, sobre los que las Compañías no tienen control alguno, no afectarán sus negocios, situación patrimonial, los resultados de sus operaciones o su capacidad de honrar sus deudas, incluyendo las Obligaciones Negociables.

Tal como ha sucedido en los últimos tiempos, la economía argentina podría verse afectada si las presiones políticas y sociales impidieran la implementación por parte del Gobierno Nacional de políticas destinadas a mantener la estabilidad de precios, generar crecimiento y aumentar la confianza de los consumidores e inversores. Esto, a su vez, para el caso de las Compañías, podría afectar de modo sustancialmente adverso su situación patrimonial, los resultados de sus operaciones y su capacidad de honrar sus deudas, incluidas las Obligaciones Negociables. Asimismo, como ha sucedido en el pasado, el Gobierno Nacional podría responder a una falta de crecimiento económico o estabilidad adoptando medidas que afecten a las empresas del sector privado, inclusive con restricciones a ajustes en los precios de energía y potencia impuestas sobre las empresas de generación de energía, como las Compañías.

Por otro lado, las Compañías no pueden asegurar que una eventual caída del crecimiento económico o una potencial mayor inestabilidad económica, situaciones sobre las que no tiene ningún control, no tendrán un efecto adverso en sus negocios, su situación patrimonial o financiera (incluida su capacidad de honrar los pagos debidos bajo las Obligaciones Negociables) o sobre los resultados de sus operaciones.

#### ***Un escenario de alta inflación podría tener efectos adversos en la economía argentina***

Desde 2007, el país se ha enfrentado a presiones inflacionarias, puestas de manifiesto por el aumento de precios. Al respecto, según el INDEC, la inflación y los precios al consumidor aumentaron un 7,7% en 2009, 10,9% en 2010, 9,5% en 2011, 10,8% en 2012, 14,7% en 2013, 23,9% en 2014 y 26,9% en 2015 (este último año según el IPC de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

Durante la gestión de Cristina Fernández de Kirchner, el Gobierno Nacional implementó diversas políticas para controlar la inflación y monitorear los precios de la mayoría de los principales bienes y servicios. Tales medidas del Gobierno Nacional incluyeron acuerdos de precios celebrados entre el Gobierno Nacional y empresas del sector privado de diferentes industrias y mercados.

A partir de la asunción de Mauricio Macri en el Gobierno Nacional, en diciembre de 2015, hubo un incremento de la inflación durante 2016, impulsado en buena medida por la devaluación del Peso, pero estos valores no fueron publicados por el INDEC, ya

que se había declarado la emergencia estadística. De todas maneras, según la información pública disponible basada en datos de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el IPC creció un 26,9% en 2015 y el índice de inflación en el año 2016 fue de 40,9%. Para mayor información, ver “*Riesgos relacionados con la Argentina—Se ha cuestionado la credibilidad de ciertos índices económicos de la Argentina, lo que podrá dar lugar a una falta de confianza en la economía argentina*”. En este último caso impulsado en buena medida por la liberalización del mercado de cambios. A lo largo del año 2017, la inflación acumuló una suba del 24,8% presentando una importante desaceleración respecto del año anterior. En cuanto al año 2018 la inflación alcanzó 47,6% puntos porcentuales, siendo la más alta desde el año 1991. Durante el mes de diciembre de 2018 y enero de 2019 se observa una desaceleración de la inflación núcleo, con tendencia bajista producto de la implementación del nuevo esquema de política monetaria por parte del BCRA.

De no ser efectivo el plan del Gobierno Nacional, un nuevo escenario de aceleración inflacionaria podría socavar la competitividad de Argentina en el extranjero, contrarrestando los efectos positivos de la devaluación del Peso, con los mismos efectos negativos sobre el nivel de actividad. 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.

Asimismo, parte de la deuda soberana argentina se ajusta a través del Coeficiente de Estabilización de Referencia (“CER”), que es un índice monetario estrechamente ligado a la inflación, por lo que cualquier aumento significativo de la inflación podría resultar en un aumento de la deuda soberana argentina pendiente de pago.

No se puede asegurar que la inflación y/u otros acontecimientos políticos, sociales y económicos futuros en Argentina relacionados con los altos niveles de inflación, los que las Co-Emisoras no controlan, no afectarán adversamente su situación patrimonial o los resultados de sus operaciones, incluyendo su capacidad de pago de los servicios de capital y/o intereses de sus deudas a su vencimiento, incluyendo respecto de las Obligaciones Negociables.

### ***Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso frente al dólar estadounidense podrían afectar de modo adverso la economía argentina***

El valor del Peso respecto al dólar estadounidense ha fluctuado significativamente en el pasado, y podría continuar fluctuando en el futuro. A pesar de los efectos positivos que la devaluación del Peso en 2002 tuvo sobre los sectores exportadores de la economía argentina, también tuvo un profundo impacto negativo sobre una diversidad de negocios y sobre la situación patrimonial de los particulares. Luego de un período de cierta estabilidad cambiaria, el Peso aceleró su devaluación, pasando de \$ 4,304 por U\$S 1 al 31 de diciembre de 2011, a \$ 4,918 al 31 de diciembre de 2012, a \$ 6,521 al 31 de diciembre de 2013 y a \$ 8,551 al 31 de diciembre de 2014. El año 2015 finalizó con un tipo de cambio de \$ 13,04 por U\$S 1, al 30 de diciembre de 2016 a \$ 15,89 por U\$S 1, al 29 de diciembre de 2017 a \$ 18,649 por U\$S 1, y al 31 de diciembre de 2018 a \$ 37,70 por U\$S 1. La devaluación que el Peso sufrió a lo largo de 2018 tuvo un impacto negativo en la capacidad de las empresas argentinas de hacer frente a sus deudas en moneda extranjera, generó altos niveles de inflación, redujo considerablemente los sueldos en términos reales, tuvo un impacto negativo sobre aquellas empresas cuyo éxito depende de la demanda del mercado local, incluyendo las empresas de servicios públicos (cuyos ingresos se encuentran denominados en Pesos) y del sector financiero, y afectó de modo adverso la capacidad del Gobierno Nacional de hacer frente a sus obligaciones de deuda externa. Si el Peso experimentara una nueva devaluación importante, podrían repetirse todos los efectos negativos sobre la economía argentina relacionados con dicha devaluación, con consecuencias adversas para los negocios y por ende los resultados de las operaciones de las Compañías, así como también para la capacidad de honrar sus deudas, entre las que se encuentran las Obligaciones Negociables.

De igual forma, una apreciación sustancial en el valor del Peso frente al dólar estadounidense también presenta riesgos para la economía argentina, incluyendo como resultado la pérdida de competitividad de los sectores exportadores. Ello repercutiría en el crecimiento económico, en el empleo y en la recaudación tributaria en términos reales, todo lo cual podría tener un efecto sustancial adverso en los negocios y en la situación financiera de las Compañías (incluida su capacidad de honrar los pagos adeudados bajo las Obligaciones Negociables) como resultado del debilitamiento de la economía argentina en general.

El BCRA a lo largo de los años 2016, 2017 y 2018 eliminó ciertas restricciones a las operaciones en el mercado de cambios, y unificó las regulaciones del control de cambios.

El BCRA anunció el 1 de octubre del 2018 un nuevo plan de política monetaria, buscando estabilizar las variables monetarias en base a un esquema de flotación administrada por bandas del tipo de cambio, la no expansión de la base monetaria y el mantenimiento de la tasa de referencia en altos niveles. En lo que se refiere al mercado de cambios, esto implica la posibilidad de intervención del BCRA, facultativamente, cuando el tipo de cambio nominal aumente por encima de la banda superior o disminuya por debajo de la banda inferior, previendo un aumento progresivo de 3% mensual del límite inferior y superior.

Las Compañías no pueden garantizar el grado o la naturaleza de la intervención del BCRA en el MELI ni el éxito del programa de política monetaria propuesto. En este sentido, en caso que el Peso experimente una nueva devaluación o que se revalúe de manera significativa, todos los efectos negativos sobre la economía argentina relacionados con dichos movimientos del tipo de cambio, podrían repetirse con consecuencias adversas para la actividad de las Sociedades. Dichas situaciones podrían tener un efecto sustancial adverso en los negocios y en la situación financiera de las Sociedades (incluyendo sin limitación en los compromisos de inversión asumidos o a ser asumidos por las Sociedades, así como en su capacidad de honrar los pagos adeudados bajo las Obligaciones Negociables).

***Una baja de los precios internacionales de las exportaciones de los principales commodities de Argentina podría producir un efecto adverso significativo en la economía argentina y las perspectivas de las Compañías***

La recuperación económica de la Argentina desde la crisis económica de 2001-2002 se ha desarrollado en un entorno de incremento de los precios de las exportaciones. Los altos precios de los commodities durante el período de recuperación han contribuido al aumento de las exportaciones de la Argentina desde el tercer trimestre de 2002, y han contribuido asimismo a una mayor recaudación tributaria para el Gobierno Argentino, principalmente derivada de los impuestos a las exportaciones (retenciones).

Las fluctuaciones de los precios de los commodities exportados por Argentina y un aumento significativo del valor del Peso (en términos reales) pueden disminuir la competitividad de la Argentina y afectar significativamente las exportaciones del país. Una disminución de las exportaciones podría tener un efecto adverso significativo sobre las finanzas públicas de Argentina a causa de la pérdida de recaudación tributaria, y ocasionar un desequilibrio en el mercado cambiario del país, que, a su vez, podría generar una mayor volatilidad cambiaria, empeorar la situación financiera del sector público argentino y conllevar un aumento de la presión tributaria o una necesidad de inyectar liquidez adicional al sistema financiero argentino mediante emisión monetaria, generando una aceleración de la inflación. El impacto de dichos acontecimientos podría ser altamente negativo para la economía argentina y afectar negativamente el negocio y la capacidad de cumplimiento de las Compañías de sus obligaciones de pago, incluyendo aquellas relacionadas con las Obligaciones Negociables.

***Se ha cuestionado la credibilidad de ciertos índices económicos de la Argentina, lo que podrá dar lugar a una falta de confianza en la economía argentina***

En enero de 2007, el INDEC modificó la metodología utilizada hasta ese momento para determinar el índice de precios al consumidor, que se calcula como el promedio mensual de una canasta ponderada de bienes de consumo y servicios que reflejan el patrón de consumo de los hogares argentinos. Además, en ese entonces, el Gobierno Nacional reemplazó varios funcionarios clave del INDEC. Esta supuesta interferencia gubernamental provocó reclamos del personal técnico del INDEC lo cual, a su vez, generó el inicio de varias investigaciones judiciales que involucraban a miembros del entonces Gobierno Nacional a fin de determinar si se habría filtrado información estadística clasificada relacionada con la recolección de datos utilizados para calcular el índice de precios al consumidor. Estos acontecimientos afectaron la credibilidad del IPC y otros índices publicados por el INDEC calculados en base al IPC, como el índice de pobreza y la tasa de desempleo así como el cálculo del producto bruto interno. En diciembre de 2010, el Gobierno Nacional se reunió con una misión del FMI enviada para asesorar al INDEC sobre la conformación de un nuevo índice nacional de precios. El 1 de febrero de 2013 el FMI emitió una declaración de censura por incumplir la obligación de brindarle a este organismo información veraz sobre la evolución de la economía.

El gobierno de Mauricio Macri, determinó que el INDEC no generaba información estadística confiable, especialmente en lo que respecta al IPC, al Producto Bruto Interno (“PBI”), los índices de pobreza y datos de comercio exterior. Por ello, el 8 de enero de 2016 declaró un estado de emergencia administrativa del sistema de estadísticas nacionales y del INDEC, vigente hasta el 31 de diciembre de 2016. La credibilidad de varios índices económicos argentinos fue puesta en duda, lo cual se traduce en falta de confianza en la economía argentina en general, lo que su vez podría limitar la capacidad del Gobierno Nacional y de las empresas locales para acceder al crédito y a los mercados de capitales. El INDEC dejó de publicar información estadística hasta que se concluyó con la reorganización de su estructura técnica y administrativa. En junio de 2016, el INDEC volvió a publicar ciertos datos revisados de los años 2004 a 2015, incluyendo el IPC. El 9 de noviembre de 2016, el FMI levantó la declaración de censura que pesaba sobre la Argentina. A partir del 22 de septiembre de 2016, el INDEC comenzó a publicar los valores mensuales de la canasta básica de alimentos y la canasta básica total con datos a partir de abril. A pesar de dichas reformas, todavía existen incertidumbres sobre los efectos que la información revisada pueda generar en la economía argentina y sus cuentas públicas. Asimismo, a pesar de las últimas reformas, hay incertidumbre acerca de si los datos oficiales y los procedimientos de medición reflejan de manera adecuada la inflación en el país y qué efecto tendrán dichas reformas en la economía argentina.

La capacidad de las Compañías de acceder a financiación y al mercado de capitales para financiar sus operaciones y crecimiento en el futuro podría verse aún más limitada por la incertidumbre relacionada con la exactitud de los índices económicos en cuestión, lo cual podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y la situación patrimonial y financiera de las Compañías, incluida su capacidad de honrar los pagos debidos bajo las Obligaciones Negociables.

***Las medidas del Gobierno Nacional para abordar un eventual malestar social podrían afectar de modo adverso la economía Argentina***

Durante la crisis económica de 2001 y 2002, la Argentina experimentó disturbios sociales y políticos, incluyendo malestar civil, saqueos, protestas a nivel nacional, huelgas y demostraciones de disconformidad en las calles. Las tensiones sociales, así como los niveles de pobreza y desempleo no vieron mejoras sustanciales a lo largo de los gobiernos que se sucedieron durante los años siguientes y continúan siendo altos. Tanto en el pasado como a la fecha de este Prospecto, el Gobierno Nacional ha utilizado medidas que incluyen la expropiación, nacionalización, renegociación forzosa o modificación de contratos existentes, suspensión de la exigibilidad de los derechos de los acreedores y derechos de los accionistas, nuevas políticas tributarias, incluyendo aumentos de regalías e impuestos y reclamos de impuestos retroactivos, así como cambios en las leyes, reglamentaciones y políticas que han afectado el comercio exterior y las inversiones, entre otras medidas intervencionistas.

Si el Gobierno Nacional continuara utilizando o volviera a utilizar medidas similares en el futuro para paliar los distintos conflictos sociales que existen o que pudieran acontecer, estas medidas podrían resultar perjudiciales para las Compañías y afectar la capacidad de repago de las Obligaciones Negociables.

***Tanto ciertas medidas del Gobierno Argentino como los reclamos de los trabajadores de las Compañías, podrían generar presiones para otorgar aumentos de sueldos y/o nuevos beneficios, todo lo cual aumentaría los costos operativos de las Compañías***

En el pasado el Gobierno Nacional promulgó leyes y sancionó reglamentos y decretos que obligaron a las empresas del sector privado a mantener ciertos niveles salariales y a proporcionar determinados beneficios a sus empleados. Asimismo, tanto los empleadores del sector público como del sector privado experimentaron una fuerte presión por parte de sus trabajadores y/u organizaciones sindicales que los nuclean para aumentar salarios y beneficios de los trabajadores. Otro mecanismo de presión es solicitar que se contraten empleados que antes eran contratistas aumentando el costo laboral y afectando el costo de su trabajo.

Es posible que el Gobierno Nacional adopte nuevas medidas que obliguen a otorgar aumentos de sueldos y/o beneficios adicionales a los trabajadores y/o que los empleados y/o las organizaciones sindicales ejerzan presión para obtener dichos aumentos y que los mismos no sean rápidamente reconocidos en los precios de energía y potencia. Esta situación podría tener un efecto adverso en la situación patrimonial y financiera de las Compañías.

***El Gobierno Nacional está buscando formas de reducir la inflación y el déficit fiscal, lo que podría afectar los negocios de las Compañías***

El Gobierno Nacional desde el año 2016, anunció medidas fiscales y de otro tipo para sanear las cuentas públicas, intentando reducir el déficit fiscal. El Gobierno Nacional había anunciado su intención de reducir el déficit primario en 2016 y 2017 de aproximadamente el 5,8% del PBI en 2015 y 4,6% en 2016, en parte a través de la eliminación de los subsidios a los servicios públicos que estaban vigentes, como los aplicables a los servicios de energía eléctrica y gas. En el 2016 el déficit fiscal primario alcanzó el 4,6% del PBI, en el 2017 el 3,9 del PBI y en el 2018 el 2,4% del PBI, mostrando en este último caso una mejoría respecto de los años anteriores. Al comienzo de la gestión de Mauricio Macri, las metas de inflación fijadas por el Gobierno Nacional en conjunto con el BCRA eran de 12% a 17% para 2017, de 8% a 12% para 2018, y de 3,5% a 6,5% para 2019. El 28 de diciembre de 2018 estas metas fueron modificadas a la vez que se tomó la decisión de reducir la tasa de referencia de política monetaria. Las nuevas metas generaron desconfianza en el mercado, por lo que la inflación se aceleró y el tipo de cambio también se vio afectado. Esto llevó a que el 1 de octubre de 2018 el BCRA anunciara un nuevo esquema de política monetaria basado en el control de la base monetaria y en el tipo de cambio a través de un esquema de zonas de no intervención del tipo de cambio.

El Gobierno se comprometió a reducir el déficit fiscal primario, de forma progresiva y a lo largo de la duración del acuerdo con el FMI (según se detalla más adelante). A la fecha de este Prospecto, las Compañías no puede prever con exactitud cuáles serán las consecuencias sobre la economía Argentina en general o sobre la actividad de las Compañías en particular, que tendrán las medidas que se adoptarán a fines de cumplir con las directivas del FMI, ni la probabilidad de cumplimiento de dicho acuerdo.

Las medidas que el Gobierno Nacional y el BCRA pudieran tomar para cumplir con los objetivos fiscales y de inflación actuales o futuros, podrían afectar negativamente la actividad de las Compañías, afectando inevitablemente su capacidad de pagar las Obligaciones Negociables.

***Los controles de cambios y las restricciones al ingreso y egreso de capitales han limitado y podrían continuar limitando la disponibilidad de crédito internacional y la liquidez en el mercado de bonos de compañías argentinas***

En 2001 y la primera mitad de 2002, la Argentina experimentó un retiro masivo de depósitos del sistema financiero en un corto período de tiempo, lo que precipitó una crisis de liquidez en el sistema financiero argentino e instó al Gobierno Nacional a imponer controles de cambio y restricciones a la capacidad de los depositantes para retirar sus depósitos. Si bien la situación del sistema financiero local ha mejorado, las restricciones al retiro de depósitos se han eliminado y los depósitos en dólares estadounidenses a lo largo de los últimos años han aumentado considerablemente, no puede garantizarse que ciertas circunstancias económicas y/o políticas y/o financieras no desencadenen nuevamente un retiro masivo de depósitos de los bancos, originando problemas de liquidez y solvencia en las entidades financieras, resultando en una contracción del crédito disponible y en la imposición de similares u otras medidas cambiarias.

Por otro lado, en junio de 2005 el Gobierno Nacional adoptó ciertas medidas y reglamentaciones que fijaron restricciones al ingreso de capitales. Entre estas, se incluyó el requisito de constituir un depósito no remunerativo en dólares estadounidenses equivalente al 30% de los fondos correspondientes a ciertos ingresos de fondos en Argentina, y la creación del “Programa de Consulta de Operaciones Cambiarias”, un sistema mediante el cual se efectuaba una evaluación en tiempo real por cada operación a fin de analizar su consistencia con la información fiscal de cada comprador de divisas y de validar cada operación.

A lo largo de los dos primeros años de gestión de Mauricio Macri, se introdujeron modificaciones en la normativa cambiaria en cuestiones referidas al régimen aplicable a los ingresos y egresos de divisas a través del MULC, eliminando el depósito no remunerativo y eliminando el plazo mínimo de permanencia de ciertos ingresos de divisas al país. Asimismo, se dejó sin efecto el “Programa de Consulta de Operaciones Cambiarias”.

El Gobierno Nacional y el BCRA podrían imponer nuevos controles de cambio o restricciones al traslado de capitales, modificar y adoptar otras medidas que podrían limitar la capacidad de las Compañías de acceder al mercado de capitales internacional, afectar la capacidad de las Compañías 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 Compañías.

Los controles de cambios en un entorno económico en el que el acceso a los capitales locales es limitado podrían tener un efecto negativo en la economía y en las actividades de las Compañías, y, en particular, en la capacidad de las Compañías de efectuar pagos de capital y/o intereses sobre obligaciones contraídas en moneda extranjera (si las hubiere), incluyendo, en caso de corresponder, las Obligaciones Negociables.

#### ***La economía argentina podría verse afectada adversamente por los acontecimientos económicos en otros mercados***

Los mercados financieros y de capitales en Argentina están influenciados, en diferentes medidas, por las condiciones económicas y financieras de otros mercados. Si bien dichas condiciones varían de un país a otro, la percepción que los inversores tienen de los hechos que acontecen en un país podría afectar significativamente el flujo de capitales hacia otros países, como la Argentina.

La economía argentina podría verse afectada por acontecimientos que tengan lugar en economías desarrolladas que sean socios comerciales o que a su vez tengan impacto en la economía global. Por ejemplo, durante la década del '90 la economía argentina se vio afectada de modo adverso por los acontecimientos políticos y económicos que ocurrieron en diversas economías emergentes, incluidas las de México de 1994, el colapso de varias economías asiáticas entre 1997 y 1998, la crisis económica de Rusia en 1998 y la devaluación de la moneda brasileña en enero de 1999. Además, las condiciones económicas y la disponibilidad del crédito en Argentina se vieron afectadas por la crisis económica y bancaria originada en Estados Unidos en 2008 y 2009 por las tenencias de las entidades financieras de carteras de créditos para la vivienda de alto riesgo (subprime) y por otros eventos que afectaron y continúan afectando el sistema financiero global y las economías desarrolladas. Al iniciarse la crisis, las principales entidades financieras sufrieron pérdidas considerables, la confianza del inversor en el sistema financiero global se vio deteriorada y varias entidades financieras solicitaron préstamos de sus respectivos gobiernos o dejaron de operar al mismo tiempo. Entre otras causas, la crisis en Estados Unidos contribuyó al estallido de la crisis de Grecia a finales del año 2009, provocando que a raíz del temor al contagio de la crisis griega a otros países miembros de la Unión Europea y las drásticas bajas en las calificaciones de la deuda pública de ese país, la Comisión Europea juntamente con el FMI y el Banco Central Europeo diseñaran un plan de ayuda. A los ajustes fiscales que se realizaron en Grecia, se sumaron España, Portugal e Irlanda, quienes han realizado ajustes en el gasto público para evitar un mayor deterioro de sus cuentas.

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. A lo largo del año 2018, la curva de tasas de interés en Estados Unidos se ha desplazado 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 estadounidense. Asimismo, y por efecto de ese desplazamiento, el riesgo país al 31 de diciembre de 2018 ascendía a 817 puntos. Por todo esto, 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.

Es importante destacar que, a lo largo del año 2018 se ha observado en el mundo una inclinación de los bancos centrales a disminuir las deudas de sus balances, reduciendo sus pasivos, y por lo tanto erosionando la liquidez en los mercados globales. Esto puede significar una limitación en la cuantía de los capitales internacionales dispuestos a financiar al Gobierno Argentino y a las empresas locales, como a las Compañías.

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, en especial Brasil cuyo nuevo presidente, Jair Bolsonaro, ha anunciado fuertes medidas económicas y sociales, 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 Compañías, así como en su capacidad de honrar sus deudas, incluyendo las Obligaciones Negociables.

#### ***La Argentina ha tenido y tiene dificultades para acceder a los mercados de crédito internacionales, lo que podría afectar la situación patrimonial y los resultados de las Co-Emisoras***

En el año 2005, la Argentina reestructuró parte de su deuda soberana que había estado en default desde fines de 2001. Luego, la Argentina realizó un nuevo canje de deuda en el año 2010, destinado a los tenedores de títulos no presentados al Canje 2005 y a los titulares de títulos emitidos en el Canje 2005. Como resultado de los Canjes, se llegó a una aceptación del 91% del total de los tenedores de bonos en default.

Determinados bonistas no participaron en la reestructuración (los “**Bonistas No Aceptantes**”) e iniciaron acciones judiciales contra Argentina para obtener el pago de sus créditos. Finalmente luego de una larga controversia entre la República Argentina y los Bonistas no Aceptantes, el gobierno del Presidente Macri se dispuso a resolver los conflictos pendientes con los Bonistas No Aceptantes.

Como resultado de las negociaciones, el 19 de febrero de 2016, el juez Griesa ordenó que la decisión judicial que obligaba a Argentina a realizar el pago del 100% de los montos adeudados a los Bonistas No Aceptantes litigantes si la Argentina realizaba pagos de

servicios de interés y capital a los bonistas que ingresaron al canje del 2005 y del 2010 sea levantada automáticamente, sujeto al cumplimiento de dos condiciones por parte de la Argentina: (i) que el congreso Argentino derogue una serie de leyes que habían sido sancionadas durante gestiones anteriores, como la Ley de Pago Soberano (Ley N° 26.984) y las Leyes Cerrojo (Ley N° 26.017, Ley N° 26.547 y la Ley N° 26.886) y (ii) que la Argentina acredite el pago a todos los Bonistas No Aceptantes que logren acuerdos con la Argentina en o antes del 29 de febrero de 2016. Con fecha 31 de marzo de 2016, el Congreso Argentino sancionó la Ley N° 27.249 que derogó las leyes mencionadas en el punto (i) y aprobó los acuerdos alcanzados con ciertos Bonistas No Aceptantes, como así también autorizó al Poder Ejecutivo a llevar adelante los pasos necesarios para implementar el pago a los mencionados tenedores de bonos.

Con fecha 22 de abril de 2016, el gobierno transfirió a las cuentas de los Bonistas No Aceptantes que firmaron un acuerdo con el gobierno antes del 29 de febrero de 2016, aproximadamente U\$S9.300 millones de los U\$S16.250 millones obtenidos a través de la emisión internacional de cuatro series de títulos públicos. Como consecuencia de la cancelación de dichos acuerdos, el Juez Griesa ordenó el levantamiento de las medidas cautelares que impedían los pagos a los tenedores de los canjes de deuda de 2005 y 2010, que se encontraban sujetos a los pagos de las sentencias a favor de los Bonistas No Aceptantes y que cobrarán sus deudas en el mes de mayo de 2016.

Por otra parte, debido a las políticas gradualistas que el Gobierno de Mauricio Macri propuso como plan para reducir la inflación y el gasto público, se llegó a un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional (“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 en el marco de una creciente presión cambiaria y volatilidad de los mercados debido a la suba de la tasa de interés en Estados Unidos. Los compromisos más importantes asumidos por el Gobierno Nacional fueron reducir el déficit fiscal, reducir la inflación, dotar de mayor autonomía al BCRA y reducir el stock de deuda que el Tesoro Nacional tenía con el BCRA para el financiamiento del déficit fiscal.

El 29 de agosto de 2018, el Gobierno Nacional admitió la imposibilidad de cumplir las metas que había acordado originalmente con el FMI y solicitó la ampliación del préstamo en U\$S 7.100 y el adelanto de las fechas de los desembolsos. El 28 de septiembre el FMI acordó las modificaciones al acuerdo original con el Gobierno Nacional.

Si bien Argentina canceló su deuda con casi la totalidad de los Bonistas No Aceptantes y logró en los años 2016 y 2017 financiamiento en los mercados financieros internacionales, no puede descartarse que en el futuro existan nuevos reclamos que vuelvan a limitar la capacidad de la Argentina de acceder al mercado de capitales y de crédito internacional. Ello podría conducir a un incumplimiento en el pago de las obligaciones de la Argentina, junto a un mayor aislamiento financiero de Argentina y de las empresas privadas, lo que traería como consecuencia una imposibilidad de acceder a los mercados internacionales con el fin de obtener financiamiento y afectar negativamente, a su vez, las condiciones de crédito local y la situación económica y política de la Argentina.

***Antes de la modificación a la Ley de Mercado de Capitales, introducidas por la Ley de Financiamiento Productivo, la CNV, de oficio o mediante 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 Sociedades y, eventualmente, designar un veedor en las Sociedades o hasta incluso separar a los órganos de administración de las mismas***

Las Sociedades se encuentran sujetas al contralor de la CNV y por lo tanto al poder de policía que esta 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 las Sociedades y hasta (ii) separar a los órganos de administración de las Sociedades 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 Sociedades, 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 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 párrafo anterior.

De todas maneras, las Compañías 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 Sociedades 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 Compañías y, consecuentemente, su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

***El alcance de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria dictada recientemente en Argentina es a la fecha de este Prospecto 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”), que fuera aprobada por el Congreso de la Nación el 8 de noviembre de 2017, 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.

A la fecha no puede estimarse el impacto que tendrá la implementación de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria 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 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), 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 inhabilitación general de bienes sustituyéndola por un embargo. Al respecto, véase “*Riesgos relacionados con Compañías—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 públicas y de participación público-privada (PPP), 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 Compañías, su condición financiera y los resultados de sus operaciones. Véase “*Riesgos relacionados con Compañías—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*”.

## **RIESGOS RELACIONADOS CON EL SECTOR ENERGÉTICO ARGENTINO**

### ***La infraestructura energética requiere importantes gastos de capital de parte del Gobierno Nacional***

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

El Gobierno Nacional, 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 SE 6/2016 de fecha 25 de enero de 2016 determinó incrementos en los precios de la energía eléctrica que pagan los usuarios finales. A su vez, esta resolución diferencia el incremento de precios que se trasladará a los consumidores residenciales de energía de parte de otros consumidores. El incremento a los consumidores residenciales resulta muy significativo en términos porcentuales, aunque al partir de valores bajos su impacto en valor absoluto es moderado. El impacto sobre los consumidores industriales de energía eléctrica es moderado en términos porcentuales, aunque sus precios son más elevados al cobrarse a estos consumidores los sobrecostos transitorios de despacho originados en las importaciones de energía eléctrica y en los contratos de compraventa de energía eléctrica celebrados con CAMMESA. El efecto principal de esta medida se traduce en una reducción de los subsidios a diferentes consumidores, lo que disminuirá la dependencia de las transferencias periódicas de fondos de CAMMESA que deben recibirse del Gobierno Argentino.

Por otro lado, la Resolución SE 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 SE 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.

Con fecha 9 de junio de 2016, el juez Adolfo Gabino Ziulu, a cargo del Juzgado Federal N° 2 de La Plata, rechazó el dictado de una medida cautelar de no innovar solicitada contra el Estado Nacional y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con el fin de que se decrete la nulidad de las Resoluciones N° 6/16 y 7/16 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (“ME&M”) y la Resolución 1/2016 del ENRE. La pretensión cautelar ha sido rechazada por el Juez mencionado en virtud de no reunirse los presupuestos del art. 230 del C.P.C.C.N.; los arts. 1, 13 y 15 de la ley 26.854 y teniendo en consideración prima facie la índole de la materia en debate, la preservación del principio de la división de poderes y la insuficiencia de la prueba acompañada; ello sin perjuicio del criterio que se adopte en la sentencia definitiva de la instancia.

La medida había sido solicitada en una acción de amparo iniciada por un grupo de diputados de la Provincia de Buenos Aires en el expediente FLP 1319/2016 “Abarca, Walter José y otros c/ Estado Nacional - Ministerio Energía y Minería y otro s/ Amparo Ley 16.986”; demanda a la que adhirieron el defensor del Pueblo de la Provincia de Buenos Aires, el Partido Justicialista de la Provincia de Buenos Aires y el Club Social y Deportivo 12 de Octubre.

Con fecha 18 de agosto de 2016, la Corte Suprema de Justicia de la Nación (“CSJN”) (habiéndole corrido vista a la Procuración General a fin de que se pronuncie sobre la cuestión), resolvió en la máxima instancia un amparo colectivo oportunamente presentado por el Centro para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad, en el cual, en primera instancia no se había hecho lugar al planteo, por lo que los amparistas apelaron y la Sala II de la Cámara Federal de La Plata: (i) declaró la nulidad de las Resoluciones 28/2016 y 31/2016 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación; y (ii) ordenó que el cuadro tarifario correspondiente al servicio de gas se retrotrajera a las tarifas vigentes con anterioridad al dictado de las dos resoluciones de la cartera a cargo de Juan José Aranguren. Contra este fallo, el Ministerio de Energía interpuso un recurso extraordinario ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

Mediante el fallo de la CSJN en el expediente “Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía s/ amparo colectivo” resolvió ponerle fin al conflicto planteado a partir del incremento de tarifas, el que tuvo como efectos: (a) retrotraer las tarifas a los valores vigentes antes de los aumentos dispuestos por el Ministerio de Energía, sin perjuicio de que el Gobierno Nacional podrá convocar a audiencias públicas para decidir un nuevo incremento; (ii) el cuadro tarifario dispuesto por la cartera a cargo de Juan José Aranguren está vigente para todos aquellos que no sean usuarios residenciales; y (iii) los topes del 400% para usuarios residenciales y del 500% para usuarios comerciales, han sido establecidos por la Resolución 129 del Ministerio de Energía que está vigente. No obstante, así como dictó la resolución, el Gobierno Nacional -por contrario imperio- puede derogarla, hoy no tiene ningún impedimento legal; (iv) sigue vigente la tarifa social.

Asimismo, mediante fallo del Juzgado Federal de Córdoba N° 3 “Asamblea de Pequeños y Medianos Empresarios Asociación Civil (APYME) c/ Estado Nacional y Otro s/ Amparo Ley 16.986”, se resolvió hacer lugar a la medida cautelar solicitada por APYME y ordenar al ENARGAS a instruir a la Empresas Licenciatarias del servicio de gas a que procedan a la re-facturación de los consumos efectuados con los valores vigentes al 31 de marzo de 2016. Sin embargo, dicho fallo fue revocado por la Cámara Federal de Córdoba en su fallo del 31/10/2016, por lo que el aumento tarifario se encuentra vigente.

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

***Los distribuidores, generadores y transportadoras de electricidad fueron adversamente afectados por las medidas de emergencia adoptadas durante la crisis económica de 2001 y 2002, muchas de las cuales continúan vigentes y tienen un severo impacto negativo sobre tales negocios***

Las tarifas por distribución y transporte incluyen un margen regulado cuyo objetivo consiste en cubrir los costos de distribución o transmisión, según fuera aplicable, brindando a la vez un retorno suficiente. Los generadores, que en gran medida dependen de las ventas hechas en el Mercado Spot, solían contar con un esquema de determinación de precios estable en dicho mercado, lo que les permitía reinvertir sus ganancias para incrementar su eficiencia y así obtener márgenes más altos. Durante la vigencia del régimen de la Ley N° 23.928 (la “Ley de Convertibilidad”), la cual establecía un tipo de cambio fijo entre el Peso y el dólar estadounidense, las tarifas de distribución y transporte y los precios en el Mercado Spot estaban denominados en dólares estadounidenses y los márgenes de distribución se ajustaban en forma periódica para reflejar variaciones en los índices de inflación de los Estados Unidos de América o en el caso de generación de sus costos o competitividad. No obstante, en virtud de la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública”), de enero de 2002 que autorizó al Gobierno Argentino a renegociar todos sus contratos de servicios públicos, quedaron derogadas las disposiciones que exigían realizar ajustes de precios en función de los índices de inflación extranjeros y todos los demás mecanismos indexatorios establecidos en los contratos de concesión de servicios públicos celebrados entre el Gobierno Argentino o cualquier gobierno provincial y los prestadores de tales servicios, entre ellas, los distribución y transporte. Asimismo, el Gobierno Argentino congeló todos los márgenes de distribución y transporte y convirtió las tarifas de distribución y de transporte a Pesos a un tipo de cambio de \$1 por US\$1. Dichas medidas, sumadas al efecto de una inflación elevada y la devaluación del Peso de los últimos años, 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. A su vez, esta situación llevó a varias sociedades del sector eléctrico a suspender los pagos de su endeudamiento financiero a principios del año 2002 (que siguió denominado en dólares estadounidenses 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. Para mayor información sobre los cambios al marco legal de la industria eléctrica argentina provocados por la Ley de Emergencia Pública, véase

la sección “*Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras – La Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación*”

Todo ello llevó a que, la nueva Administración argentina, declarara, en el año 2015, el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, que se mantendrá vigente hasta el 31 de diciembre de 2017 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 ME&M 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 las tarifas de electricidad en el MEM en virtud del marco regulatorio de Energía Base, a través de la Resolución SEE 22/2016 y, el 2 de febrero de 2017, por intermedio de la Resolución SEE 19/2017, se definió un nuevo esquema de remuneración por variable y potencia disponible en el marco regulatorio de Energía Base. La resolución entra en vigencia 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.

Con la finalidad de normalizar el sector eléctrico, el ME&M instruyó al ENRE, a través de la Resolución 7/2016, para que llevara adelante los actos necesarios para proceder a la Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) de las empresas concesionarias del servicio de distribución de energía eléctrica, Edenor S.A. y Edesur S.A. Así, la Resolución ENRE N° 55/2016 aprobó el Programa para la RTI de Distribución, estableciendo los criterios y la metodología, así como el respectivo Plan de Trabajo para el desarrollo del mencionado proceso de RTI.

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 estadounidenses 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, la SEE inició un proceso de licitación en virtud de la Resolución SEE 287 - E/2017 para la instalación de nuevas unidades de generación térmica –cierre de ciclos y cogeneración- que deben ponerse en funcionamiento dentro de los próximos 30 meses, a cambio de lo cual ofreció a las empresas generadoras la celebración de CCEE a 15 años con CAMMESA denominados en dólares estadounidenses. 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 SEE 287 – E/2017, véase la sección “*Información de las Co-Emisoras – Descripción de las Actividades y Negocios de las Co-Emisoras – Expansión de Capacidad*”.

Asimismo, el ME&M ha iniciado un proceso de licitación de energías renovables que ya ha adjudicado 2923 MW de nueva capacidad instalada de energía eléctrica.

No se puede asegurar que estas medidas se adoptarán o implementarán ni que, si fueran adoptadas, serán suficientes para darle una solución a los problemas estructurales creados por la crisis económica y sus secuelas. Ello podría afectar la actividad de las Compañías, su situación patrimonial o el resultado de sus operaciones, y la capacidad de repagar las Obligaciones Negociables.

***En el pasado, el Gobierno Argentino ha intervenido en el sector energético no pudiendo asegurarse que no vuelva a intervenir 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).

No se puede 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). Ello podría afectar directa e indirectamente el segmento de generación de energía y, por ende, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de las Compañías y sus capacidades de pago de las Obligaciones Negociables.

### ***Las Compañías podrían estar expuesta a expropiaciones o riesgos similares***

Todos los activos de las Compañías están ubicados en Argentina y, como en el caso de todos los activos de interés general para el abastecimiento de servicios públicos en países con mercados emergentes, las Compañías están sujetas a incertidumbres de índole política, económica y otras contingencias, incluyendo expropiaciones, nacionalizaciones, la renegociación o anulación de los contratos existentes, restricciones cambiarias y fluctuaciones monetarias internacionales. No se puede garantizar que los negocios, situación financiera o resultados de las operaciones de las Compañías no se verán afectados por el acaecimiento de dichos hechos y que, como resultado de ello, las capacidades de las Compañías de repagar las Obligaciones Negociables y realizar otros pagos o distribuciones no se verá adversamente afectada.

### **Riesgos relacionados con la industria de generación de energía y electricidad en Argentina**

#### ***Riesgo regulatorio***

Las operaciones de las Compañías están y seguirán estando sujetas a importantes riesgos debido al marco regulatorio en el que funciona. Por ejemplo, el gobierno anterior introdujo cambios regulatorios con el objetivo de implementar controles de precios en el Mercado Spot. Si bien existe incertidumbre sobre la eliminación por parte del Gobierno Argentino de estos controles de precios y el restablecimiento de un marco regulatorio económicamente favorable para las Compañías, es importante resaltar que el actual Gobierno Argentino ha dictado una serie de normas –el Decreto 134/15, las Resoluciones N° 6 y 7 del año 2016 del ME&M, Decreto 258/2016 y las Resoluciones ENRE N° 1 y 2 del año 2016, con la finalidad de iniciar un proceso de normalización del Sector Eléctrico Nacional en general. Entre las medidas a implementarse, se dispuso iniciar un proceso de regularización de los contratos de concesión de las dos distribuidoras más importantes del país (Resolución 7/16).

Además, el Decreto 134/15 ha declarado la emergencia del Sector Eléctrico Nacional con vigencia hasta el 31/12/17 y ha instruido al ME&M a implementar un programa en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución, para adecuar la calidad y seguridad del suministro y garantizar su prestación en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

Ahora bien, 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 Compañías seguirán afectados negativamente en el futuro. Si estos cambios no llegan a producirse, el flujo de fondos de las Compañías podría ser significativamente más bajo e incierto. Además, el Gobierno Argentino, podría modificar desfavorablemente el entorno regulatorio, empeorando las condiciones en las que opera las Compañías, lo que podría afectar el pago de las Obligaciones Negociables.

Asimismo, las Compañías 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 FONINMEM. Si bien las consideraciones esgrimidas en la reciente normativa sancionada parecieran ser favorables para las Compañías, las políticas del Gobierno Argentino podrían cambiar el curso y suscitarse medidas que limiten o castiguen más aún a las compañías del sector pudiendo llegar incluso a la expropiación de las Centrales por considerarlas de utilidad pública, circunstancia en la que las Compañías no podrán continuar su negocio, recibiendo únicamente una compensación económica por dicha expropiación. Este hecho podría dañar la situación económica y financiera de las Compañías y podría perjudicar el pago de las Obligaciones Negociables.

### ***CAMMESA y otros clientes del sector podrían alterar y demorarse en los pagos a los generadores de energía eléctrica***

Los generadores de energía eléctrica (i) perciben a través de CAMMESA los pagos correspondientes a la potencia puesta a disposición y la energía suministrada al Mercado Spot y bajo la Resolución 220/07 y Resolución 21/2016, y (ii) percibirán los pagos correspondientes a la potencia puesta a disposición bajo la Resolución –E/2017, una vez que dichos proyectos se encuentren operativos, no así la remuneración correspondiente a la potencia y energía comprometida en el MAT ya que dichos conceptos son abonados a cada generador directamente por cada Gran Usuario. Existe un déficit entre los pagos percibidos por CAMMESA y las acreencias de las empresas generadoras respecto de dicha entidad. Esto se explica debido a que el precio percibido de CAMMESA respecto de la energía eléctrica comercializada en el Mercado Spot se encuentra regulado por el Gobierno Nacional y es inferior al costo marginal de generación de la energía eléctrica que CAMMESA debe reembolsar a los generadores. Ello sin perjuicio de que, a partir del año 2016, la tendencia se ha revertido y la intención del Gobierno Argentino pareciera orientarse a que exista un equilibrio entre el precio a percibir de CAMMESA y el costo marginal a través del aumento de tarifas a los consumidores finales, objetivo que indudablemente no podrá ser alcanzado en el corto plazo.

El Gobierno Nacional ha estado cubriendo 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 el año 2018 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. No obstante, 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 Compañías, 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.

### ***La capacidad de las Compañías de generar electricidad depende en gran medida de la disponibilidad de gas natural***

Las Compañías podrán ver afectada su producción en caso de falta de suministro de gas natural y/o falta de suministro de gasoil. A partir de la Resolución N° 95/2013 del entonces Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, la gestión comercial y el despacho de combustibles se encontraba centralizado en CAMESA. Sin embargo, con la Resolución SGE N° 70/2018 de fecha 6 de noviembre de 2018, en pos de promover un régimen de mayor libertad y competencia, se facultó a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. De esta manera, CAMMESA seguiría actuando como responsable de la gestión comercial y el despacho de combustible para aquellos agentes del MEM que no hagan o no puedan hacer de la facultad prevista por la nueva resolución. Considerando el régimen recién descrito, 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 “*Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras-La Industria Eléctrica en la 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.

De conformidad con los CCEE celebrados en virtud de las Resolución SE 220/2007 y de Energía Plus, así como también los celebrados bajo Resolución 287 –E/2017 que tendrá vigencia una vez que los proyectos se encuentren operativos, las Compañías tienen la obligación de adquirir el combustible necesario para satisfacer sus obligaciones de generación eléctrica. Las Co-Emisoras obtienen dicho combustible (principalmente gas natural) de RGA, sociedad afiliada al Grupo Albanesi (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*”). Si se reduce la oferta de gas, los costos de las Co-Emisoras podrían incrementarse o bien verse menoscaba su posibilidad de operar de manera rentable sus instalaciones generadoras.

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 Compañías y en la posibilidad de pago de las Obligaciones Negociables.

### ***Competencia y capacidad de transmisión de electricidad***

Las empresas generadoras de energía están conectadas a las líneas de transmisión de electricidad que pasan por sus Centrales, que tienen una capacidad de transporte limitada, pudiendo en ciertas circunstancias llegar al máximo de su capacidad. De la misma manera, las Compañías no pueden asegurar que nuevas generadoras no se conecten a las mismas líneas de transmisión. Las Compañías no pueden garantizar que, eventualmente, se efectuarán las inversiones necesarias por parte del Gobierno Argentino o los usuarios para incrementar la capacidad de transporte del sistema en caso de ser necesario.

De ser así, el despacho de las Compañías podría verse afectado sustancial y negativamente porque la línea de transmisión podría no contar con la capacidad suficiente para transportar la producción de todas las Centrales conectadas. Consecuentemente, los resultados de las operaciones de las Compañías podrían verse afectados, al igual que su condición financiera y la capacidad de repago de las Obligaciones Negociables.

### ***La demanda de energía es estacional, en gran medida, debido a los cambios climáticos***

La demanda de energía fluctúa según la estación del año y ello impacta en los ingresos de las Compañías y sus situaciones financieras. Los cambios climáticos influyen en la demanda de energía por los clientes. Especialmente en verano, asociada con la necesidad de enfriamiento, y, eventualmente, en invierno por la necesidad de mayor iluminación y calefacción. Sin embargo, el impacto en los ingresos de las Compañías 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 Compañías 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 Compañías y en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

## **RIESGOS RELACIONADOS A LAS CO-EMISORAS**

### ***Las Compañías dependen de sus activos de generación***

Las Compañías dependen de la correcta operación de las Centrales, de la disponibilidad puesta a disposición y de la venta de la electricidad generada a precios suficientes para continuar sus operaciones y para cumplir con sus obligaciones financieras y de pago de deuda. Las Centrales podrían no generar electricidad suficiente o estar disponibles debido, entre otras razones, a escasez o interrupciones en la provisión de gas natural, errores operativos y otros problemas operativos y técnicos y modificaciones no previstas del marco legal o regulatorio en el cual operan. Asimismo, los costos de generación de las Compañías podrían aumentar como consecuencia de distintos factores. Si ello sucediera las Compañías no poseen otros activos significativos que le permitan contar con un ingreso de fondos con los cuales afrontar las eventuales pérdidas que se generarían por la interrupción del funcionamiento de las Centrales, y/o por su incapacidad de hacer frente a las obligaciones asumidas, afectando la capacidad para el pago de las Obligaciones Negociables.

### ***Las dificultades operativas podrían limitar la capacidad de las Compañías de generar electricidad***

Las Compañías podrían experimentar dificultades operativas propias de la industria en la cual se desenvuelve que podrían requerir la suspensión temporaria de sus actividades, gastos significativos de mantenimiento o afectar su capacidad de generar electricidad, afectando en forma adversa los resultados de sus operaciones. La operación de instalaciones como las de las Compañías trae aparejados innumerables riesgos, incluidos fallas o averías en equipos de generación, componentes electromecánicos o, en general, cualquiera de los activos de las Compañías necesarios para la generación de electricidad, accidentes, disputas laborales, rendimientos en niveles inferiores y/o consumos internos superiores a los esperados.

En caso que existieran dificultades operativas que afecten las actividades de generación de las Compañías, ésta podría ver sus ingresos disminuir, lo cual podría tener un efecto adverso sobre los resultados de sus operaciones y podría afectar en forma negativa su capacidad de repago de las Obligaciones Negociables. Para los casos extremos de fallas severas con tiempos prolongados de indisponibilidad el riesgo se intenta mitigar a través de la contratación de un seguro que cubre el margen bruto del negocio.

### ***Errores humanos o tecnológicos en las actividades de las Compañías podrían ocasionar pérdidas directas e indirectas a las Compañías***

En el curso de las operaciones de las Compañías podrían producirse pérdidas directas o indirectas ocasionadas por procesos internos no adecuados, defectos tecnológicos, errores humanos o como consecuencia de ciertos eventos externos. El control y el manejo de estos riesgos, en particular aquellos que puedan afectar las operaciones de las Centrales, están basados en la adecuada formación y entrenamiento del personal y en la existencia de procedimientos operacionales y planes de mantenimiento preventivo que minimizan las posibilidades de ocurrencia y el impacto que estos riesgos pueden producir. Si bien gran parte de estos riesgos se encuentran cubiertos por pólizas vigentes y capacitación a su personal, cualquier falla en alguno de estos procedimientos puede resultar en pérdidas directas o indirectas para las Compañías, lo cual podría tener un impacto adverso a los negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones de las Compañías, y, consecuentemente, en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

### ***Riesgos relacionados con las coberturas de los seguros contratados por las Compañías***

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.

De hecho, las pólizas de seguros contratadas pueden llegar a ser insuficientes para cubrir el real valor de los bienes asegurados en caso que los valores recuperables en concepto de seguro no lleguen a cubrir el valor de reposición de los mismos debido a, por ejemplo, la antigüedad de los bienes asegurados, a que las pólizas de seguro tienen condiciones, límites y sublímites que pueden afectar el cálculo de la indemnización, a que las sumas aseguradas en las pólizas que cubren el lucro cesante tienen en cuenta no el monto asegurado sino el margen bruto que hubiera realmente tenido la unidad durante el tiempo que duró el siniestro, entre otras causas que pueden alterar la rentabilidades previstas de las Compañías.

Si se produjera un siniestro o cualquier otro hecho que no esté amparado por las actuales pólizas de seguro contratadas, las Compañías podrían experimentar pérdidas sustanciales o verse obligada a desembolsar montos considerables de sus propios fondos, lo que podría tener un efecto adverso significativo en su situación patrimonial y por ende en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

### ***Los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de las Compañías dependen en gran medida de la contribución de sus gerentes y otros empleados clave***

El desempeño actual y futuro de las Compañías depende significativamente de la contribución continua de los gerentes y otros empleados clave. Con respecto a la selección del personal de las Compañías, la incorporación y reasignación del personal en relación de dependencia debe hacerse observando las competencias, habilidades, aptitudes y conocimientos de la persona correspondiente para alcanzar los objetivos que se propongan para el puesto, la capacidad, trabajo, honestidad y dedicación de los mismos. Las Compañías no pueden garantizar que en el futuro pueda contar con el mismo equipo de ejecutivos, o que de incorporarse nuevos

ejecutivos en reemplazo de éstos, posean los mismos conocimientos y aptitudes. La falta de un equipo de ejecutivos competentes podría afectar las actividades de las Compañías, su situación patrimonial, el resultado de sus operaciones y por ende la capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

***Las actividades de las Compañías 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 Compañías, 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 Compañías podrían causar daños ambientales o algún otro daño. Si bien las Compañías 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 Compañías 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 Compañías, afectando su normal funcionamiento. Para mayor información, véase la sección “*Información de las Co-Emisoras – Descripción del Sector en que se Desarrolla la Actividad de las Co-Emisoras -La Industria Eléctrica y su Regulación—Normativa Ambiental*”.

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 Compañías podrían aumentar considerablemente y al mismo tiempo podrían disminuir la disponibilidad de fondos para otros propósitos.

***La existencia de conflictos prolongados entre las Compañías y sus empleados, muchos de los cuales se encuentran representados por sindicatos, podría afectar negativamente sus operaciones y su flujo de fondos***

Las relaciones laborales de las Sociedades con sus empleados se rigen por convenios colectivos de trabajo independientes celebrados entre las Sociedades y cada grupo de negociación de trabajadores afiliados o no afiliados a sindicatos, o a través de contratos individuales. Los sindicatos han desempeñado un papel importante en la política y el desarrollo de la Argentina y el derecho de huelga de los trabajadores se encuentra amparado por la ley. Cualquier huelga, paro de trabajadores, interrupción del trabajo o cualquier conflicto prolongado con los empleados de las Sociedades podría tener un efecto negativo sobre sus operaciones. Normalmente, estos riesgos se acentúan durante los períodos de renegociación con los sindicatos. Cualquier contrato de trabajo renegociado podría incluir aumentos considerables de los salarios, con el consiguiente incremento de los gastos operativos de las Sociedades.

De conformidad con la legislación argentina, los contratantes pueden ser considerados solidariamente responsables junto con sus contratistas respecto de las obligaciones laborales y previsionales de éstos últimos y en caso de accidentes sufridos por sus empleados.

Específicamente, la legislación laboral argentina dispone, en general, que los contratantes pueden ser considerados solidariamente responsables junto con sus contratistas si un tribunal competente determina que las actividades realizadas por los empleados del contratista son del mismo tipo que las actividades habitualmente desarrolladas por los empleados del contratante y se relacionan específicamente con las actividades principales del contratante. Como consecuencia, si se produjera un conflicto entre los empleados de un contratista independiente de cualquiera de las Sociedades y dicho contratista independiente, los empleados podrían iniciar acciones contra dicha Sociedad para hacer valer sus reclamos contra el contratista. En tal caso, el tribunal competente podría determinar que la Sociedad y el contratista son solidariamente responsables.

Aunque las Sociedades no han sido objeto de acciones judiciales significativas iniciadas por empleados de sus contratistas, la Emisora no puede garantizar que no se iniciarán reclamos en relación con las obligaciones laborales o previsionales de sus contratistas independientes en el futuro, las cuales podrían tener un efecto adverso sustancial sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

***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.

#### ***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 Compañías. 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.

En el contexto de esta investigación, no se ha formulado ninguna imputación a las Compañías, ni a las restantes sociedades del grupo. Tampoco se investiga la actuación de ningún otro director, administrador, miembro o representante de las Compañías.

## **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 Sociedades 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 Compañías 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.

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

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

adversa por los acontecimientos de la Argentina y/o de otros países con mercados emergentes, o que tales efectos no afectarán en forma adversa el valor de las Obligaciones Negociables.

***Las Sociedades podrían rescatar las Obligaciones Negociables en forma total o parcial***

Las Obligaciones Negociables podrían ser rescatadas, a opción de las Sociedades, 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 Sociedades 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 la Emisora y/o 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 emitirán su voto en forma diferente a los demás acreedores quirografarios***

En caso que las Compañías se encontraran 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 Sociedades 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.

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 Compañías.

En particular, la Ley de Concursos y Quiebras establece que en el caso de títulos emitidos en serie, tales como las Obligaciones Negociables, los titulares de las mismas que representen créditos contra el concursado participarán de la obtención de conformidades para la aprobación de una propuesta concordataria y/o de un acuerdo de reestructuración de dichos créditos conforme un sistema que difiere de la forma del cómputo de las mayorías para los demás acreedores quirografarios. Dicho procedimiento establece que: (i) se reunirán en asamblea convocada por el fiduciario o por el juez en su caso; (ii) en ella los participantes expresarán su conformidad o rechazo de la propuesta de acuerdo preventivo que les corresponda, y manifestarán a qué alternativa adhieren para el caso que la propuesta fuere aprobada; (iii) la conformidad se computará por el capital que representen todos los que hayan dado su aceptación a la propuesta, y como si fuera otorgada por una sola persona; las negativas también serán computadas como una sola persona; (iv) la conformidad será exteriorizada por el fiduciario o por quien haya designado la asamblea, sirviendo el acta de la asamblea como instrumento suficiente a todos los efectos; (v) podrá prescindirse de la asamblea cuando el fideicomiso o las normas aplicables a él prevean otro método de obtención de aceptaciones de los titulares de créditos que el juez estime suficiente; (vi) en los casos en que sea el fiduciario quien haya resultado verificado o declarado admisible como titular de los créditos, de conformidad a lo previsto en el artículo 32 bis de la Ley de Concursos y Quiebras, podrá desdoblarse su voto; se computará como aceptación por el capital de los beneficiarios que hayan expresado su conformidad con la propuesta de acuerdo al método previsto en el fideicomiso o en la ley que le resulte aplicable; (vii) en el caso de legitimados o representantes colectivos verificados o declarados admisibles en los términos del artículo 32 bis de la Ley de Concursos y Quiebras, en el régimen de voto se aplicará el inciso (vi) anterior; y (viii) en todos los casos, el juez podrá disponer las medidas pertinentes para asegurar la participación de los acreedores y la regularidad de la obtención de las conformidades o rechazos.

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

La consecuencia del régimen de obtención de mayorías antes descrito y de los precedentes judiciales mencionados hace que, en caso que las Compañías 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***

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.

***Obligaciones Negociables denominadas en dólares estadounidenses integradas y pagaderas en pesos. Eventual cuestionamiento.***

Las Obligaciones Negociables podrían estar denominadas en dólares estadounidenses y tanto su integración como los servicios de pago de capital e intereses bajo las mismas ser realizados en pesos, al tipo de cambio que fuera indicado oportunamente.

Si bien las Compañías entienden que el mecanismo de pago de las Obligaciones Negociables, en este caso, no implica una actualización monetaria, ante un eventual cuestionamiento un tribunal competente podría llegar a entender lo contrario, lo que podría afectar la capacidad de los inversores de Obligaciones Negociables de recuperar su inversión en términos de la moneda dólar estadounidense y la expectativa de rendimiento de las Obligaciones Negociables en dicha moneda en la medida en que el peso se deprecie con relación al dólar estadounidense.

## POLÍTICAS DE LAS CO – EMISORAS

### 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 la Sociedad GEMSA con Generación Independencia S.A., Generación La Banda S.A. y Generación Riojana S.A. (las “Sociedades Absorbidas” y junto con GEMSA las “Sociedades Participantes”) (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 1° 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 inscrita 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 (<http://www.cnv.gob.ar>) en el ítem “Hechos Relevantes”.

#### Fusión GFSA

Con fecha 18 de octubre de 2016, las asambleas generales de GEMSA y Generación Frías S.A. (según se define a continuación), aprobó la fusión por absorción de la Sociedad con Generación Frías S.A. (“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 1° 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 inscrita 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 (<http://www.cnv.gob.ar>) en el ítem “Hechos Relevantes”.

El objetivo de la Fusión 2015 es, a través de una reorganización empresarial, perfeccionar y optimizar la explotación de las actividades económicas y las estructuras operativas, administrativas y técnicas de las Sociedades Participantes con el propósito de lograr sinergias y eficiencias en el desarrollo de las operaciones a través de una sola unidad operativa.

Atendiendo a que las Sociedades Participantes son agentes generadores de energía eléctrica del MEM y que comparten como actividad principal la generación y comercialización de energía eléctrica, la conveniencia de la Fusión 2015 se basa en los siguientes motivos: a) la identidad de la actividad desarrollada por las Sociedades Participantes, la cual permite la integración y complementación que redundará en una mayor eficiencia en la operación; b) simplificar la estructura societaria de las Sociedades Participantes consolidando las actividades de las sociedades en una única sociedad; c) la sinergia que conformará la unión de las distintas sociedades del grupo permitirá hacer más eficiente el ejercicio de control, dirección y administración del negocio energético; d) obtención de una mayor escala, permitiendo el incremento de la capacidad financiera para desarrollar nuevos proyectos; e) optimización en la asignación de los recursos existentes; f) aprovechar los beneficios resultantes de una dirección centralizada, unificando la toma de decisiones políticas y estratégicas que hacen al negocio, y eliminar así las multiplicaciones de costos (de índole legal, contable, administrativo, financiero, etc.); y g) desarrollo de mayores oportunidades de carrera de los recursos humanos de las Sociedades Participantes. Por otra parte, los beneficios indicados serán obtenidos sin implicar costos impositivos, en virtud de estar incluidos dentro del artículo 77 y siguientes de la ley del impuesto a las ganancias.

### 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.

## **POLÍTICAS DE DIVIDENDOS Y AGENTES PAGADORES**

### **Generación Mediterránea S.A.**

Por acta de Directorio del 7 de septiembre de 2015, se resolvió distribuir dividendos anticipados entre los accionistas por \$ 21.000.000 (Pesos veintiún millones) en proporción a las tenencias accionarias. Dicha decisión fue ratificada por Asamblea General Ordinaria del 20 de abril de 2016.

Por Acta de Asamblea General Extraordinaria de fecha 21 de octubre de 2015, los accionistas resolvieron distribuir dividendos por la suma de \$ 9.000.000 (Pesos nueve millones) en proporción a sus tenencias accionarias.

Por Acta de Asamblea General Extraordinaria de fecha 16 de marzo de 2016, los accionistas resolvieron distribuir dividendos por la suma de \$ 9.700.000 (Pesos nueve millones setecientos mil) en proporción a sus tenencias accionarias.

Por último, en relación al resultado del ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 2017, mediante Acta de Asamblea General Ordinaria de fecha 18 de abril de 2018, los accionistas resolvieron no distribuir dividendos y en cambio (i) absorber las pérdidas acumuladas en su totalidad, las cuales ascienden a la suma de \$63.150.169, (ii) destinar la suma de \$ 18.022.983 de la ganancia del ejercicio a integrar la cuenta Reserva Legal; y (iii) destinar el saldo del resultado del ejercicio que asciende a la suma de \$ 342.436.679 a integrar la cuenta de Reserva Facultativa.

GEMSA no tiene una política de dividendos determinada y podrá decidir en el futuro pagar dividendos de acuerdo con la ley aplicable o basada en diversos factores que pudieran existir en ese momento. La política de dividendos de GEMSA dependerá, entre otras cosas, de los resultados de sus operaciones, los requerimientos de inversión, las posibilidades y costos de financiación de los

proyectos de inversión, la cancelación de obligaciones, las restricciones legales y contractuales existentes, las perspectivas futuras y cualquier otro factor que el directorio de GEMSA considere relevante.

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

De acuerdo con el estatuto de GEMSA, sus ganancias realizadas y liquidadas 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.

El directorio somete a consideración y aprobación de la asamblea de accionistas anual ordinaria los estados contables de GEMSA 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.

#### **Central Térmica Roca S.A.**

CTR no ha distribuido dividendos durante los ejercicios 2016, 2017 y 2018.

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

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

De acuerdo con el estatuto de CTR, sus ganancias realizadas y liquidadas 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.

El directorio somete a consideración y aprobación de la asamblea de accionistas anual ordinaria los estados contables de CTR 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 SUPLENTES)

### DIRECTORES O ADMINISTRADORES Y GERENCIA

De acuerdo con el estatuto social de **GEMSA**, la administración estará a cargo de un directorio compuesto por un mínimo de 5 (cinco) y un máximo de 9 (nueve) directores titulares. La Asamblea elegirá como mínimo 1 (un) director suplente y hasta el número que considere conveniente no pudiendo exceder el número de 9 (nueve) directores suplentes. Los directores permanecerán en sus cargos 3 (tres) ejercicios sociales.

De acuerdo con el estatuto social de **CTR**, la administración estará a cargo de un directorio compuesto por un mínimo de 1 (uno) y un máximo de 5 (cinco) directores titulares, pudiendo la asamblea elegir igual número de suplentes. Los directores permanecerán en sus cargos 3 (tres) ejercicios sociales.

Bajo la Ley General de Sociedades los directores tienen la obligación de cumplir sus funciones con la lealtad y 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 terceros por el mal desempeño de su cargo, por violar la ley, el estatuto o reglamentos y por cualquier otro daño producido con dolo, abuso de facultades o culpa grave, según lo previsto en 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 inscrita 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 tanto el mismo establezca su oposición por escrito e informe 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 de la sociedad objeten dicha aprobación o a menos que la decisión haya sido adoptada en violación de las leyes aplicables o 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 una asamblea de accionistas 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 está a cargo de la administración de la sociedad y por lo tanto adopta todas y cada una de las decisiones en relación con ello, así como las decisiones expresamente previstas en la Ley de Sociedades, los estatutos de la sociedad y demás reglamentaciones aplicables. Asimismo, el directorio es generalmente responsable de la ejecución de las resoluciones adoptadas por las asambleas de accionistas y por el cumplimiento de cualquier tarea en particular expresamente delegada por los accionistas.

Los siguientes son los directores de **GEMSA** en funciones a la fecha de emisión del presente Prospecto:

Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de Nombramiento	Fecha de Vencimiento	Carácter (*)
Armando Losón (h)	Presidente	07/08/2018	31/12/2020	No independiente
Guillermo G. Brun	Vicepresidente 1º	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
Julián P. Sarti	Vicepresidente 2º	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
Carlos A. Bauzas	Director Titular	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
Oscar C. De Luise	Director Titular	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
Roberto J. Volonté	Director Titular	18/04/2018	31/12/2020	No independiente

Sebastián A. 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 L. Sarti	Director Suplente	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
Juan G. Daly	Director Suplente	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
Ricardo M. Lopez	Director Suplente	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
María de los Milagros D. Grande	Director Suplente	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
Romina S. Kelleyian	Director Suplente	18/04/2018	31/12/2020	No independiente

Los siguientes son los directores de **CTR** en funciones a la fecha de emisión del presente Prospecto:

Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de nombramiento	Fecha de vencimiento	Carácter (*)
Armando Losón (h)	Presidente	29/08/2018	31/12/19	No independiente
Carlos Alfredo Bauzas	Director Titular	19/04/2017	31/12/19	No independiente
Guillermo Gonzalo Brun	Director Titular	19/04/2017	31/12/19	No independiente
Julián Pablo Sarti	Director Titular	19/04/2017	31/12/19	No independiente
Roberto Felipe Picone	Director Titular	19/04/2017	31/12/19	No independiente

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

A continuación se presenta una breve descripción biográfica de los miembros de los Directorios de las Sociedades y, asimismo, se incluye un detalle de los cargos de los miembros de los Directorios de las Co-Emisoras que ocupan en otras empresas a la fecha del presente.

**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, CTR y GEMSA. 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., Rafael G. Albanesi S.A. 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 ASA y GEMSA y Director Titular de CTR. 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 Rafael G. Albanesi S.A. 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 ASA y GEMSA y Director Titular de CTR. 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 Rafael G. Albanesi S.A. 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 ASA, GEMSA y CTR. El Sr. Carlos Alfredo Bauzas integra el Grupo Albanesi 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 Rafael G. Albanesi S.A. 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 ASA, GEMSA y CTR. 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 Rafael G. Albanesi S.A. 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.

**Roberto José Volonté:** D.N.I. N° 12.513.021, C.U.I.T. N° 20-12513021-7. Fecha de Nacimiento: 27/04/1956. Director Titular de GEMSA desde el año 2001. El Ing. Roberto José Volonté integra el Grupo Albanesi desde el 1° de agosto de 1991. Entre 1991 y 2000, se desempeñó en Arcor S.A.I.C. alcanzando el cargo de Gerente Operativo y durante el período 1983-1990, trabajó en Tecnor S.A. como Supervisor. Obtuvo su título de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad Nacional de Córdoba en 1983 y tiene un postgrado en Administración del Mercado Eléctrico realizado en el ITBA en 1999. 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 ASA, GEMSA y CTR. 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 Rafael G. Albanesi S.A. 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 Rafael G. Albanesi S.A. 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. El Sr. Picone nació el 3 de octubre de 1977 en Córdoba, Argentina. Es miembro del directorio 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 Tyca 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 de 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 Rafael G. Albanesi S.A. 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 ASA. El Sr. Daly cumple la función de Gerente Financiero desde su ingreso al Grupo Albanesi 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 completó 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 Rafael G. Albanesi S.A. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

**Ricardo Martín Lopez:** D.N.I.: 26.965.138 C.U.I.T.: 20-26965138-6 Fecha de nacimiento: 10/10/1978. Director Suplente de GEMSA y ASA. 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 Rafael G. Albanesi S.A. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

**María de los Milagros Daniela Grande:** D.N.I.: 24.603.588 C.U.I.T.:27-24603588-7 Fecha de nacimiento: 06/08/1975. Directora Suplente de GEMSA y ASA. Licenciada en Economía egresada de la Universidad de Buenos Aires (UBA). En 2003 realizó un posgrado en finanzas en la Universidad de San Andrés. Inició su carrera profesional en la empresa San Mariano S.A. como analista administrativo-financiera. En 2003 se incorporó a la firma Manufactura de Fibras Sintéticas S.A. como analista financiero. A partir de 2005 se desempeñó como consultor junior en la empresa Devsa Consultores S.A. incorporándose al Grupo Albanesi en junio de 2006 como analista financiero desempeñando en la actualidad la función de Gerente de Estructuraciones y Finanzas Corporativas. La Sra. Grande ocupa el cargo de directora 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 Rafael G. Albanesi S.A. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

**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 trabajó 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 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 Rafael G. Albanesi S.A. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

## REMUNERACIÓN

### Generación Mediterránea S.A.

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

Por Acta de Asamblea del 20 de abril de 2016 se aprobó distribuir honorarios a los directores por la suma total de \$ 5.247.283,63 (pesos cinco millones doscientos cuarenta y siete mil doscientos ochenta y tres con 63/100) por la gestión realizada durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, asignando los mismos de la siguiente manera: al Sr. Armando Roberto Losón la suma de \$ 2.692.652,83 (Pesos dos millones seiscientos noventa y dos mil seiscientos cincuenta y dos con 83/100), al Sr. Carlos Alfredo Bauzas la suma de \$ 593.780,98 (Pesos quinientos noventa y tres mil setecientos ochenta con 98/100), al Sr. Guillermo Gonzalo Brun la suma de \$ 594.196,91 (Pesos quinientos noventa y cuatro mil ciento noventa y seis con 91/100), al Sr. Julián Pablo Sartí la suma de \$ 475.357,53 (Pesos cuatrocientos setenta y cinco mil trescientos cincuenta y siete con 53/100), al Sr. Sebastián Andrés Sánchez Ramos la suma de \$ 356.518,15 (Pesos trescientos cincuenta y seis mil quinientos dieciocho con 15/100), al Sr. Oscar Camilo De Luise la suma de \$ 356.518,15 (Pesos trescientos cincuenta y seis mil quinientos dieciocho con 15/100) y al Sr. Roberto J. Volonté la suma de \$ 178.259,07 (Pesos ciento setenta y ocho mil doscientos cincuenta y nueve con 07/100). Asimismo, en la misma asamblea se regularon los honorarios para la Sindicatura por el mismo ejercicio por la suma total de \$ 136.500 (pesos ciento treinta y seis mil quinientos) asignándose los mismos de la siguiente manera: \$ 45.500 (Pesos cuarenta y cinco mil quinientos) al Cdor. Enrique Omar Rucq, \$ 45.500 (Pesos cuarenta y cinco mil quinientos) al Dr. Francisco Agustín Landó y \$ 45.500 (Pesos cuarenta y cinco mil quinientos) al Dr. Marcelo Pablo Lerner

Por Acta de Asamblea del 18 de abril de 2017, se aprobó la decisión de los miembros del directorio de renunciar a los honorarios que pudiesen corresponderles a virtud de la gestión prestada por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2016. Asimismo, en la misma acta se regularon los honorarios de la Comisión Fiscalizadora por el mismo ejercicio en la suma total de \$ \$ 176.475 (pesos ciento setenta y seis mil cuatrocientos setenta y cinco) asignándose los mismos de la siguiente manera: \$ 58.825 (pesos cincuenta y ocho mil ochocientos veinticinco) al Cdor. Enrique Omar Rucq, \$ 58.825 (pesos cincuenta y ocho mil ochocientos veinticinco) al Dr. Francisco Agustín Landó y \$ 58.825 (pesos cincuenta y ocho mil ochocientos veinticinco) al Dr. Marcelo Pablo Lerner.

Por Acta de Asamblea del 18 de abril del 2018 se aprobó distribuir honorarios a los directores por la suma de \$ 15.233.666 (quince millones doscientos treinta y tres mil seiscientos sesenta y seis) por la gestión realizada durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, asignando los mismos de la siguiente manera: (i) al Sr. Presidente, Armando Roberto Losón, la suma de \$ 8.901.146 (pesos ocho millones novecientos un mil ciento cuarenta y seis); (ii) al Sr. Carlos Alfredo Bauzas, la suma de \$ 593.234 (pesos quinientos noventa y tres mil doscientos treinta y cuatro); (iii) al Sr. Guillermo G. Brun, la suma de \$ 988.723 (pesos novecientos ochenta y ocho mil setecientos veintitrés); (iv) al Sr. Julián P. Sarti la suma de \$ 790.979 (pesos setecientos noventa mil novecientos setenta y nueve); (v) al Sr. Oscar C. De Luise la suma de \$ 593.234 (pesos quinientos noventa y tres mil doscientos treinta y cuatro); (vi) al Sr. Sebastian Sanchez Ramos la suma de \$ 593.234 (pesos quinientos noventa y tres mil doscientos treinta y cuatro); (vii) al Sr. Roberto Volonte la suma de \$ 1.172.470 (pesos un millón ciento setenta y dos mil cuatrocientos setenta); (viii) al Sr. Juan Carlos Collin la suma de \$ 800.323 (pesos ochocientos mil trescientos veintitrés) y (ix) al Sr. Jorge H. Schneider la suma de \$ 800.323 (pesos ochocientos mil trescientos veintitrés). Asimismo, en la misma asamblea se regularon los honorarios para la Comisión Fiscalizadora por el mismo ejercicio por la suma total de \$ 176.037 (pesos ciento setenta y seis mil treinta y siete) asignándose los mismos de la siguiente manera: al Cdor. Enrique Omar Rucq, \$ 58.679 (pesos cincuenta y ocho mil seiscientos setenta y nueve), al Dr. Francisco Agustín Landó \$ 58.679 (pesos cincuenta y ocho mil seiscientos setenta y nueve) y al Dr. Marcelo Pablo Lerner, \$ 58.679 (pesos cincuenta y ocho mil seiscientos setenta y nueve).

No se realizaron pagos en concepto de gratificaciones o de planes de participación en las utilidades.

GEMSA no tiene montos totales reservados o devengados para afrontar jubilaciones, retiros o beneficios similares.

### **Central Térmica Roca S.A.**

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

Por Acta de asamblea del 26 de abril de 2016 se aprobó la renuncia de todos los miembros titulares del directorio a percibir honorarios por la gestión realizada durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015. Asimismo, se aprobó en el mismo acta los honorarios de la Sindicatura por el mencionado ejercicio en la suma total de \$ 39.000 (Pesos treinta y nueve mil), asignando a Enrique O. Rucq, Marcelo P. Lerner y Francisco A. Landó la suma de \$13.000 (pesos trece mil) a cada uno.

Por Acta de Asamblea del 19 de abril de 2017 se aprobó la renuncia de todos los miembros titulares del directorio a percibir honorarios por la gestión realizada durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016.

Asimismo, se aprobó en el mismo acta los honorarios de la Sindicatura por el mencionado ejercicio en la suma total de \$ 23.400 (Pesos veintitrés mil cuatrocientos), asignando a Enrique O. Rucq, Marcelo P. Lerner y Francisco A. Landó la suma total de \$7.800 (pesos siete mil ochocientos) a cada uno.

Por Acta de Asamblea del 18 de abril de 2018, los accionistas de CTR aprobaron distribuir honorarios entre los miembros del Directorio por la suma total de \$ 3.416.574 (pesos tres millones cuatrocientos dieciséis mil quinientos setenta y cuatro) conforme el siguiente detalle: (i) al Sr. Presidente, Armando Roberto Losón, la suma de \$ 1.765.110 (pesos un millón setecientos sesenta y cinco mil ciento diez); (ii) al Sr. Carlos Alfredo Bauzas, la suma de \$ 209.823 (pesos doscientos nueve mil ochocientos veintitrés); (iii) al Sr. Guillermo G. Brun, la suma de \$ 293.749 (pesos doscientos noventa y tres mil setecientos cuarenta y nueve); (iv) al Sr. Julián P. Sarti la suma de \$ 293.749 (pesos doscientos noventa y tres mil setecientos cuarenta y nueve); (v) al Sr. Roberto Picone la suma de \$ 854.143 (pesos ochocientos cincuenta y cuatro mil ciento cuarenta y tres). Asimismo, en la misma asamblea se regularon los honorarios para la Comisión Fiscalizadora por el mismo ejercicio por la suma total de \$ 26.910 (pesos veintiséis mil novecientos diez) asignándose los mismos de la siguiente manera: \$ 8.970 (pesos ocho mil novecientos setenta) al Cdor. Enrique Omar Rucq, \$ 8.970 (pesos ocho mil novecientos setenta) al Dr. Francisco Agustín Landó y \$ 8.970 (pesos ocho mil novecientos setenta) al Dr. Marcelo Pablo Lerner.

No se realizaron pagos en concepto de gratificaciones o de planes de participación en las utilidades.

CTR no tiene montos reservados o devengados para afrontar jubilaciones, retiros o beneficios similares.

## **INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES ACCIONARIAS**

### **Generación Mediterránea S.A.**

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
<b>Carlos Alfredo Bauzas-Director Titular</b> <sup>(1)</sup>	1.381.722	Única	1%

(1) A su vez, el Sr. Carlos A. Bauzas es accionista, en forma indirecta, de GEMSA por intermedio de ASA.

Para mayor información sobre la composición accionaria de GEMSA, véase la sección “Estructura de las Co-Emisoras, Accionistas o Socios y Partes Relacionadas”.

### **Central Térmica Roca S.A.**

A continuación, se brinda información acerca de la participación accionaria en CTR de los directores, gerencia y empleados a la fecha del presente Prospecto:

El Sr. Carlos A. Bauzas es Director titular y accionista de CTR, en forma indirecta, por intermedio de su participación accionaria en ASA, 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, Accionistas o Socios y Partes Relacionadas”.

## **OTRA INFORMACIÓN RELATIVA AL ÓRGANO DE ADMINISTRACIÓN, DE FISCALIZACIÓN Y COMITÉS ESPECIALES**

### **Comisión fiscalizadora**

Los estatutos de GEMSA prevén una comisión fiscalizadora que está compuesta de 3 (tres) síndicos titulares y 3 (tres) síndicos suplentes designados por los accionistas para desempeñar su cargo por un término de mandato de 1 (un) ejercicio. De acuerdo con la Ley de Sociedades, únicamente los abogados y contadores que ejercen en Argentina pueden desempeñarse como síndicos de una sociedad anónima o sociedad de responsabilidad limitada argentina.

Los estatutos de CTR prevén una comisión fiscalizadora que está compuesta de 3 (tres) síndicos titulares y 3 (tres) síndicos suplentes designados por los accionistas para desempeñar su cargo por un término de mandato de 3 (tres) ejercicios. De acuerdo con la Ley General de Sociedades, únicamente los abogados y contadores que ejercen en Argentina pueden desempeñarse como síndicos de una sociedad anónima o sociedad de responsabilidad limitada argentina.

Las responsabilidades primarias de la comisión fiscalizadora son supervisar el cumplimiento por parte del directorio de la Ley de Sociedades, los estatutos, sus reglamentos, de haberlos, y las resoluciones de los accionistas y desempeñar otras funciones, incluyendo, pero sin carácter taxativo: (i) supervisar e inspeccionar los libros y documentación cuando lo juzgue conveniente, pero al menos trimestralmente; (ii) asistir a las reuniones del directorio, el comité ejecutivo, el comité de auditoría y de las asambleas de accionistas; (iii) preparar un informe anual relativo a la situación financiera de la compañía y someterlo a 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 asambleas extraordinarias de accionistas, cuando lo considere necesario por su propia iniciativa o cuando lo soliciten los accionistas y asambleas de accionistas ordinarias y extraordinarias cuando no fueran convocadas por el directorio; (vi) supervisar la liquidación de la compañía; e (vii) investigar las quejas escritas de los accionistas que representen al menos el 2% del capital social

El siguiente cuadro establece determinada información de importancia de los miembros de la comisión fiscalizadora de GEMSA que se encuentran en sus funciones a la fecha del presente Prospecto.

Nombre y apellido	Cargo	Carácter (*)	Fecha de nombramiento	Vencimiento de mandato
Enrique Omar Rucq (1)	Síndico Titular	Independiente	18/04/2018	31/12/2018
Marcelo Pablo Lerner (1)	Síndico Titular	Independiente	18/04/2018	31/12/2018
Francisco Agustín Lando (1)	Síndico Titular	Independiente	18/04/2018	31/12/2018
Juan Cruz Nocciolino (1)	Síndico Suplente	Independiente	18/04/2018	31/12/2018
Carlos Indalecio Vela (1)	Síndico Suplente	Independiente	18/04/2018	31/12/2018
Johanna M. Cárdenas(1)	Síndico Suplente	Independiente	18/04/2018	31/12/2018

(\*) Conforme con los términos del art. 12, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.

(1) Mantendrá su cargo hasta la asamblea que trate los estados financieros anuales del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

El siguiente cuadro establece determinada información de importancia de los miembros de la comisión fiscalizadora de CTR que se encuentran en sus funciones a la fecha del presente Prospecto.

Nombre y apellido	Cargo	Carácter (*)	Fecha de nombramiento	Vencimiento de mandato
Enrique Omar Rucq	Síndico Titular	Independiente	19/04/2017	31/12/2019
Marcelo Pablo Lerner	Síndico Titular	Independiente	19/04/2017	31/12/2019
Francisco Agustín Lando	Síndico Titular	Independiente	19/04/2017	31/12/2019
Juan Cruz Nocciolino	Síndico Suplente	Independiente	19/04/2017	31/12/2019

Carlos Indalecio Vela	Síndico Suplente	Independiente	19/04/2017	31/12/2019
Johanna M. Cárdenas	Síndico Suplente	Independiente	19/04/2017	31/12/2019

(\*)Conforme con los términos del art. 12, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.

A continuación se consigna una breve descripción biográfica de los miembros de la comisión fiscalizadora de las Sociedades:

**Enrique Omar Rucq:** D.N.I. N° 12.944.900, C.U.I.T. N° 20-12944900-5. Síndico Titular de GEMSA y de CTR desde 2008. Se recibió de Contador Público y Licenciado en Administración egresado de la Universidad Nacional de Rosario en 1980. Su trayectoria laboral comienza en 1981 con la Gerencia de Morando y Cripovich SA. Desde 1984 y hasta 1994 se desempeñó como Gerente General de RGA. Entre 1994 y 1997 fue Gerente de Administración y Finanzas Región Litoral de Empresa de Correos y Telecomunicaciones SA. También se desempeñó como Coordinador Administrativo Financiero Área Litoral de Correo Argentino SA entre 1997 y 1999. Desde 2000 hasta 2008 fue Gerente Región Litoral para DHL Express (Argentina) S.A. Actualmente se desempeña como Consultor Proyectos Especiales en Consultores en Organización Asociados S.A. El Cdr. Rucq también se desempeña como 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., Rafael G. Albanesi S.A., y Centennial 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.

**Marcelo Pablo Lerner:** D.N.I. N° 20.379.214, C.U.I.T. N° 20-20379214-0. Síndico Titular de GEMSA y de CTR desde el 19 de marzo de 2013, anteriormente se había desempeñado como Síndico Suplente de las Sociedades. El Dr. Lerner es abogado y contador público egresado de la Universidad de Buenos Aires, donde también se ha desempeñado como docente desde el año 2006 hasta el presente. Actualmente es socio del Estudio Jurídico Contable Lerner y Asociados. El Dr. Lerner también se desempeña como Síndico Titular de Albanesi S.A., 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.

**Francisco Agustín Landó:** D.N.I. N° 6.062.670, C.U.I.T. N° 20-06062670-8. Síndico Titular de GEMSA y de CTR desde el 2 de mayo de 2012. El Dr. Landó es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina en el año 1976 y se ha matriculado como escribano público en el año 1977, desempeñándose como tal hasta el momento de su jubilación. El Dr. Landó también se desempeña como Síndico Titular de Albanesi S.A., 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.

**Juan Cruz Nocciolino:** D.N.I. N° 29.767.456, C.U.I.T. N° 20-29767456-1. Síndico Suplente de GEMSA y de CTR desde el 20 de abril de 2016. El Dr. Nocciolino es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires. El Dr. Nocciolino también se desempeña como Síndico Suplente de Albanesi S.A., Generación Centro S.A., y Albanesi Energía S.A. 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. Síndico Suplente de GEMSA y de CTR desde el 2 de mayo de 2012. El Dr. Vela es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires. Se ha desempeñado hasta el año 2002, como Secretario de la Sala "B" de la Excma. Cámara Nacional de Apelaciones en lo Penal Económico de Capital Federal. Desde el año 2002 al día de la fecha ejerce la profesión en forma independiente exclusivamente en el área del Derecho Penal y, principalmente, Derecho Penal Tributario y Derecho Penal Económico. El Dr. Vela también se desempeña como Síndico Suplente de Albanesi S.A., 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.

**Johanna Marisol Cárdenas:** D.N.I. N° 29.984.709, C.U.I.T. N° 27-29984709-3. Síndico Suplente de GEMSA desde el 18 de abril de 2017, síndico suplente de CTR desde 19 de abril de 2017. Johanna M. Cárdenas es abogada y obtuvo su título en 2013 en la Universidad de Morón. La Dra. Cárdenas se desempeñó como abogada en el Estudio Lerner, Arena y Asociados. Al día de la fecha se desempeña como Síndico Suplente de Albanesi S.A., 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.

#### *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, Juan Cruz Nocciolino, Carlos Indalecio Vela y Johanna Marisol Cárdenas 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 Rafael G. Albanesi S.A. alcanzando la Gerencia de Administración del grupo en el año 2014. En el periodo 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 completó 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 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, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Este estudio es asesor legal de las Co-Emisoras en todos los aspectos relativos a la ampliación del Programa.

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.

### Audidores 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 T° 1 F° 17 es la firma de auditoría de las Co-Emisoras. Asimismo, en lo que respecta a GEMSA, se manifiesta que el Dr. Raúl Leonardo Viglione, CUIT 20-17.254.854-0, con domicilio en Bouchard 557 Piso 7, Ciudad de Buenos Aires, perteneciente a Price Waterhouse & Co. S.R.L., ha auditado: (i) los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018 y (ii) los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017 y (iii) los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2016, y el Sr. Carlos Horacio Rivarola con domicilio en Bouchard 557 Piso 7, Ciudad de Buenos Aires, perteneciente a Price Waterhouse & Co. S.R.L., ha auditado: (i) los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2015.

El domicilio de Price Waterhouse & Co. S.R.L. es Bouchard 557 - Piso 7, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Los socios integrantes de la firma auditora se encuentran matriculados en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

## GOBIERNO CORPORATIVO

### Implementación de un Programa de Integridad

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 <http://www.albanesi.com.ar/programa-integridad.php>.

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. Se espera también que el plan anual de compliance 2019/2020 prevé el comienzo de la capacitación a proveedores.

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 Empresarial 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.

En este sentido, con anterioridad a la aprobación del Programa de Integridad, se contrataron, entre otras posiciones, dos íntimamente vinculadas a temas de cumplimiento: un gerente corporativo de Compras y Comercio Exterior y un gerente corporativo de Legales (devenido en Legales y Compliance), quienes tienen a su cargo la tarea de reforzar el Programa de Integridad con el asesoramiento externo de la firma Pricewaterhouse Co. (“PwC”), quien también supervisa su implementación.

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.

Con relación a terceros, el grupo Albanesi se encuentra en pleno proceso de implementación de una Política de *Due Diligence* que exigirá el análisis previo de cualquier tercero que quiera realizar negocios con el grupo Albanesi y cuya auditoría se hará con el soporte de PwC. Asimismo, estamos incluyendo una cláusula de Anticorrupción y Ética en todas nuestras contrataciones, pliegos y licitaciones.

## **EMPLEADOS**

Al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, la dotación de GEMSA era de 149, 105, 59 empleados, respectivamente. Mientras que al 31 de diciembre de 2018, la dotación de GEMSA es de 152.

Al 31 de diciembre de 2018, 148 empleados de GEMSA desempeñan su actividad laboral en las centrales de su propiedad y 4 de ellos que lo hacen en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

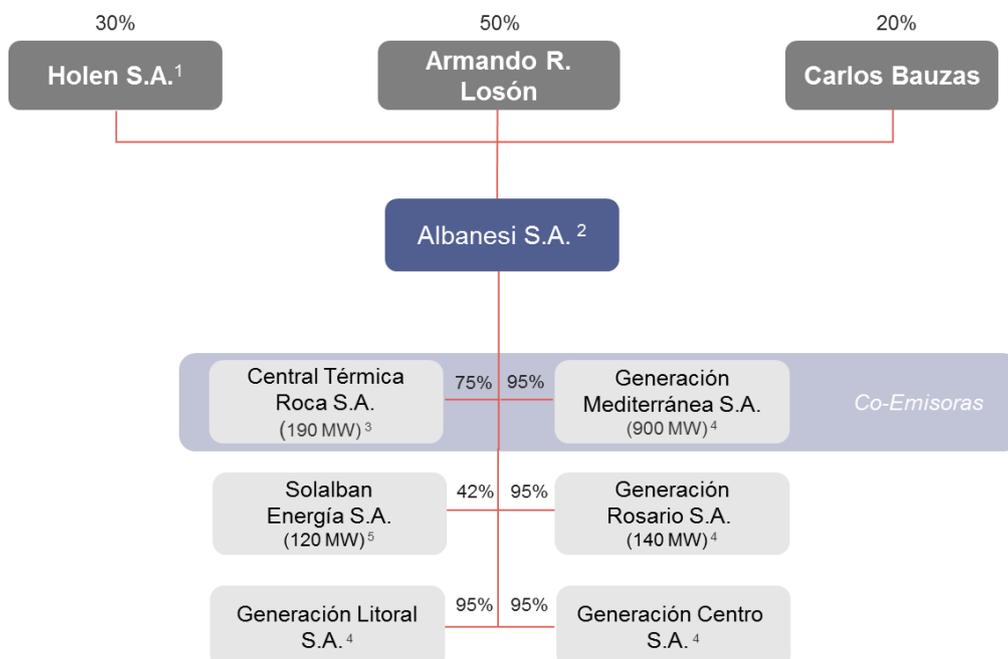
Al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, la dotación de CTR era de 28, 25 y 24 empleados, respectivamente. Mientras que al 31 de diciembre de 2018, la dotación de CTR es de 28.

Al 31 de diciembre de 2018, 27 empleados de CTR desempeñan su actividad laboral en la Central de su propiedad y 1 de ellos que lo hace en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

## ESTRUCTURA DE LAS CO-EMISORAS, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS

### ESTRUCTURA DE LAS CO-EMISORAS Y SU GRUPO ECONÓMICO

El siguiente cuadro ilustra la estructura organizativa de las Co-Emisoras 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%), Jose L. Sarti (1,66%), Julián P. Sarti (1,66%) y Adolfo Subieta (1,66%).

(2) Albanesi S.A se fusionó con Albanesi Inversora con fecha efectiva de fusión 1° de enero de 2018.

(3) Tefu S.A. posee una participación del 25% en CTR.

(4) Holen S.A., Armando Losón y Carlos Bauzas poseen el 5% restante de GEMSA, GROSA, Generación Litoral S.A. y Generación Centro S.A.

(5) Unipar Indupa S.A. controla el 58% de Solalban.

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 GROSA, gas natural o fueloil) y están en pleno funcionamiento.

Para mayor información sobre el Grupo Albanesi, véase la sección “*Información de las Co-Emisoras – Reseña Histórica*”.

## ACCIONISTAS O SOCIOS PRINCIPALES

### Generación Mediterránea S.A.

#### Capital social. Accionistas principales.

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.

El siguiente cuadro brinda información sobre la titularidad del capital social de GEMSA:

Accionistas	Cantidad de Acciones	Clase de Acciones	Porcentaje
Albanesi S.A.	131.263.542	Única	95%
Armando Roberto Losón	5.197.434	Única	3,7616%
Carlos Alfredo Bauzas	1.381.722	Única	1%
Holen S.A. <sup>(1)</sup>	329.452	Única	0,2384%

<sup>(1)</sup> A la fecha del presente Prospecto, Fernando Sarti tiene la propiedad del 95% de las acciones ordinarias de Holen S.A.

### Central Térmica Roca S.A.

#### Capital social. Accionistas principales.

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.

El siguiente cuadro brinda información sobre la titularidad del capital social de CTR a la fecha del presente Prospecto:

Accionistas	Cantidad de Acciones	Clase de Acciones	Porcentaje
Albanesi S.A.	54.802.853	Única	75%
Tefu S.A.	18.267.617	Única	25%

Los accionistas de ASA son Armando Roberto Losón (50%), Holen S.A. (30%) y Carlos Alfredo Bauzas (20%) mientras que los accionistas de Tefu S.A. son Eduardo Jorge Antun (20%) y David Pablo Nalbandian (80%). ASA se convirtió en accionista directo de CTR en virtud de la fusión por absorción con fecha efectiva 1° de enero de 2018 por medio de la cual ASA absorbió a AISA.

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, AISA 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 ASA absorbió a AISA con fecha efectiva 1° de enero de 2018, dicho acuerdo quedó en cabeza de ASA como sociedad absorbente.

## TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

### Generación Mediterránea S.A.

a) *Transacciones con partes relacionadas*

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
	(en miles de pesos)		
<b>Venta de energía</b>			
Rafael G. Albanesi S.A.	85.496	110.146	43.987
Solalban Energía S.A.	7.560	151.355	71.022
<b>Total venta de energía</b>	<b>93.055</b>	<b>261.501</b>	<b>115.008</b>
<b>Compra de gas y energía</b>			
Solalban Energía S.A.	(346)	(103)	(127)
Rafael G. Albanesi S.A. <sup>(*)</sup>	(2.974.699)	(2.821.529)	(769.056)
<b>Total compra de gas y energía</b>	<b>(2.975.045)</b>	<b>(2.821.632)</b>	<b>(769.183)</b>
<b>Vuelos realizados</b>			
Alba Jet S.A.	(55.815)	(81.569)	(27.242)
<b>Total vuelos realizados</b>	<b>(55.815)</b>	<b>(81.569)</b>	<b>(27.242)</b>
<b>Otras compras</b>			
Bodega del Desierto S.A.	(1.928)	(3.734)	(241)
<b>Total otras compras</b>	<b>(1.928)</b>	<b>(3.734)</b>	<b>(241)</b>
<b>Servicios administrativos</b>			
Rafael G. Albanesi S.A.	(221.926)	(42.475)	(30.014)
<b>Total servicios administrativos</b>	<b>(221.926)</b>	<b>(42.475)</b>	<b>(30.014)</b>
<b>Alquileres</b>			
Rafael G. Albanesi S.A.	(6.050)	(6.745)	(981)
<b>Total alquileres</b>	<b>(6.050)</b>	<b>(6.745)</b>	<b>(981)</b>
<b>Otras compras y servicios recibidos</b>			
Albanesi S.A.	(4.781)	(3.969)	(922)
Rafael G. Albanesi S.A.	-	(79.166)	-
<b>Total otras compras y servicios recibidos</b>	<b>(4.781)</b>	<b>(83.135)</b>	<b>(922)</b>

Correspondiente al ejercicio finalizado  
el 31 de diciembre de

	2018	2017	2016
	(en miles de pesos)		
<b>Recupero de gastos</b>			
Generación Rosario S.A.	9.429	12.019	6.826
Rafael G. Albanesi S.A.	(2.443)	(1.994)	(5.576)
Central Térmica Roca S.A.	31.055	12.798	11.095
Generación Frías S.A. <sup>(1)</sup>	-	-	6.684
Albanesi Energía S.A.	10.790	181	227
Alba Jet S.A.	1	1	-
Alto Valle del Río Colorado S.A.	-	1	-
Bodega del Desierto S.A.	-	5	-
Generación Centro S.A.	18.927	-	-
<b>Total recupero de gastos</b>	<b>67.759</b>	<b>23.011</b>	<b>19.256</b>
<b>Costo financiero</b>			
Rafael G. Albanesi S.A.	-	(45.178)	(3.516)
<b>Total costo financiero</b>	<b>-</b>	<b>(45.178)</b>	<b>(3.516)</b>
<b>Compra de repuestos</b>			
Generación Rosario S.A.	-	-	(44)
Generación Frías S.A. <sup>(1)</sup>	-	-	(10.572)
<b>Total compra de repuestos</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(10.616)</b>
<b>Honorarios</b>			
Directores	-	(22.707)	-
<b>Total honorarios</b>	<b>-</b>	<b>(22.707)</b>	<b>-</b>
<b>Intereses generados por préstamos otorgados</b>			
Central Térmica Roca S.A.	22.278	-	-
Generación Rosario S.A.	14.522	13.541	-
Directores	3.318	5.979	-
Albanesi S.A.	119.174	-	-
Albanesi Inversora S.A. <sup>(2)</sup>	-	22.655	6.799
<b>Total intereses generados por préstamos otorgados</b>	<b>159.292</b>	<b>42.175</b>	<b>6.799</b>
<b>Obra gasoducto</b>			
Rafael G. Albanesi S.A.	(77.407)	(267.140)	-
<b>Total obra gasoducto</b>	<b>(77.407)</b>	<b>(267.140)</b>	<b>-</b>
<b>Servicio de gerenciamiento de obra</b>			
Rafael G. Albanesi S.A.	(103.515)	(143.772)	-
<b>Total servicio de gerenciamiento de obra</b>	<b>(103.515)</b>	<b>(143.772)</b>	<b>-</b>
<b>Remuneraciones del personal clave de la gerencia</b>			
Sueldos	(26.347)	(16.901)	(8.164)
<b>Total remuneraciones del personal clave</b>	<b>(26.347)</b>	<b>(16.901)</b>	<b>(8.164)</b>

(\*) Corresponden a compra de gas, las cuales en parte son cedidas a CAMMESA, en el marco del Procedimiento para Despacho de Gas Natural para la generación eléctrica.

(1) Información no auditada.

(2) Sociedad absorbida por GEMSA a partir del 1° de enero de 2016.

(3) Sociedad absorbida por GEMSA a partir del 1° de enero de 2017.

- (1) Información no auditada.  
 (2) Sociedad absorbida por GEMSA a partir del 1° de enero de 2016.  
 (3) Sociedad absorbida por GEMSA a partir del 1° de enero de 2017.

- (1) Sociedad absorbida por GEMSA a partir del 1° de enero de 2017.  
 (2) Sociedad absorbida por Albanesi S.A. a partir del 1° de enero de 2018.

b) *Saldos a la fecha de los estados financieros:*

Al 31 de diciembre de			
	2018	2017	2016
(en miles de pesos)			
<b>Créditos por ventas corrientes con otras partes relacionadas</b>			
Generación Rosario S.A.	-	-	2.773
Central Térmica Roca S.A.	-	-	1.815
	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.588</b>
<b>Otros créditos no corrientes con otras partes relacionadas</b>			
Directores	-	-	15.112
	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>15.112</b>
<b>Otros créditos corrientes con otras partes relacionadas</b>			
Albanesi S.A.	800.410	157.577	60.162
Albanesi Energía S.A.	11.018	-	-
Albanesi Inversora S.A. <sup>(2)</sup>	-	119.389	66.799
Alba Jet S.A.	-	1	-
Generación Rosario S.A.	23.717	59.020	8.060
Central Térmica Roca S.A.	280.580	1.382	8.061
Directores	15.156	20.144	-
	<b>1.130.881</b>	<b>357.512</b>	<b>143.082</b>
<b>Deudas comerciales corrientes con otras partes relacionadas</b>			
Rafael G. Albanesi S.A.	470.966	332.831	94.027
Alba Jet S.A.	4.787	996	13.351
Solalbán Energía S.A.	309	-	542
	<b>476.062</b>	<b>333.826</b>	<b>107.920</b>
<b>Otras deudas corrientes con otras partes relacionadas</b>			
Bodega del Desierto S.A.	948	863	-
Directores	-	22.147	-
Generación Frías S.A. <sup>(1)</sup>	-	-	2.753
	<b>948</b>	<b>23.009</b>	<b>2.753</b>

**Suministro de gas natural por RGA:**

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.

Estos contratos podrán ser renovados a su vencimiento por consentimiento de ambas partes, y han sido renovados para el año 2018. 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, junto con GROSА y CTR, celebró un contrato de arrendamiento con RGA, en virtud del cual RGA se compromete a arrendar las oficinas que ocupa en Av. Leandro N. Alem 855- 14°, Buenos Aires, Argentina. El 28 de septiembre de 2018, vencido el contrato anterior, GEMSA, junto con GROSА y CTR, celebró un nuevo 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 aceptó 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 la 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 no haga uso de los vuelos que tiene disponibles.

Con fecha 6 de diciembre de 2018, GEMSA aceptó 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 la 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 no haga uso de los vuelos que tiene disponibles.

#### **Servicios prestados por RGA:**

El 26 de junio de 2014, GEMSA, junto con GROSА, CTR y GFSA, celebró 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. 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, CTR y GROSА 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 celebró con RGA un contrato para recibir servicios de gerenciamiento de obra. En este sentido, el contrato aplica a las obras desarrolladas por la Sociedad en sus Centrales ubicadas en Río Cuarto (Córdoba), La Rioja, San Miguel de Tucumán (Tucumán) y Ezeiza (Provincia de Buenos Aires). 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: Río Cuarto: USD 1.160.000, La Rioja: USD 580.000, Ezeiza: USD 2.300.000 y Tucumán: USD 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: USD 2.699.903 y Central Térmica Ezeiza: USD 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.

**Central Térmica Roca S.A.**a) *Transacciones con partes relacionadas*

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
	(en miles de pesos)		
<b>Compra de gas</b>			
Rafael G. Albanesi S.A. <sup>(*)</sup>	(1.836.762)	(1.596.390)	(477.111)
<b>Total compra de gas</b>	<b>(1.836.762)</b>	<b>(1.596.390)</b>	<b>(477.111)</b>
<b>Vuelos realizados</b>			
Alba Jet S.A.	(25.147)	(22.645)	(11.567)
<b>Total vuelos realizados</b>	<b>(25.147)</b>	<b>(22.645)</b>	<b>(11.567)</b>
<b>Otras compras y servicios recibidos</b>			
Rafael G. Albanesi S.A.	(63.948)	(49.511)	(24.727)
Generación Mediterránea S.A.	(31.055)	(12.487)	(11.095)
Bodega del Desierto S.A.	(92)	(266)	(20)
<b>Total otras compras y servicios recibidos</b>	<b>(95.095)</b>	<b>(62.264)</b>	<b>(35.842)</b>
<b>Recupero por costo financiero</b>			
Rafael G. Albanesi S.A.	-	(17.853)	(3.829)
<b>Total recupero por costo financiero</b>	<b>-</b>	<b>(17.853)</b>	<b>(3.829)</b>
<b>Intereses generados por préstamos otorgados</b>			
Directores	3.695	1.486	-
<b>Total intereses generados por préstamos otorgados</b>	<b>3.695</b>	<b>1.486</b>	<b>-</b>
<b>Fianzas recibidas</b>			
Albanesi S.A.	(1.104)	(1.466)	(373)
Rafael G. Albanesi S.A.	-	(2.080)	-
<b>Total Fianzas recibidas</b>	<b>(1.104)</b>	<b>(3.546)</b>	<b>(373)</b>
<b>Bienes comprados</b>			
Generación Rosario S.A.	-	-	(1.522)
<b>Total Bienes comprados</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(1.522)</b>
<b>Servicios Gerenciamiento Obra</b>			
Rafael G. Albanesi S.A.	-	(35.874)	-
<b>Total Servicios Gerenciamiento Obra</b>	<b>-</b>	<b>(35.874)</b>	<b>-</b>
<b>Honorarios</b>			
Directores	-	(4.935)	-
<b>Total Honorarios</b>	<b>-</b>	<b>(4.935)</b>	<b>-</b>
<b>Remuneraciones del personal clave de la gerencia</b>			
Sueldos	(6.200)	(6.166)	(3.514)
<b>Total remuneraciones del personal clave</b>	<b>(6.200)</b>	<b>(6.166)</b>	<b>(3.514)</b>

Corresponden a compra de gas, las cuales en parte son cedidas a CAMMESA, en el marco del Procedimiento para Despacho de Gas Natural para la generación eléctrica. (\*)

b) *Saldos a la fecha de los estados financieros:*

	<b>Al 31 de diciembre de</b>		
	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
	<b>(en miles de pesos)</b>		
<b>Otros créditos no corrientes con otras partes relacionadas</b>			
Albanesi Inversora S.A. <sup>(2)</sup>	-	9.942	-
Directores	15.043	14.990	2.090
	<b>15.043</b>	<b>24.932</b>	<b>2.090</b>
<b>Otros créditos corrientes con otras partes relacionadas</b>			
Albanesi Inversora S.A. <sup>(2)</sup>	-	-	5.205
Directores	-	-	-
	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5.205</b>
<b>Deudas comerciales corrientes con otras partes relacionadas</b>			
Rafael G. Albanesi S.A.	113.296	44.702	29.900
Generación Mediterránea S.A.	26	1.382	9.876
Generación Riojana S.A. <sup>(1)</sup>	-	-	-
Alba Jet S.A.	11.209	-	7.736
Solalbán Energía S.A.	-	-	373
	<b>124.531</b>	<b>46.084</b>	<b>47.885</b>
<b>Deudas financieras corrientes con partes relacionadas</b>			
Generación Mediterránea S.A.	280.554	-	-
	<b>280.554</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Otras deudas corrientes con otras partes relacionadas</b>			
Bodega del Desierto S.A.	-	193	-
Directores	-	4.813	-
Rafael G. Albanesi S.A.	-	-	1
	<b>-</b>	<b>5.006</b>	<b>1</b>

(1) Sociedad absorbida por GEMSA a partir del 1° de enero de 2016.

(2) Sociedad absorbida por Albanesi S.A. a partir del 1° de enero de 2018.

#### **Suministro de gas natural por RGA:**

El 18 de octubre de 2011, CTR celebró un contrato de prestación de servicios con nuestra afiliada 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 m<sup>3</sup> 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.

#### **Contratos de Arrendamiento de Oficinas:**

CTR, junto con GROSA y GEMSA, celebró un contrato de arrendamiento con RGA, en virtud del cual RGA se compromete a arrendar las oficinas que ocupa en Av. Leandro N. Alem 855- 14°, Buenos Aires, Argentina. El 28 de septiembre de 2018, vencido el contrato anterior, CTR, junto con GROSA y GEMSA, celebró un nuevo 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, CTR aceptó 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 la 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 CTR no haga uso de los vuelos que tiene disponibles.

Con fecha 6 de diciembre de 2018, CTR aceptó 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 la 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 CTR no haga uso de los vuelos que tiene disponibles.

**Servicios prestados por RGA:**

El 26 de junio de 2014, CTR, junto con GEMSA, GROSA y GFSA (sociedad absorbida por GEMSA en virtud de la Fusión GEMSA-GFSA) celebró 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 CTR. 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 CTR, GEMSA y GROSA, 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 CTR celebró con RGA un contrato para recibir servicios de gerenciamiento de obra. En este sentido, el contrato aplica a las obras desarrolladas por 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. Por su parte, RGA percibirá una remuneración única a abonar en el plazo de 1 año desde la fecha del contrato precedentemente mencionada, que asciende a USD 1.300.000. Los honorarios han sido calculados considerando un porcentaje del 1,5 % del costo total del proyecto. Asimismo, el Plazo de duración se establece hasta la finalización de la obra.

**OTRA INFORMACIÓN CON PARTES RELACIONADAS**

N/A

## ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LAS CO-EMISORAS

La mayoría de los activos fijos de las Sociedades consisten centrales de generación, infraestructura para la manufactura, instalaciones para depósito de bienes, maquinarias para la generación de electricidad y gas, y oficinas corporativas y todos ellos se encuentran ubicados en Argentina.

El siguiente cuadro es un breve resumen de las plantas generadoras que operan las Co-Emisoras:

Propietario	Planta generadora	Capacidad instalada (MW)	Factor de disponibilidad diciembre 2018 <sup>(1)</sup>	Marco regulatorio relativo a la capacidad de generación
GEMSA	Central Térmica M. Maranzana	350	99,0%	Resolución SE 220/2007 / Energía Plus / Energía Base
GEMSA	Central Térmica Independencia	220	98,8%	Resolución SE 220/2007 / Resolución SEE 21/2016
GEMSA	Central Térmica Ezeiza	150	99,9%	Resolución SEE 21/2016
GEMSA	Central Térmica Riojana	90	99,3%	Resolución SE 220/2007 / Energía Base
GEMSA	Central Térmica La Banda <sup>(2)</sup>	30	99,7%	Energía Base
GEMSA	Central Térmica Frías	60	94,6%	Resolución SE 220/2007
CTR	Central Térmica Roca	190	89,9% <sup>(3)</sup>	Resolución SE 220/2007
<b>Total</b>		<b>1.090</b>		

(1) 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 SE 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). No se consideran las variaciones que puedan surgir por factores externos que afecten el rendimiento de las turbinas

(2) El terreno donde se ubica la planta no es propiedad de GEMSA. Ver la sección “*Información de las Co-Emisoras – Descripción de las Actividades y Negocios de las Co-Emisoras - Las Centrales Eléctricas de las Co-Emisoras —Central Térmica La Banda.*”

(3) Corresponde a los 130 MW de Ciclo Abierto hasta agosto de 2018. A partir de septiembre incluye también los 60 MW de Ciclo Combinado.

Para obtener mayor información sobre los activos fijos de la Compañía, véase la sección titulada “*Información de las Co-Emisoras – Descripción de las Actividades y Negocios de las Co-Emisoras.*”

## ANTECEDENTES FINANCIEROS

*Este capítulo contiene declaraciones referentes al futuro que conllevan riesgos e incertidumbres. Los resultados reales de las Co-Emisoras pueden diferir sustancialmente de los que se analizan en las declaraciones referentes al futuro como resultado de diversos factores, entre ellos, sin carácter restrictivo, los indicados en “Declaraciones sobre Hechos Futuros”, “Factores de Riesgo”, y los demás temas expuestos en este Prospecto en forma general.*

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

### **Bases de preparación y presentación de los estados financieros**

Los estados financieros finalizados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 de las Compañías, están expresados en Pesos, y fueron confeccionados conforme a las normas contables de exposición y valuación contenidas en las RT N°26 y N° 29 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“EACPCPE”) que adopta de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIIF”) 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 contables**

La preparación de estados financieros a una fecha determinada requiere que las gerencias de las Sociedades realicen 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. Las gerencias de las Sociedades realizan 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 para GEMSA**

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2016 han sido preparados en moneda constante, reconociendo en forma integral los efectos de la inflación hasta el 31 de agosto de 1995. A partir de esa fecha y hasta el 31 de diciembre de 2001, se ha discontinuado la re-expresión de los estados contables debido a la existencia de un período de estabilidad monetaria. Desde el 1° de enero de 2002 y hasta el 1° de marzo de 2003, se reconocieron los efectos de la inflación, debido a la existencia de un período inflacionario, a partir de esa fecha se ha discontinuado la re-expresión de los estados contables, de acuerdo con las disposiciones del Decreto N° 664/03 del Poder Ejecutivo Nacional y la Resolución General N° 441/03 de la CNV.

Este criterio no está de acuerdo con normas contables profesionales vigentes, las cuales establecen que los estados contables deben ser re-expresados hasta el 30 de septiembre de 2003. Sin embargo, al 31 de diciembre de 2016, este desvío no ha generado un efecto significativo sobre los estados financieros.

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2018 y 2017, han sido preparados en moneda constante, reconociendo en forma integral los efectos de la inflación.

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 (o período) 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), al Comisión Nacional de Valores (CNV) dispuso que las entidades emisoras sujetas a su fiscalización deberán aplicar a los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales, que cierren a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, el método de reexpresión de estados financieros en moneda homogénea conforme lo establecido por la NIC 29.

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 Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC).

### **Consideración de los efectos de la inflación para CTR**

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2016 han sido preparados en moneda constante, reconociendo en forma integral los efectos de la inflación hasta el 31 de agosto de 1995. A partir de esa fecha y hasta el 31 de diciembre de 2001, se ha discontinuado la re-expresión de los estados contables debido a la existencia de un período de estabilidad monetaria. Desde el 1° de enero de 2002 y hasta el 1° de marzo de 2003, se reconocieron los efectos de la inflación, debido a la existencia de un período inflacionario, a partir de esa fecha se ha discontinuado la re-expresión de los estados contables, de acuerdo con las disposiciones del Decreto N° 664/03 del Poder Ejecutivo Nacional y la Resolución General N° 441/03 de la CNV.

Este criterio no está de acuerdo con normas contables profesionales vigentes, las cuales establecen que los estados contables deben ser re-expresados hasta el 30 de septiembre de 2003. Sin embargo, al 31 de diciembre de 2016, este desvío no ha generado un efecto significativo sobre los estados financieros.

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2018 y 2017, han sido preparados en moneda constante, reconociendo en forma integral los efectos de la inflación.

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 (o período) 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), al Comisión Nacional de Valores (CNV) dispuso que las entidades emisoras sujetas a su fiscalización deberán aplicar a los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales, que cierren a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, el método de reexpresión de estados financieros en moneda homogénea conforme lo establecido por la NIC 29.

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 Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC).

### **Información comparativa para GEMSA**

Los saldos al 31 de diciembre de 2017, que se exponen en los estados financieros a efectos comparativos, surgen de los estados financieros a dicha fecha actualizados a moneda constante al 31 de diciembre de 2018. Ciertas reclasificaciones han sido efectuadas

sobre las cifras correspondientes a los estados financieros presentados en forma comparativa a efectos de mantener la consistencia en la exposición con las cifras del presente ejercicio.

La información correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, surge de los estados financieros con fecha 10 de marzo de 2017.

### **Información comparativa para CTR**

Los saldos al 31 de diciembre de 2017, que se exponen en los estados financieros a efectos comparativos, surgen de los estados financieros a dicha fecha actualizados a moneda constante al 31 de diciembre de 2018. Ciertas reclasificaciones han sido efectuadas sobre las cifras correspondientes a los estados financieros presentados en forma comparativa a efectos de mantener la consistencia en la exposición con las cifras del presente ejercicio.

La información correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, surge de los estados financieros con fecha 10 de marzo de 2017.

### **Estados Financieros**

#### **Generación Mediterránea S.A.**

Los documentos concernientes a GEMSA que están referidos en el presente Prospecto, los estados financieros anuales auditados por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 se encuentran disponibles en la página web y en oficinas de la Compañía, así como en la Autopista de la Información Financiera en la página web de la CNV publicados bajo los ID 4-2444268-D, ID 4-561611-D y 4-465197-D, respectivamente

#### ***Información sobre el estado de resultados (expresado en miles de pesos)***

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
	(en miles de pesos)		
Ingresos por ventas	7.000.940	4.249.600	1.953.798
Costo de ventas	(3.293.970)	(2.530.711)	(1.460.460)
<b>Resultado bruto</b>	<b>3.706.970</b>	<b>1.718.889</b>	<b>493.338</b>
Gastos de comercialización	(26.177)	32.831	(2.688)
Gastos de administración	(160.127)	(108.366)	(34.929)
Otros ingresos	3.571	24.273	8.492
Otros egresos	(283.300)	-	-
<b>Resultado operativo</b>	<b>3.240.937</b>	<b>1.667.626</b>	<b>464.213</b>
Ingresos financieros	219.604	96.917	32.244
Gastos financieros	(1.616.801)	(572.546)	(205.688)
Otros resultados financieros	(2.897.804)	(1.466.897)	(104.613)
<b>Resultados financieros</b>	<b>(4.295.001)</b>	<b>(1.942.526)</b>	<b>(278.057)</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>(1.054.064)</b>	<b>(274.900)</b>	<b>186.156</b>
Impuesto a las ganancias	218.524	519.700	(86.700)
<b>Ganancia (pérdida) neta del ejercicio</b>	<b>(835.539)</b>	<b>244.801</b>	<b>99.455</b>
Plan de beneficios	(1.129)	-	-
Revalúo de propiedades, planta y equipo	4.584.269	-	725.854
Efecto en el impuesto a las ganancias	(1.145.785)	-	(254.049)
<b>Otros resultados integrales del ejercicio</b>	<b>3.437.355</b>	<b>-</b>	<b>471.805</b>
<b>Total de resultados integrales del ejercicio</b>	<b>2.601.816</b>	<b>244.801</b>	<b>571.260</b>

*Información sobre el estado de situación patrimonial (expresado en miles de pesos)*

Saldos al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

**ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL**

	Al 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
(en miles de pesos)			
<b>Activo</b>			
<b>Activo No Corriente</b>			
Propiedades, Plantas y equipos	24.022.879	15.945.665	4.491.821
Inversiones en Sociedades	130	192	130
Otros Créditos	62.801	95.806	49.599
Créditos por Ventas	58.450	2.508	57.884
<b>Total activo no corriente</b>	<b>24.144.260</b>	<b>16.044.170</b>	<b>4.599.433</b>
<b>Activo Corriente</b>			
Materiales y repuestos	107.656	80.904	27.636
Otros Créditos	1.569.275	1.481.460	1.192.569
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	252.359	14.220	136.207
Créditos por ventas	1.603.212	1.534.655	456.444
Efectivo y equivalentes de efectivo	308.911	124.931	444.955
<b>Total de activo corriente</b>	<b>3.841.413</b>	<b>3.236.170</b>	<b>2.257.812</b>
<b>Total de activo</b>	<b>27.985.673</b>	<b>19.280.340</b>	<b>6.857.245</b>
<b>Patrimonio</b>			
Capital Social	138.172	138.172	125.654
Ajuste de capital	733.468	733.468	-
Prima de emisión	795.937	795.937	111.514
Reserva legal	36.095	9.485	4.969
Reserva facultativa	600.909	95.318	48.330
Reserva por revalúo técnico	3.438.202	-	1.474.799
Reserva especial	2.350	2.350	1.276
Reserva especial RG 777/18	2.174.064	2.174.064	-
Otros resultados integrales	(847)	-	-
Resultados no asignados	(1.374.741)	(7.000)	3.581
<b>Total del patrimonio</b>	<b>6.543.611</b>	<b>3.941.795</b>	<b>1.770.123</b>
<b>Pasivo</b>			
<b>Pasivo No Corriente</b>			
Provisiones	4.485	10.933	9.136
Pasivo neto por impuesto diferido	2.113.223	1.185.962	861.148
Plan de beneficios definidos	11.476	-	-
Préstamos	13.033.158	9.692.453	3.458.177
Deudas comerciales	1.165.584	1.156.080	250.442
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>16.327.926</b>	<b>12.045.428</b>	<b>4.578.903</b>
<b>Pasivo Corriente</b>			
Otras deudas	948	226.790	2.753
Deudas fiscales	12.321	29.444	17.221
Remuneraciones y deudas sociales	45.714	16.572	3.748
Plan de beneficios definidos	1.903	-	-
Instrumentos financieros derivados	-	-	2.175
Préstamos	2.591.707	1.033.499	284.868
Deudas comerciales	2.461.544	1.986.812	197.453
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>5.114.136</b>	<b>3.293.117</b>	<b>508.219</b>
<b>Total del pasivo</b>	<b>21.442.062</b>	<b>15.338.545</b>	<b>5.087.122</b>
<b>Total del pasivo y patrimonio</b>	<b>27.985.673</b>	<b>19.280.340</b>	<b>6.857.245</b>

### *Composición del patrimonio neto (expresado en miles de pesos)*

Saldos al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

	Al 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
	(en miles de pesos)		
<b>Patrimonio</b>			
Capital Social	138.172	138.172	125.654
Ajuste de capital	733.468	733.468	-
Prima de emisión	795.937	795.937	111.514
Reserva legal	36.095	9.485	4.969
Reserva facultativa	600.909	95.318	48.330
Reserva por revalúo técnico	3.438.202	-	1.474.799
Reserva especial	2.350	2.350	1.276
Reserva especial RG 777/18	2.174.064	2.174.064	-
Otros resultados integrales	(847)	-	-
Resultados no asignados	(1.374.741)	(7.000)	3.581
<b>Total del patrimonio</b>	<b>6.543.611</b>	<b>3.941.795</b>	<b>1.770.123</b>

### *Información sobre el estado de flujo de efectivo*

Para mayor información véase más abajo la sección “Antecedentes Financieros – Estados Financieros – Generación Mediterránea S.A. - Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Liquidez y Recursos de Capital”.

### *Índices financieros seleccionados*

Índices por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Liquidez ( Activo corriente / Pasivo corriente )	0,75	0,98	4,44
Solvencia ( Patrimonio / Pasivo )	0,31	0,26	0,35
Inmovilización de capital ( Activo no corriente / Activo total )	0,86	0,83	0,67
Rentabilidad financiera ( Resultado del ejercicio / Patrimonio promedio )	(16%)	6,75%	8,05%

### Capitalización y endeudamiento (expresado en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

Al 31 de diciembre de			
	2018	2017	2016
	(en miles de pesos)		
Deudas financieras corrientes			
Sin Garantía	1.547.045	599.967	65.032
Con Garantía	1.044.661	433.532	219.836
<b>Total deudas financieras corrientes</b>	<b>2.591.707</b>	<b>1.033.499</b>	<b>284.868</b>
Deudas financieras no corrientes			
Sin Garantía	2.432.755	2.348.681	157.060
Con Garantía	10.600.403	7.343.771	3.301.117
<b>Total deudas financieras no corrientes</b>	<b>13.033.158</b>	<b>9.692.453</b>	<b>3.458.177</b>
<b>Endeudamiento total</b>	<b>15.624.864</b>	<b>10.725.952</b>	<b>3.743.046</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>6.543.611</b>	<b>3.941.795</b>	<b>1.770.123</b>
<b>Capitalización y Endeudamiento</b>	<b>22.168.475</b>	<b>14.667.747</b>	<b>5.513.169</b>

Estos cuadros deben leerse conjuntamente con la información consignada en “*Información Clave sobre las Co-Emisoras – Información Contable y Financiera Seleccionada*” y “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*” y los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016.

### Otra información contable (expresada en miles de pesos)

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2018	2017	2016
	(en miles de pesos)		
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>4.142.222</b>	<b>2.111.945</b>	<b>579.673</b>

EBITDA Ajustado representa las ganancias operativas menos gastos operativos (incluyendo gastos de venta, de administración, siempre que se encuentren incluidos en los gastos operativos) más las amortizaciones, depreciaciones y cualquier otro gasto que no sea realizado en efectivo (siempre que se encuentren incluidos en los gastos operativos), según surge de los estados financieros al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016.

Se estima que el EBITDA Ajustado provee a los inversores de información significativa respecto del rendimiento operativo de GEMSA y facilita la comparación con los resultados operativos históricos de GEMSA. No obstante, el EBITDA Ajustado de GEMSA tiene limitaciones como herramienta de análisis y no debe considerarse aisladamente como una alternativa del resultado neto o como un indicador del rendimiento operativo o como un sustituto para el análisis de los resultados reportados bajo las Normas Contables Profesionales Vigentes en Argentina. Algunas de estas limitaciones incluyen:

- no refleja los egresos de caja, o requerimientos futuros para inversiones en bienes de capital o compromisos contractuales de GEMSA;
- no refleja cambios en, o requerimientos de caja para las necesidades de capital de trabajo de GEMSA;
- no refleja el cargo por intereses de GEMSA, o el requerimiento de caja para el pago de intereses o capital de la deuda;
- no refleja el pago de impuesto a las ganancias o participación en las ganancias a empleados que GEMSA pueda estar obligada a pagar;
- refleja el efecto de gastos no recurrentes, así como pérdidas y ganancias relacionadas con actividades de inversión;

- no está ajustado por todos aquellos resultados que no representan ingresos o egresos de caja y que están reflejados en ajustes a ejercicios anteriores; y
- otras compañías en la industria de GEMSA podrían calcular esta medida en forma diferente a como lo hace GEMSA, lo cual limitaría su utilidad como una medida de comparación.

Debido a estas limitaciones, el EBITDA Ajustado de GEMSA no debería considerarse una medida de la caja disponible para las Compañías para invertir en el crecimiento del negocio de GEMSA ni como una medida de caja que estará disponible para las Co-Emisoras con el fin de cumplir sus obligaciones. El EBITDA Ajustado no es reconocido como una medida financiera bajo las Normas Contables Profesionales Vigentes en Argentina. Deberán tenerse en cuenta principalmente los resultados de GEMSA medidos de acuerdo con las Normas Contables Profesionales Vigentes en Argentina y usando la medida de EBITDA Ajustado de GEMSA como información adicional.

### ***Perspectiva Operativa y Financiera***

#### **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 \$7.000,9 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, comparado con los \$4.249,6 millones para el ejercicio 2017, lo que equivale un aumento de \$2.751,3 millones (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.

	<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</b>			
	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Var.</b>	<b>Var. %</b>
	<b>GWh</b>			
<b>Ventas por tipo de mercado</b>				
Venta CAMMESA 220	537	664	(127)	(19%)
Venta de Energía Plus	673	744	(71)	(10%)
Venta de Energía Res. 95/529/482/22/19 más Spot	162	536	(374)	(70%)
Venta de Energía Res. 21	193	25	168	672%
	<b>1.565</b>	<b>1.969</b>	<b>(404)</b>	<b>(21%)</b>

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado (en millones de pesos): (1)

	<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</b>			
	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Var.</b>	<b>Var. %</b>
	<b>(en millones de pesos)</b>			
<b>Ventas por tipo de mercado</b>				
Venta CAMMESA 220	3.018,3	1.978,0	1.040,3	53%
Venta de Energía Plus	1.716,4	1.554,1	162,3	10%
Venta de Energía Res. 95/529/482/22/19 más Spot	584,2	447,6	136,6	31%
Venta de Energía Res. 21	1.682,0	269,9	1.412,1	523%
	<b>7.000,9</b>	<b>4.249,6</b>	<b>2.751,3</b>	<b>65%</b>

A continuación, se describen los principales ingresos de GEMSA, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con el ejercicio anterior:

- \$1.716,4 millones por ventas de Energía Plus, lo que representó un aumento del 10% respecto de los \$1.554,1 millones para el ejercicio 2017. Dicha variación se explica por un efecto favorable en el precio producto del aumento del tipo de cambio.
- \$3.018,3 millones 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 \$1.978,0 millones del ejercicio 2017. Dicha variación se explica por un aumento en el precio debido al aumento del tipo de cambio y un incremento del volumen de ventas por la puesta en marcha de nuevas turbinas.

- (iii) \$584,2 millones por ventas de energía bajo Res. 95/529/482/22/19 y Mercado Spot, lo que representó un aumento del 31% respecto de los \$447,6 millones para el ejercicio 2017. Dicha variación se explica por la administración de volúmenes de generación excedentes que realiza CMMESA.
- (iv) \$1.682,0 millones 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 \$3.294,0 millones comparado con \$2.530,7 millones para el ejercicio 2017, lo que equivale a un aumento de \$763,3 millones (o 30%).

	<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</b>			
	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
	<b>(en millones de pesos)</b>			
Compra de energía eléctrica	(1.270,0)	(1.297,9)	27,9	(2%)
Consumo de gas y gasoil de planta	(368,2)	(230,1)	(138,1)	60%
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(191,4)	(176,6)	(14,8)	8%
Plan de beneficios definidos	(13,9)	-	(13,9)	100%
Servicios de mantenimiento	(455,8)	(286,0)	(169,8)	59%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(901,3)	(444,3)	(457,0)	103%
Seguros	(48,3)	(42,7)	(5,6)	13%
Impuestos, tasas y contribuciones	(18,0)	(27,0)	9,0	(33%)
Otros	(27,0)	(26,1)	(0,9)	3%
<b>Costo de ventas</b>	<b>(3.294,0)</b>	<b>(2.530,7)</b>	<b>(763,3)</b>	<b>30%</b>

A continuación, se describen los principales costos de venta de GEMSA en millones de pesos, así como su comportamiento durante el ejercicio en comparación con el ejercicio anterior:

- (i) \$1.270 millones por compras de energía eléctrica, lo que representó una disminución del 2% respecto de \$1.297,9 millones para el ejercicio 2017, debido a la menor venta de GWh de Energía Plus.
- (ii) \$368,2 millones por costo de consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó un aumento del 60% respecto de los \$230,1 millones para el ejercicio 2017.
- (iii) \$455,80 millones por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 59% respecto de los \$286,0 millones 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) \$901,3 millones por depreciación de bienes de uso, lo que representó un aumento del 103% respecto de los \$444,3 millones 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) \$191,4 millones por sueldos y jornales y contribuciones sociales, lo que representó un aumento del 8% respecto de los \$176,6 millones para el ejercicio 2017, incremento principalmente atribuible a los aumentos salariales otorgados al personal contratado.
- (vi) \$48,3 millones por seguros, lo que representó un aumento del 13% respecto de los \$42,7 millones 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 \$3.707,0 millones, comparado con una ganancia de \$1.718,9 millones para el ejercicio 2017, representando un aumento del 116%. 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 \$26,2 millones, comparado con los \$32,8 millones de ganancia para el ejercicio 2017, lo que equivale a una variación de \$59,0 millones (o 180%).

A continuación, se detallan los principales componentes de los gastos de comercialización de GEMSA para los períodos indicados, en millones de pesos:

**Ejercicio finalizado el 31 de  
diciembre de**

	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
	<b>(en millones de pesos)</b>			
Impuestos, tasas y contribuciones	(4,7)	(2,1)	(2,6)	124%
Recupero de impuesto a los ingresos brutos	(21,5)	34,9	(56,4)	(162%)
<b>Gastos de comercialización</b>	<b>(26,2)</b>	<b>32,8</b>	<b>(59,0)</b>	<b>(180%)</b>

Gastos de administración:

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendieron a \$160,1 millones, comparado con los \$108,4 millones para el ejercicio 2017, lo que equivale a un incremento de \$51,7 millones (o 48 %).

**Ejercicio finalizado el 31 de  
diciembre de**

	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
	<b>(en millones de pesos)</b>			
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(0,5)	(0,1)	(0,4)	400%
Honorarios y retribuciones por servicios	(138,5)	(62,1)	(76,4)	123%
Honorarios directores	(0,3)	(22,7)	22,4	(99%)
Viajes y movilidad y gastos de representación	(4,7)	(2,7)	(2,0)	74%
Alquileres	(6,1)	(6,7)	0,6	(9%)
Gastos de oficina	(3,9)	(6,0)	2,1	(35%)
Donaciones	-	(1,9)	1,9	(100%)
Diversos	(6,2)	(6,2)	-	0%
<b>Gastos de administración</b>	<b>(160,1)</b>	<b>(108,4)</b>	<b>(51,7)</b>	<b>48%</b>

Los principales componentes de los gastos de administración de GEMSA son los siguientes:

- (i) \$138,5 millones de honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 123% respecto de los \$62,1 millones del ejercicio anterior.
- (ii) \$6,1 millones de alquileres, lo que representó una disminución del 9% respecto de los \$6,7 millones del ejercicio anterior.

Otros egresos:

Otros egresos operativos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendieron a \$283,3 millones lo que representó un aumento del 100% respecto al mismo ejercicio de 2017. Dicha variación se debe principalmente al reconocimiento de la penalidad de CAMMESA.

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fue una ganancia de \$3.240,9 millones, comparado con una ganancia de \$1.667,6 millones para el para el ejercicio 2017, representando un aumento del 94%.

Resultados financieros:

Los resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 totalizaron una pérdida de \$4.295,0 millones, comparado con una pérdida de \$1.942,5 millones para el ejercicio 2017, representando un aumento del 121%.

A continuación, se detallan los principales componentes de los resultados financieros y por tenencia de GEMSA para los ejercicios indicados, en millones de pesos:

**Ejercicio finalizado el 31 de  
diciembre de**

	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
	<b>(en millones de pesos)</b>			
Intereses comerciales ganados	60,3	54,6	5,7	10%
Intereses por préstamos	(1.406,9)	(453,3)	(953,6)	210%
Intereses comerciales y fiscales perdidos	(37,1)	(71,4)	34,3	(48%)
Gastos y comisiones bancarias	(13,5)	(5,5)	(8,0)	145%
Diferencia de cambio neta	(11.137,6)	(460,1)	(10.677,5)	2321%
RECPAM	5.610,9	1.206,9	4.404,0	365%
Desvalorización de propiedades, planta y equipo	2.145,2	(2.145,2)	4.290,4	(200%)
Otros resultados financieros	483,7	(68,5)	552,2	(806%)
<b>Resultados financieros y por tenencia, netos</b>	<b>(4.295,0)</b>	<b>(1.942,5)</b>	<b>(2.352,5)</b>	<b>121%</b>

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$1.406,9 millones de pérdida por intereses financieros, lo que representó un aumento del 210% respecto de los \$453,3 millones de pérdida para el ejercicio 2017 producto de un aumento de la deuda financiera generado por los proyectos de inversión.
- (ii) \$483,7 millones de ganancia por otros resultados financieros, contra \$68,5 millones de pérdida para el ejercicio 2017.
- (iii) \$11.137,6 millones de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó un aumento de 2.321% respecto de los \$460,1 millones de pérdida del ejercicio anterior.
- (iv) \$5.610,9 millones de ganancia por RECPAM, lo que representó un aumento de 365% respecto de los \$1.206,9 millones de ganancia del ejercicio anterior.

Resultado antes de impuestos:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, GEMSA registra una pérdida antes de impuestos de \$1.054,1 millones, comparada con una pérdida de \$274,9 millones para el ejercicio anterior, lo que representa un incremento del 283%. El resultado de impuesto a las ganancias fue de \$218,5 millones para el ejercicio actual en comparación con los \$519,7 millones del ejercicio anterior.

Resultado neto:

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fue una pérdida de \$835,5 millones, comparada con los \$244,8 millones de ganancia para el ejercicio 2017, lo que representa una disminución del 441%

Resultados integrales del ejercicio:

Los otros resultados integrales del ejercicio fueron de \$ 3.437,4 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, incluyen, entre otros, el revalúo de propiedades, planta y equipo realizado al 30 de junio y 30 de septiembre de 2018 y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias.

El resultado integral total del ejercicio es una ganancia de \$ 2.601,8 millones, representando un aumento del 963% respecto de la ganancia integral del mismo ejercicio de 2017, de \$ 244,8 millones.

**Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016**

Ventas:

Las ventas netas ascendieron a \$2.611,7 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, comparado con los \$1.953,8 millones para el ejercicio 2016, lo que equivale un aumento de \$657,9 millones (o 34%).

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, la venta de energía fue de 1.969 GWh, lo que representa un aumento del 10% comparado con los 1.783 GWh para el ejercicio 2016.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
2017		2016		Var.	Var. %
GWh					
<b>Ventas por tipo de mercado</b>					
Venta CAMMESA 220	664	423	241	57%	
Venta de Energía Plus	744	709	35	5%	
Venta Mercado Spot	536	651	(115)	(18%)	
Venta de Energía Res. 95/529/482/22	25	-	25	100%	
	<b>1.969</b>	<b>1.783</b>	<b>186</b>	<b>10%</b>	

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado (en millones de pesos):

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
2017		2016		Var.	Var. %
(en millones de pesos)					
<b>Ventas por tipo de mercado</b>					
Venta CAMMESA 220	1.213,0	793,2	419,8	53%	
Venta de Energía Plus	939,0	764,8	174,2	23%	
Venta Mercado Spot	281,4	395,9	(114,5)	(29%)	
Venta de Energía Res. 95/529/482/22	178,3	-	178,3	100%	
	<b>2.611,7</b>	<b>1.953,8</b>	<b>657,9</b>	<b>34%</b>	

A continuación, se describen los principales ingresos de GEMSA así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 en comparación con el ejercicio anterior:

- (i) \$1.213,0 millones 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 \$793,2 millones del ejercicio 2016. 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 y el impacto de la absorción de GFSA por GEMSA.
- (ii) \$939,0 millones por ventas de Energía Plus, lo que representó un aumento del 23% respecto de los \$764,8 millones para el ejercicio 2016. Dicha variación se explica por un efecto favorable en el precio producto del aumento del tipo de cambio.
- (iii) \$281,4 millones por ventas de energía bajo Res. 95/529/482/22/19 y Mercado Spot, lo que representó una disminución del 29% respecto de los \$395,9 millones para el ejercicio 2016. Dicha variación se explica por la administración de volúmenes de generación excedentes que realiza CAMMESA y el impacto de la absorción de GFSA por GEMSA.
- (iv) \$178,3 millones por ventas de energía bajo Res.21, lo que representó un aumento del 100%. 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 2017 fue de \$1.534,0 millones comparado con \$1.460,5 millones para el ejercicio 2016, lo que equivale a un aumento de \$73,5 millones (o 5%).

**Ejercicio finalizado el 31 de  
diciembre de**

	2017	2016	Var.	Var. %
	(en millones de pesos)			
Compra de energía eléctrica	(792,6)	(599,8)	(192,8)	32%
Consumo de gas y gasoil de planta	(129,3)	(532,5)	403,2	(76%)
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(108,6)	(69,7)	(38,9)	56%
Servicios de mantenimiento	(175,3)	(98,1)	(77,2)	79%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(269,4)	(115,5)	(153,9)	133%
Seguros	(26,4)	(16,5)	(9,9)	60%
Impuestos, tasas y contribuciones	(16,3)	(14,9)	(1,4)	9%
Otros	(16,1)	(13,6)	(2,5)	18%
<b>Costo de ventas</b>	<b>(1.534,0)</b>	<b>(1.460,5)</b>	<b>(73,5)</b>	<b>5%</b>

A continuación, se describen los principales costos de venta de GEMSA en millones de pesos, así como su comportamiento durante el ejercicio en comparación con el ejercicio anterior:

- (i) \$792,6 millones por compras de energía eléctrica, lo que representó un aumento del 32% respecto de \$599,8 millones para el ejercicio 2016, debido al efecto precio por variación del tipo de cambio.
- (ii) \$129,3 millones por costo de consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó una disminución del 76% respecto de los \$532,5 millones para el ejercicio 2016. Esta variación se debió a un cambio de liquidación del consumo de gas por parte de CAMMESA.
- (iii) \$175,3 millones por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 79% respecto de los \$98,1 millones para el ejercicio 2016. Esta variación se debió a la variación del tipo de cambio del dólar, la puesta en marcha de nuevas turbinas y a la absorción de GFSA en GEMSA.
- (iv) \$269,4 millones por depreciación de bienes de uso, lo que representó un aumento del 133% respecto de los \$115,5 millones para el ejercicio 2016. 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 2017 y 2016; y el impacto de la absorción de GFSA por GEMSA.
- (v) \$108,6 millones por sueldos y jornales y contribuciones sociales, lo que representó un aumento del 56% respecto de los \$69,7 millones para el ejercicio 2016, incremento principalmente atribuible a los aumentos salariales otorgados, al personal contratado y al impacto de la absorción de GFSA por GEMSA.
- (vi) \$26,4 millones por seguros, lo que representó un aumento del 60% respecto de los \$16,5 millones del ejercicio 2016 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 2017 arrojó una ganancia de \$1.077,7 millones, comparado con una ganancia de \$493,3 millones para el ejercicio 2016, representando un aumento del 118%. Esto se debe a la variación en el tipo de cambio, la habilitación comercial de nuevas turbinas y a la absorción de GFSA por GEMSA.

Gastos de comercialización:

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron de \$18,4 millones de ganancia, comparado con los \$2,7 millones de pérdida para el ejercicio 2016, lo que equivale una mejora de \$21,1 millones (o 781%). Con fecha 3 de marzo de 2017, el departamento de recaudación de la Dirección General de Rentas de Tucumán resolvió que GEMSA por la jurisdicción de Tucumán, está exenta del pago al impuesto a los ingresos brutos, rectificando el impuesto desde el período dic-11.

A continuación, se detallan los principales componentes de los gastos de comercialización de GEMSA para los ejercicios indicados, en millones de Pesos:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
	2017	2016	Var.	Var. %
(en millones de pesos)				
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	-	(0,4)	0,4	(100%)
Impuestos, tasas y contribuciones	(1,2)	(0,3)	(0,9)	300%
Recupero de impuesto a los ingresos brutos	19,6	-	19,6	100%
Previsión por deudores incobrables	-	(2,0)	2,0	(100%)
<b>Gastos de comercialización</b>	<b>18,4</b>	<b>(2,7)</b>	<b>21,1</b>	<b>(781%)</b>

Gastos de administración:

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 ascendieron a \$68,3 millones, comparado con los \$35,0 millones para el ejercicio 2016, lo que equivale a un incremento de \$33,3 millones (o 95%).

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
	2017	2016	Var.	Var. %
(en millones de pesos)				
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	-	(1,2)	1,2	(100%)
Honorarios y retribuciones por servicios	(38,8)	(24,4)	(14,4)	59%
Honorarios directores	(15,0)	-	(15,0)	100%
Viajes y movilidad y gastos de representación	(1,7)	(3,2)	1,5	(47%)
Alquileres	(4,1)	(1,0)	(3,1)	324%
Gastos de oficina	(3,6)	(2,2)	(1,4)	62%
Donaciones	(1,2)	(0,1)	(1,1)	1.100%
Diversos	(3,9)	(2,8)	(1,1)	39%
<b>Gastos de administración</b>	<b>(68,3)</b>	<b>(35,0)</b>	<b>(33,3)</b>	<b>95%</b>

Los principales componentes de los gastos de administración de GEMSA son los siguientes:

- (i) \$38,8 millones de honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 59% respecto de los \$24,4 millones del ejercicio anterior.
- (ii) \$3,9 millones de gastos diversos, lo que representó un aumento del 39% respecto de los \$2,8 millones del ejercicio anterior. Las principales variaciones se deben a los rubros gastos de oficinas e impuestos y tasas.
- (iii) \$1,2 millones por sueldos y jornales y contribuciones sociales para el ejercicio 2016, lo que representó una disminución del 100% para el ejercicio 2017. La disminución en la nómina se debe principalmente a la contratación de servicios prestados por terceros.

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fue una ganancia de \$1.043,0 millones, comparado con una ganancia de \$464,2 millones para el para el ejercicio 2016, representando un aumento del 125%.

Resultados financieros:

Los resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 totalizaron una pérdida de \$641,1 millones, comparado con una pérdida de \$278,1 millones para el ejercicio 2016, representando un aumento del 130%.

A continuación, se detallan los principales componentes de los resultados financieros y por tenencia de GEMSA para los ejercicios indicados en millones de Pesos:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
	2017	2016	Var.	Var. %
(en millones de pesos)				
Intereses comerciales ganados	34,2	25,4	8,8	35%
Intereses por préstamos	(277,8)	(181,9)	(95,9)	53%
Intereses comerciales y fiscales perdidos	(45,5)	(8,9)	(36,6)	411%
Gastos y comisiones bancarias	(3,3)	(8,2)	4,9	(60%)
Diferencia de cambio neta	(303,7)	(122,0)	(181,7)	149%
Otros resultados financieros	(45,0)	17,4	(62,4)	(359%)
<b>Resultados financieros y por tenencia, netos</b>	<b>(641,1)</b>	<b>(278,1)</b>	<b>(363,0)</b>	<b>131%</b>

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$286,7 millones de pérdida por intereses financieros, lo que representó un aumento del 58% respecto de los \$181,9 millones de pérdida para el ejercicio 2016 producto de un aumento de la deuda financiera generado por la fusión por absorción y los proyectos de inversión.
- (ii) \$45,0 millones de pérdida por otros resultados financieros, contra \$17,4 millones de ganancia para el ejercicio 2016.
- (iii) \$303,7 millones de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó un aumento de 149% respecto de los \$122,0 millones de pérdida del ejercicio anterior.

#### Resultado del período:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, GEMSA registra una ganancia antes de impuestos de \$401,9 millones, comparada con una ganancia de \$186,1 millones para el ejercicio anterior, lo que representa un incremento del 116%.

El resultado de impuesto a las ganancias fue de \$94,2 millones para el ejercicio 2017 en comparación con los \$86,7 millones del ejercicio anterior.

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fue una ganancia de \$307,7 millones, comparada con los \$99,4 millones de ganancia para el ejercicio 2016, lo que representa un incremento del 210%.

#### Resultados integrales del período:

Los otros resultados integrales del ejercicio fueron de \$351,0 millones debido a que, a partir del 30 de junio de 2014, GEMSA ha decidido reevaluar los rubros terrenos, edificios, instalaciones y maquinarias, clasificados como propiedades, planta y equipos. GEMSA considera que el modelo de revaluación demuestra de manera más fiable el verdadero valor de los activos.

El resultado integral total del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 es una ganancia de \$ 658,7 millones, representando un aumento del 15% respecto de la ganancia integral del ejercicio 2016, de \$ 571,2 millones.

### ***Liquidez y Recursos de Capital***

#### *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
- financiacines que puedan ser provistas por los vendedores de equipos o servicios adquiridos por las Compañías.

Los principales requerimientos o aplicaciones de fondos de GEMSA (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 durante los ejercicios finalizados el:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
	(en miles de pesos)		
<b>Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio (*)</b>	<b>124.931</b>	<b>819.852</b>	<b>(32.834)</b>
Flujos de efectivo generados por (aplicados a) actividades operativas	2.549.958	3.181.759	(696.274)
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(1.967.761)	(6.319.777)	(1.311.459)
Flujos de efectivo (aplicados a) generados por actividades de financiamiento	(485.567)	2.361.650	2.445.675
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	33.078	79.216	39.846
RECPAM generado por el efectivo y equivalente del efectivo	54.272	2.231	-
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio</b>	<b>308.911</b>	<b>124.931</b>	<b>444.955</b>

#### **Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018**

##### *Efectivo neto generado por actividades operativas*

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, se generaron fondos netos por \$2.549,9 millones, principalmente debido al efecto de una pérdida neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$4.805,9 millones, absorbido principalmente por una disminución en deudas comerciales de \$1.978,7 millones.

##### *Efectivo neto aplicado a actividades de inversión*

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron de \$1.967,8 millones, principalmente debido a adquisiciones de propiedades, planta y equipos.

##### *Efectivo neto generado por actividades de financiación*

Los fondos netos aplicados a las actividades de financiación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron de \$485,6 millones, debido al pago de préstamos por \$4.097,4 millones, al pago de intereses por \$1.414,5 millones, parcialmente absorbido por la obtención de nuevos préstamos por \$5.026,4 millones.

Al cierre del ejercicio, la posición de efectivo era de \$308,9 millones.

#### **Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017**

##### *Efectivo neto generado por actividades operativas*

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, se generaron fondos netos por \$3.181,8 millones, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$1.685,7 millones y al aumento de deudas comerciales de \$914,1 millones.

##### *Efectivo neto aplicado a actividades de inversión*

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron de \$6.319,8 millones, principalmente debido a adquisiciones de propiedades, planta y equipos.

##### *Efectivo neto generado por actividades de financiación*

Los fondos netos generados por las actividades de financiación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron de \$2.361,6 millones, debido al pago de préstamos por \$6.438,4 millones, al pago de intereses por \$1.052,0 millones, parcialmente absorbido por la obtención de nuevos préstamos por \$9.852,1 millones.

Al cierre del ejercicio la posición de efectivo era de \$124,9 millones.

#### **Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016**

##### *Efectivo neto aplicado a actividades operativas*

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, se aplicaron fondos netos por \$696,3 millones, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$417,5 millones, a un aumento de otros

créditos y de materiales y repuestos por \$ 1.123,3 millones, parcialmente absorbido por un aumento de créditos por ventas y deudos comerciales por \$33,6 millones y disminución de otras deudas por \$55,6 millones.

*Efectivo neto aplicado a actividades de inversión*

Los fondos netos aplicados por las actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 fueron de \$1.311,5 millones, principalmente debido a adquisiciones de bienes de uso.

*Efectivo neto generado por actividades de financiación*

Los fondos netos generados por las actividades de financiación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 fueron de \$2.445,7 millones, debido al pago de préstamos por \$1.676,3 millones, al pago de intereses por \$244,5 millones, parcialmente absorbido por la obtención de nuevos préstamos por \$4.366,5 millones.

Al cierre del ejercicio, la posición de efectivo era de \$445 millones.

**Endeudamiento**

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos al:

Al 31 de diciembre de					
Deudas financieras	Moneda de denominación	2018	2017	2016	Tasa
		(en miles de pesos)			
CAMMESA	AR\$	6.072	18.135	16.873	Variable
Arrendamiento financiero	AR\$	93.283	98.607	24.285	Variable
Préstamo sindicado	USD	980.976	-	-	Fija
Préstamo Cargill	USD	989.462	-	-	Variable
Obligaciones Negociables	AR\$	632.298	1.341.444	223.987	Variable
Obligaciones Negociables	USD	2.080.298	1.508.596	-	Fija
Bono internacional	USD	10.453.985	7.636.066	2.749.358	Fija
Otros Préstamos Bancarios	USD	-	-	93.452	Variable
Otros Préstamos Bancarios	USD	388.491	123.102	-	Fija
Préstamo BAF	USD	-	-	635.091	Fija
<b>Total deuda</b>		<b>15.624.865</b>	<b>10.725.951</b>	<b>3.743.046</b>	

Títulos de Deuda

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 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 U\$S 250 millones con vencimiento a 7 años. Dichas obligaciones negociables están incondicionalmente garantizadas en su totalidad por ASA.

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 U\$S 100 millones, aumentando el monto del programa de obligaciones negociables de V/N U\$S 250 millones a V/N U\$S 350 millones. El 5 de diciembre de 2017 se emitieron obligaciones negociables adicionales por un monto de U\$S 86 millones. Dichas obligaciones negociables tienen la calificación B+ (Fitch ratings) / B3 (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% (las "ONs Existentes"). El interés se paga semestralmente y el capital en un único pago en la fecha de vencimiento del 27 de julio de 2023. El saldo de capital por las ONs Existentes a la fecha de este Prospecto asciende a U\$S 336 millones.

La emisión de la clase I de las obligaciones negociables existentes en el marco de la co-emisión local fue realizada el 11 de octubre de 2017 y fue aprobada por la CNV el 29 de septiembre de 2017, por un monto de U\$S 20 millones, ampliable a U\$S 30 millones. Devengan una tasa fija en dólares de 6,68%. El interés se paga trimestralmente y el capital se amortiza en su totalidad al vencimiento, que operará el 11 de octubre de 2020. El saldo de capital por las obligaciones negociables de la Co-emisión local clase I a la fecha de este Prospecto asciende a U\$S 30 millones.

Con fecha 16 de febrero de 2017, GEMSA realizó la emisión de las obligaciones negociables clase VI y clase VII. Las obligaciones negociables clase VI fueron colocadas por un total de U\$S 34,7 millones, a una tasa fija del 8%, con pagos de intereses trimestrales

y vencimiento en febrero 2020; y las obligaciones negociables clase VII por un total de \$ 553,7 millones a una tasa equivalente a la tasa BADLAR + 4% con pagos de intereses trimestrales y vencimiento en febrero 2019. El monto de las obligaciones negociables clases VI y VII se suscribió en efectivo y en especie mediante canje voluntario con las (i) obligaciones negociables clase IV, (ii) obligaciones negociables clase V de GEMSA, (iii) obligaciones negociables clase II; y (iv) obligaciones negociables clase III de GFSA. El saldo de capital por las obligaciones negociables clase VI a la fecha de este Prospecto asciende a U\$S 34.696.397, mientras que el saldo de capital por las obligaciones negociables clase VII a la fecha de este Prospecto asciende a \$ 221.494.805. Con fecha 29 de agosto de 2017 se emitieron las obligaciones negociables clase VIII por un monto de ARS 312,9 millones, las que fueron suscriptas en efectivo y 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 de este Prospecto asciende a \$ 312.884.660.

#### Contrato de Préstamo – Cargill

El 16 de febrero de 2018 GEMSA, como deudora, y ASA como garante, celebraron un contrato de préstamo con Cargill Ltd. (“Cargill”), por un monto total de hasta U\$S 25 millones (el “Contrato de Préstamo – Cargill”). El préstamo tiene un plazo de 36 meses y devenga intereses trimestrales a una tasa nominal anual conformada por la tasa Libor a 360 días más un margen de 4,25%.

Al 31 de diciembre de 2018, el saldo pendiente en virtud de esta línea de crédito era de U\$S 25 millones.

#### Préstamo – CAMMESA

GEMSA mantiene al 31 de diciembre de 2018 deudas financieras con CAMMESA por \$ 6.072.034, que se encuentran garantizadas con la cesión del 100% de los créditos actuales y futuros por venta de energía en el mercado “Spot” del MEM, a partir de la implementación de un contrato de fideicomiso en los términos de la Ley N° 24.441.

La deuda descrita fue contraída a efectos de la financiación del programa de reparación de las turbinas de gas y de los sistemas de control de las turbinas y generadores, mejoras en el sistema de protecciones, adecuación del sistema de alimentación de gas natural y otras obras complementarias, de Central Térmica Riojana.

El préstamo prevé un plazo de devolución de 48 cuotas mensuales y consecutivas, a una tasa equivalente al rendimiento obtenido por CAMMESA en las colocaciones financieras del MEM. A la fecha de cierre de los presentes estados financieros condensados intermedios se han abonado 41 cuotas, equivalentes a \$ 23.060.172.

El saldo de capital por dicha deuda al 31 de diciembre asciende a \$ 6.072.034.

#### **Capital Social**

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.

El 18 de octubre de 2016 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de GEMSA, en virtud de la Fusión GFSA, decidió aumentar el capital social en la suma de \$12.518.070, quedando el mismo en la suma informada de \$138.172.150, encontrándose inscrita 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.

	<b>Capital Social</b>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>125.654.080</b>
Incorporación por fusión por aborción 1 de enero de 2017	12.518.070
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>138.172.150</b>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>138.172.150</b>

#### **Información sobre tendencias**

##### Sector comercial y operativo

La dirección de GEMSA espera para el año 2019 continuar operando y manteniendo correctamente las distintas unidades de generación con el objeto de mantener su disponibilidad en niveles elevados. En cuanto al despacho, el ingreso al Sistema Eléctrico de máquinas del grupo más eficientes implicaría conseguir un mayor despacho de éstas y en consecuencia, aumentar la generación de energía eléctrica, con combustible provisto por CAMMESA y en algunos casos ya con combustible propio.

Para mayor información sobre los nuevos proyectos de GEMSA, véase “*Información de las Co-Emisoras – Descripción de las Actividades y Negocios de las Co-Emisoras – Expansión de Capacidad*”.

## Situación financiera

Durante el presente ejercicio GEMSA tiene como objetivo obtener el financiamiento necesario para completar los proyectos descriptos, así como optimizar la estructura de financiamiento y asegurar el avance de las obras de inversión descriptas de acuerdo a los cronogramas presupuestados.

Para mayor información sobre la estructura de financiamiento de GEMSA, véase la sección “*Antecedentes Financieros – Endudamiento*”.

### **Cambios significativos**

No se han producido variaciones significativas patrimoniales, económicas ni financieras en GEMSA, con posterioridad al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2018.

### **Central Térmica Roca S.A.**

Los documentos concernientes a CTR que están referidos en el presente Prospecto, los estados financieros anuales auditados por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 se encuentran disponibles en la página web y en oficinas de la Compañía, así como en la Autopista de la Información Financiera en la página web de la CNV publicados bajo los ID 4-2444266-D, ID 4-561553-D, 4-465220-D, respectivamente.

### **Información sobre el estado de resultados (expresado en miles de pesos)**

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 (expresados en miles de pesos):

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
	(en miles de pesos)		
Ingresos por ventas	916.327	623.386	574.759
Costo de ventas	(438.525)	(195.840)	(330.586)
<b>Resultado bruto</b>	<b>477.802</b>	<b>427.546</b>	<b>244.173</b>
Gastos de comercialización	(14.186)	(9.857)	(16.975)
Gastos de administración	(49.051)	(32.244)	(10.519)
Otros ingresos operativos	92	267	-
<b>Resultado operativo</b>	<b>414.656</b>	<b>385.712</b>	<b>216.679</b>
Ingresos financieros	9.663	2.722	12.502
Gastos financieros	(424.358)	(165.120)	(98.492)
Otros resultados financieros	(1.012.481)	203.707	(17.950)
<b>Resultados financieros, neto</b>	<b>(1.427.176)</b>	<b>41.309</b>	<b>(103.940)</b>
<b>Resultado antes del impuesto</b>	<b>(1.012.520)</b>	<b>427.021</b>	<b>112.738</b>
Impuesto a las ganancias	239.280	(8.528)	(42.022)
<b>(Pérdida) Ganancia del ejercicio</b>	<b>(773.240)</b>	<b>418.493</b>	<b>70.716</b>
Plan de beneficios	(682)	-	-
Revalúo de propiedades, plantas y equipo	726.276	-	139.615
Efecto en el impuesto a las ganancias	(181.399)	-	(48.865)
<b>Otros resultados integrales del ejercicio</b>	<b>544.196</b>	<b>-</b>	<b>90.750</b>
<b>Total de resultados integrales del ejercicio</b>	<b>(229.044)</b>	<b>418.493</b>	<b>161.466</b>

*Información sobre el estado de situación patrimonial (expresado en miles de pesos)*

Saldos al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 (expresados en pesos y bajo NIIF)

ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL	Al 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
	(en miles de pesos)		
<b>Activo</b>			
<b>Activo no corriente</b>			
Propiedades planta y equipo	6.208.214	4.620.041	1.336.640
Otros créditos	27.936	41.826	21.286
<b>Total de activo no corriente</b>	<b>6.236.149</b>	<b>4.661.867</b>	<b>1.357.926</b>
<b>Activo corriente</b>			
Inventarios	11.665	30.006	-
Otros créditos	179.664	357.780	284.888
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	54.485	43.816	95.521
Créditos por Ventas	189.671	472.472	213.725
Efectivo y equivalentes de efectivo	212.578	143.550	416.483
<b>Total de activo corriente</b>	<b>648.064</b>	<b>1.047.624</b>	<b>1.010.617</b>
<b>Total de activo</b>	<b>6.884.213</b>	<b>5.709.491</b>	<b>2.368.543</b>
<b>Patrimonio</b>			
Capital Social	73.070	73.070	73.070
Ajuste de capital	264.912	264.912	-
Reserva legal	7.993	1.410	63
Reserva facultativa	150.649	25.578	527
Reserva por revalúo técnico	544.707	-	343.697
Reserva especial RG 777/18	633.280	633.280	-
Otros resultados integrales	(511)	-	-
Resultados acumulados	(435.475)	469.419	14.058
<b>Total del patrimonio</b>	<b>1.238.625</b>	<b>1.467.670</b>	<b>431.415</b>
<b>Pasivo</b>			
<b>Pasivo no corriente</b>			
Pasivo neto por impuesto diferido	395.901	453.782	195.678
Plan de beneficios definidos	3.865	-	-
Préstamos	3.499.238	3.073.077	1.460.494
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>3.899.005</b>	<b>3.526.859</b>	<b>1.656.172</b>
<b>Pasivo corriente</b>			
Otras deudas	-	5.005	1
Deudas fiscales	-	9.821	11.646
Remuneraciones y deudas sociales	8.386	2.882	1.242
Préstamos	1.497.428	286.061	82.092
Deudas comerciales	240.769	411.193	185.975
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>1.746.583</b>	<b>714.963</b>	<b>280.957</b>
<b>Total del pasivo</b>	<b>5.645.588</b>	<b>4.241.822</b>	<b>1.937.128</b>
<b>Total del pasivo y patrimonio</b>	<b>6.884.213</b>	<b>5.709.491</b>	<b>2.368.543</b>

*Composición del patrimonio neto (expresado en miles de pesos)*

Saldos al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 (expresados en miles de pesos):

Al 31 de diciembre de			
2018	2017	2016	
(en miles de pesos)			
<b>Patrimonio</b>			
Capital Social	73.070	73.070	73.070
Ajuste de capital	264.912	264.912	-
Reserva legal	7.993	1.410	63
Reserva facultativa	150.649	25.578	527
Reserva por revalúo técnico	544.707	-	343.697
Reserva especial RG 777/18	633.280	633.280	-
Otros resultados integrales	(511)	-	-
Resultados acumulados	(435.475)	469.419	14.058
<b>Total del patrimonio</b>	<b>1.238.625</b>	<b>1.467.670</b>	<b>431.415</b>

#### *Información sobre el Estado de Flujo de Efectivo*

Para mayor información véase más abajo la sección “Antecedentes Financieros – Estados Financieros – Central Térmica Roca S.A. - Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Liquidez y Recursos de Capital”.

#### *Índices financieros seleccionados*

Índices por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 bajo NIIF:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el		
	2018	2017	2016
Liquidez ( Activo corriente / Pasivo corriente )	0,37	1,47	3,6
Solvencia ( Patrimonio / Pasivo )	0,22	0,35	0,22
Inmovilización de capital ( Activo no corriente / Activo total )	0,91	0,82	0,57
Rentabilidad financiera ( Resultado del ejercicio / Patrimonio promedio )	(57,00%)	33,00%	20,17%

### Capitalización y endeudamiento (expresado en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

	Al 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
	(en miles de pesos)		
Deudas financieras corrientes			
Sin Garantía	1.083.361	114.832	(8.829)
Con Garantía	414.067	171.229	90.921
<b>Total deudas financieras corrientes</b>	<b>1.497.428</b>	<b>286.061</b>	<b>82.092</b>
Deudas financieras no corrientes			
Sin Garantía	793.125	1.036.397	275.253
Con Garantía	2.706.113	2.036.680	1.185.241
<b>Total deudas financieras no corrientes</b>	<b>3.499.238</b>	<b>3.073.077</b>	<b>1.460.494</b>
<b>Endeudamiento total</b>	<b>4.996.666</b>	<b>3.359.138</b>	<b>1.542.586</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>1.238.625</b>	<b>1.467.670</b>	<b>431.415</b>
<b>Capitalización y Endeudamiento</b>	<b>6.235.291</b>	<b>4.826.808</b>	<b>1.974.001</b>

Estos cuadros deben leerse conjuntamente con la información consignada más abajo en “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera” y los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016.

### Otra información contable (expresada en miles de pesos)

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
	(en miles de pesos)		
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>692.463</b>	<b>459.003</b>	<b>248.943</b>

EBITDA Ajustado representa las ganancias operativas menos gastos operativos (incluyendo gastos de venta, de administración, siempre que se encuentren incluidos en los gastos operativos) más las amortizaciones, depreciaciones y cualquier otro gasto que no sea realizado en efectivo (siempre que se encuentren incluidos en los gastos operativos), según surge de los estados financieros finalizados al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016.

Se estima que el EBITDA Ajustado provee a los inversores de información significativa respecto del rendimiento operativo de CTR y facilita la comparación con los resultados operativos históricos de CTR. No obstante, el EBITDA Ajustado de CTR tiene limitaciones como herramienta de análisis y no debe considerarse aisladamente como una alternativa del resultado neto o como un indicador del rendimiento operativo o como un sustituto para el análisis de los resultados reportados bajo las Normas Contables Profesionales Vigentes en Argentina. Algunas de estas limitaciones incluyen:

- no refleja los egresos de caja, o requerimientos futuros para inversiones en bienes de capital o compromisos contractuales de CTR;
- no refleja cambios en, o requerimientos de caja para las necesidades de capital de trabajo de CTR;
- no refleja el cargo por intereses de CTR, o el requerimiento de caja para el pago de intereses o capital de la deuda;
- no refleja el pago de impuesto a las ganancias o participación en las ganancias a empleados que CTR pueda estar obligada a pagar;
- refleja el efecto de gastos no recurrentes, así como pérdidas y ganancias relacionadas con actividades de inversión;
- no está ajustado por todos aquellos resultados que no representan ingresos o egresos de caja y que están reflejados en ajustes a ejercicios anteriores; y

- otras compañías en la industria de CTR podrían calcular esta medida en forma diferente a como lo hace CTR, lo cual limitaría su utilidad como una medida de comparación.

Debido a estas limitaciones, el EBITDA Ajustado de CTR no debería considerarse una medida de la caja disponible para CTR para invertir en el crecimiento del negocio de CTR ni como una medida de caja que estará disponible para CTR con el fin de cumplir sus obligaciones. El EBITDA Ajustado no es reconocido como una medida financiera bajo las Normas Contables Profesionales Vigentes en Argentina. Deberán tenerse en cuenta principalmente los resultados de CTR medidos de acuerdo con las Normas Contables Profesionales Vigentes en Argentina y usando la medida de EBITDA Ajustado de CTR como información adicional.

### ***Perspectiva Operativa y Financiera***

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 \$ 916,3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, comparado con los \$ 623,4 millones del ejercicio 2017, lo que equivale a un aumento de \$ 292,9 millones 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.

<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</b>			
<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Var.</b>	<b>Var. %</b>
<b>MWh</b>			
<b>Ventas por tipo de mercado</b>			
Venta CAMMESA 220	266.309	120.746	145.563      121%
Venta de Energía Res. 19/17 más Spot	-	977	(977)      (100%)
	<b>266.309</b>	<b>121.723</b>	<b>144.586      119%</b>

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado (en millones de pesos):

<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</b>			
<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Var.</b>	<b>Var. %</b>
<b>(en millones de pesos)</b>			
<b>Ventas por tipo de mercado</b>			
Venta CAMMESA 220	897,1	608,4	288,7      47%
Venta de Energía Res. 19/17 más Spot	19,2	15,0	4,2      28%
	<b>916,3</b>	<b>623,4</b>	<b>292,9      47%</b>

A continuación, se describen los principales ingresos de CTR, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con el mismo ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017:

- (i) \$916,3 millones 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 \$ 623,4 millones del ejercicio 2017. 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 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 \$ 438,5 millones comparado con \$ 195,8 millones del ejercicio 2017, lo que equivale a un aumento de \$ 242,7 millones o 124%.

**Ejercicio finalizado el 31 de  
diciembre de**

	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Var.</b>	<b>Var. %</b>
	<b>(en millones de pesos)</b>			
Compra de energía eléctrica	(1,5)	(14,0)	12,5	(89%)
Consumo de gas y gasoil de planta	(37,3)	(34,8)	(2,5)	7%
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(47,7)	(36,7)	(11,0)	30%
Planes de beneficios definidos	(3,7)	-	(3,7)	100%
Servicios de mantenimiento	(37,5)	(17,0)	(20,5)	121%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(277,8)	(73,3)	(204,5)	279%
Vigilancia y portería	(4,3)	(4,5)	0,2	(4%)
Seguros	(11,1)	(7,3)	(3,8)	52%
Impuestos, tasas y contribuciones	(6,1)	(4,6)	(1,5)	33%
Otros	(11,5)	(3,6)	(7,9)	219%
<b>Costo de ventas</b>	<b>(438,5)</b>	<b>(195,8)</b>	<b>(242,7)</b>	<b>124%</b>

A continuación, se describen los principales costos de venta de CTR, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con el ejercicio 2017:

- (i) \$37,3 millones por consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó un aumento del 7% respecto de los \$ 34,8 millones 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) \$47,7 millones por sueldos, cargas sociales y beneficios al personal, lo que representó un incremento del 30% respecto de los \$ 36,7 millones 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) \$ 277,8 millones por depreciación de bienes de uso, lo que representó un incremento del 279% respecto de los \$ 73,3 millones 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 \$ 477,8 millones comparado con \$ 427,5 millones del ejercicio 2017, lo que equivale a un incremento de \$ 50,3 millones o 11,8%. 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 \$ 14,2 millones comparado con \$ 9,9 millones del ejercicio 2017, lo que equivale a un aumento de \$ 4,3 millones o 43%.

A continuación, se detallan los principales componentes de los gastos de comercialización de CTR para los períodos indicados, en millones de Pesos:

**Ejercicio finalizado el 31 de  
diciembre de**

	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Var.</b>	<b>Var. %</b>
	<b>(en millones de pesos)</b>			
Publicidad	-	(0,1)	0,1	(100%)
Impuestos, tasas y contribuciones	(14,2)	(9,7)	(4,5)	46%
<b>Gastos de comercialización</b>	<b>(14,2)</b>	<b>(9,9)</b>	<b>(4,3)</b>	<b>43%</b>

El principal componente de los gastos de comercialización de CTR es el siguiente:

- (i) \$14,2 millones por impuesto, tasas y contribuciones, lo que representó un aumento del 46 % respecto de los \$ 9,7 millones del ejercicio 2017. 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 2018 ascendieron a \$ 49,1 millones lo que representó un aumento del 52%, comparado con \$ 32,2 millones del ejercicio 2017.

**Ejercicio finalizado el 31 de  
diciembre de**

	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Var.</b>	<b>Var. %</b>
	<b>(en millones de pesos)</b>			
Honorarios y retribuciones por servicios	(45,3)	(20,9)	(24,4)	117%
Honorarios a directores	(0,2)	(4,9)	4,7	(96%)
Alquileres	(2,6)	(2,9)	0,3	(10%)
Donaciones	-	(1,7)	1,7	(100%)
Diversos	(0,9)	(1,8)	0,9	(50%)
<b>Gastos de administración</b>	<b>(49,1)</b>	<b>(32,2)</b>	<b>(16,9)</b>	<b>52%</b>

Los principales componentes de los gastos de administración de CTR son los siguientes:

- (i) \$45,3 millones en honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 117% comparado con los \$ 20,9 millones correspondientes al ejercicio 2017. Dicha variación se debe la facturación de servicios administrativos realizados por RGA.
- (ii) \$2,6 millones de alquileres, representando una disminución del 10% comparado con los \$ 2,9 millones 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 \$ 414,7 millones comparado con \$ 385,7 millones del ejercicio 2017, lo que equivale a un aumento de \$ 29 millones o un 8%.

Resultados financieros:

Los resultados financieros y por tenencia netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 totalizaron una pérdida de \$ 1.427,2 millones, comparado con una ganancia de \$ 41,3 millones del ejercicio 2017, representando un incremento del 3.556%. 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.

A continuación, se detallan los principales componentes de los resultados financieros y por tenencia de CTR para los períodos indicados, en millones de Pesos:

**Ejercicio finalizado el 31 de  
diciembre de**

	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Var.</b>	<b>Var. %</b>
	<b>(en millones de pesos)</b>			
RECPAM	1.565,2	322,6	1.242,6	385%
Desvalorización de activos	35,2	(35,2)	70,4	(200%)
Intereses comerciales	5,2	(22,2)	27,4	(123%)
Intereses por préstamos	(418,7)	(139,2)	(279,5)	201%
Gastos y comisiones bancarias	(1,2)	(1,0)	(0,2)	20%
Diferencia de cambio neta	(2.706,7)	(138,2)	(2.568,5)	1859%
Otros resultados financieros	93,9	54,5	39,4	72%
<b>Resultados financieros y por tenencia, netos</b>	<b>(1.427,2)</b>	<b>41,3</b>	<b>(1.468,5)</b>	<b>(3.556%)</b>

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$ 1.565,2 millones de resultado por RECPAM, lo que representó un aumento de un 385% respecto de los \$ 322,6 millones de resultado por RECPAM del ejercicio 2017.
- (ii) \$418,7 millones de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó un aumento del 201% respecto de los \$ 139,2 millones de pérdida del ejercicio 2017 producto de los nuevos instrumentos financieros tomados entre ambos períodos, como ON IV, Co-emisión ON I entre GEMSA y CTR y otras deudas bancarias.

- (iii) \$ 1,2 millones de pérdida por gastos y comisiones bancarias, lo que representó una disminución de un 20% respecto de los \$ 1 millones de pérdida del ejercicio 2017.
- (iv) \$ 5,2 millones de ganancia por intereses comerciales, lo que representó un aumento del 123 % respecto de los \$ 22,2 millones de pérdida del ejercicio 2017.

Resultado del ejercicio:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, CTR registra una pérdida antes de impuestos de \$ 1.012,5 millones, comparada con los \$ 427 millones de ganancia del ejercicio 2017, lo que representa una disminución del 350%. 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 \$ 239,3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con los \$ 8,5 millones de pérdida del ejercicio 2017. Obteniendo así una pérdida después de impuesto a las ganancias de \$ 773,2 millones comparado con los \$ 418,5 millones de ganancia del ejercicio 2017.

Resultados integrales del ejercicio:

Los otros resultados integrales del ejercicio fueron de \$ 544,2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, incluyen, entre otros, el revalúo de propiedades, planta y equipo realizado al 30 de junio y 30 de septiembre de 2018 y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias.

El resultado integral total del ejercicio es una pérdida de \$ 229 millones, representando una disminución del 155% respecto de la ganancia integral del mismo ejercicio de 2017, de \$ 418,5 millones.

**Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016**

Ventas:

Las ventas netas ascendieron a \$381,1 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, comparado con los \$574,8 millones del ejercicio 2016, lo que equivale a una disminución de \$193,7 millones o 34%.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, la venta de energía fue de 121.723 MWh, lo que representa una disminución del 59% comparado con los 296.935 MWh del ejercicio 2016.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2016		
	MWh			
<b>Ventas por tipo de mercado</b>				
Venta CAMMESA 220	120.746	296.253	(175.507)	(59%)
Venta de Energía Res. 19/17 más Spot	977	682	295	43%
	<b>121.723</b>	<b>296.935</b>	<b>(175.212)</b>	<b>(59%)</b>

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado (en millones de pesos): (1)

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2016		
	(en millones de pesos)			
<b>Ventas por tipo de mercado</b>				
Venta CAMMESA 220	371,6	574,7	(203,1)	(35%)
Venta de Energía Res. 19/17 más Spot	9,5	0,1	9,4	9.400%
	<b>381,1</b>	<b>574,8</b>	<b>(193,7)</b>	<b>(34%)</b>

A continuación, se describen los principales ingresos de CTR, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 en comparación con el ejercicio 2016:

- (i) \$371,6 millones 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 35% respecto de los \$ 574,7 millones del ejercicio 2016. Dicha variación se explica

principalmente por el efecto neto entre una disminución en el despacho de energía, un incremento en el tipo de cambio y una disminución en el período de consumo de gasoil, como así también a modificaciones en la exposición de la información comercial según Resolución 19/2017.

#### Costo de ventas:

Los costos de venta totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron de \$112,0 millones comparado con \$330,6 millones del ejercicio 2016, lo que equivale a una disminución de \$218,6 millones o 66%.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2016		
	(en millones de pesos)			
Compra de energía eléctrica	(8,9)	(2,3)	(6,6)	287%
Consumo de gas y gasoil de planta	(18,4)	(263,7)	245,3	(93%)
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(22,6)	(14,5)	(8,1)	56%
Servicios de mantenimiento	(10,3)	(8,2)	(2,1)	26%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(39,7)	(32,3)	(7,4)	23%
Vigilancia y portería	(2,8)	(1,9)	(0,9)	47%
Seguros	(4,4)	(4,3)	(0,1)	2%
Impuestos, tasas y contribuciones	(2,7)	(2,2)	(0,5)	23%
Otros	(2,2)	(1,2)	(1,0)	83%
<b>Costo de ventas</b>	<b>(112,0)</b>	<b>(330,6)</b>	<b>218,6</b>	<b>(66%)</b>

A continuación, se describen los principales costos de venta de CTR, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 en comparación con el ejercicio 2016:

- (i) \$18,4 millones por consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó una disminución del 93% respecto de los \$263,7 millones del ejercicio 2016. Dicha variación es producto de un menor despacho de energía, de la variación en el tipo de cambio, de una disminución en el período de consumo de gasoil, como así también a modificaciones en la exposición de la información comercial según Resolución 19/2017.
- (ii) \$22,6 millones por sueldos, cargas sociales y beneficios al personal, lo que representó un incremento del 56% respecto de los \$14,5 millones para el ejercicio 2016, variación producto de los incrementos salariales neto de las activaciones de las remuneraciones cuyas tareas estaban afectadas al cierre de ciclo.
- (iii) \$39,7 millones por depreciación de bienes de uso, lo que representó un incremento del 23% respecto de los \$32,3 millones del ejercicio 2016. Esta variación se origina principalmente en la amortización de bienes de uso dados de alta el último año y por el efecto de la amortización correspondiente al Revalúo Técnico efectuado en diciembre 2016. Este ítem no implica una salida de caja.
- (iv) \$2,8 millones por vigilancia y portería, lo que representó un aumento del 47% respecto de los \$1,9 millones del ejercicio 2016. Dicha variación se debe a un incremento en los costos del servicio.

#### Resultado bruto:

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 ascendió a \$269,1 millones comparado con \$244,2 millones del ejercicio 2016, lo que equivale a un incremento de \$24,9 millones o 10%. 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 2017 ascendieron a \$5,9 millones comparado con \$17 millones del ejercicio 2016, lo que equivale a una disminución de \$11,1 millones o 65%.

A continuación, se detallan los principales componentes de los gastos de comercialización de CTR para los ejercicios indicados, en millones de Pesos:

**Ejercicio finalizado el 31 de  
diciembre de**

	2017	2016	Var.	Var. %
	(en millones de pesos)			
Publicidad	(0,1)	(0,1)	-	-
Impuestos, tasas y contribuciones	(5,8)	(16,9)	11,1	(66%)
<b>Gastos de comercialización</b>	<b>(5,9)</b>	<b>(17,0)</b>	<b>11,1</b>	<b>(65%)</b>

El principal componente de los gastos de comercialización de CTR es el siguiente:

- (i) \$5,8 millones por impuesto, tasas y contribuciones, lo que representó una disminución del 66 % respecto de los \$11,1 millones del ejercicio 2016. La disminución 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 2017 ascendieron a \$20,3 millones lo que representó un aumento del 93%, comparado con \$10,5 millones del ejercicio 2016.

**Ejercicio finalizado el 31 de  
diciembre de**

	2017	2016	Var.	Var. %
	(en millones de pesos)			
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	-	(2,0)	2,0	(100%)
Honorarios y retribuciones por servicios	(13,0)	(6,8)	(6,2)	91%
Honorarios a directores	(3,3)	-	(3,3)	100%
Alquileres	(1,8)	(0,4)	(1,4)	350%
Donaciones	(1,1)	-	(1,1)	100%
Diversos	(1,1)	(1,3)	0,2	(15%)
<b>Gastos de administración</b>	<b>(20,3)</b>	<b>(10,5)</b>	<b>(9,8)</b>	<b>93%</b>

Los principales componentes de los gastos de administración de CTR son los siguientes:

- (i) \$13 millones en honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 91% comparado con los \$6,8 millones correspondientes al ejercicio 2016. Dicha variación se debe la facturación de servicios administrativos realizados por RGA.
- (ii) \$3,3 millones en honorarios a directores, lo que representó un aumento del 100% comparado con el ejercicio 2016. Por el ejercicio 2017, se provisiona la distribución de honorarios a directores, mientras que por el ejercicio 2016 no se distribuyeron.
- (iii) \$1,8 millones de alquileres, representando un incremento del 350% comparado con los \$0,4 millones correspondientes al ejercicio 2016, correspondiente principalmente al aumento del alquiler de las oficinas administrativas.

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 ascendió a \$243,1 millones comparado con \$216,7 millones del ejercicio 2016, lo que equivale a un aumento de \$26,4 millones o un 12%.

Resultados financieros:

Los resultados financieros y por tenencia netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 totalizaron una pérdida de \$155,8 millones, comparado con una pérdida de \$103,9 millones del ejercicio 2016, representando un incremento del 50%. 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.

A continuación, se detallan los principales componentes de los resultados financieros y por tenencia de CTR para los ejercicios indicados, en millones de pesos:

**Ejercicio finalizado el 31 de  
diciembre de**

	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>Var.</b>	<b>Var. %</b>
	<b>(en millones de pesos)</b>			
Intereses comerciales	(14,2)	12,5	(26,7)	(214%)
Intereses por préstamos	(85,5)	(96,1)	10,6	(11%)
Gastos y comisiones bancarias	(0,6)	(2,3)	1,7	(74%)
Diferencia de cambio neta	(88,7)	(62,7)	(26,0)	41%
Otros resultados financieros	33,2	44,7	(11,5)	(26%)
<b>Resultados financieros y por tenencia, netos</b>	<b>(155,8)</b>	<b>(103,9)</b>	<b>(51,9)</b>	<b>50%</b>

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$85,5 millones de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó una disminución del 11% respecto de los \$96,1 millones de pérdida del ejercicio 2016, producto de la mejora en tasas de nuevos instrumentos financieros tomados como ON III, ON IV, Co-emisión ON I entre GEMSA y CTR y Bono internacional.
- (ii) \$0,6 millones de pérdida por gastos y comisiones bancarias, lo que representó una disminución de un 74% respecto de los \$2,3 millones de pérdida del ejercicio 2016.
- (iii) \$14,2 millones de pérdida por intereses comerciales, lo que representó una disminución del 214 % respecto de los \$12,5 millones de ganancia del ejercicio 2016.

Resultado del período:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, CTR registra una ganancia antes de impuestos de \$87,3 millones, comparada con los \$112,7 millones de ganancia del ejercicio 2016, lo que representa una disminución del 23%. 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 \$17,8 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 en comparación con los \$42,0 millones de pérdida del ejercicio 2016. Obteniendo así una ganancia después de impuesto a las ganancias de \$69,5 millones comparado con los \$70,7 millones de ganancia del ejercicio 2016.

Resultados integrales del ejercicio:

Los otros resultados integrales fueron de \$164,7 millones y \$90,7 para los ejercicios 2017 y 2016 respectivamente, debido a que CTR revalúa los rubros terrenos, edificios, instalaciones y maquinarias, clasificados como propiedades, planta y equipos. CTR considera que el modelo de revaluación demuestra de manera más fiable el verdadero valor de los activos.

El resultado integral correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fue una ganancia de \$234,2 millones, comparada con la ganancia de \$161,5 para el ejercicio 2016, lo que representa un incremento de \$72,7 millones (o 45%).

***Liquidez y Recursos de Capital***

*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 durante los ejercicios finalizados el:

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre		
	2018	2017	2016
	(en miles de pesos)		
<b>Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio (*)</b>	<b>143.550</b>	<b>767.391</b>	<b>20.864</b>
Flujos de efectivo generados (aplicados a) por actividades operativas	232.090	(95.097)	(54.362)
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(472.926)	(1.260.407)	(152.094)
Flujos de efectivo generados por (aplicados a) actividades de financiación	245.343	394.696	642.121
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	18.199	32.382	(40.047)
RECPAM generado por el efectivo y equivalente del efectivo	46.324	304.585	-
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio</b>	<b>212.578</b>	<b>143.550</b>	<b>416.483</b>

(\*) Efectivo al inicio y al cierre del ejercicio incluye descubiertos bancarios.

#### **Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018**

Al 31 de diciembre de 2018, CTR poseía efectivo y equivalentes de efectivo por \$212,6 millones, lo que representa un incremento respecto del saldo de \$143,5 millones al 31 de diciembre de 2017. Esto se debió principalmente al ingreso de fondos por actividades operativas por \$232,1 millones, al egreso de fondos en actividades de inversión por \$472,9 millones, al ingreso de fondos en actividades financiación por \$245,3 millones y al RECPAM generado por el efectivo y equivalente de efectivo por \$46,3 millones.

#### *Efectivo neto (aplicado a) generado por actividades operativas*

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, se generaron fondos netos por \$232,1 millones, principalmente debido al efecto de una pérdida neta de \$773,2 millones ajustada por partidas que no consumieron fondos netos de actividades operativas por \$1.468,3 millones, absorbido por una disminución de créditos por ventas por \$425,5 millones y de deudas comerciales por \$990,5 millones.

#### *Efectivo neto aplicado a actividades de inversión*

Los fondos netos aplicados en las actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron por \$472,9, principalmente debido a la adquisición de propiedades, planta y equipo por \$ 560,3 millones invertidos en la ejecución de obra de la Central Térmica Roca, referida principalmente al cierre de ciclo combinado, compensado con un monto neto de suscripciones y rescates de fondos comunes de inversión por \$23,2 millones.

#### *Flujos de efectivo generados por actividades de financiamiento*

Los fondos netos generados por actividades de financiación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron de \$245,3 millones, debido al neto generado entre la obtención de préstamos por \$1.791,7 millones y el pago de los intereses de préstamos por \$457,4 millones y devoluciones de capital equivalentes a \$1.088,9 millones.

Al 31 de diciembre de 2018, la posición de efectivo era de \$212,6 millones.

#### **Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017**

Al 31 de diciembre de 2017, CTR poseía efectivo y equivalentes de efectivo por \$143,5 millones, lo que representa una disminución respecto del saldo de \$767,4 millones al 31 de diciembre de 2016. Esto se debió principalmente al egreso de fondos por actividades operativas por \$95,1 millones, al egreso de fondos en actividades inversión por \$1.260,4 millones, al ingreso de fondos en actividades financiación por \$394,7 millones y al RECPAM generado por el efectivo y equivalente del efectivo por \$304,6 millones.

#### *Efectivo neto generado por actividades operativas*

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, se aplicaron fondos netos por \$95,1 millones, principalmente debido al efecto de una ganancia neta de \$418,5 millones ajustada por partidas que no consumieron fondos netos de actividades operativas por \$44,2 millones, absorbido por un aumento de créditos por ventas por \$41,4 millones y una disminución de deudas comerciales por \$483,4 millones.

#### *Efectivo neto aplicado a actividades de inversión*

Los fondos netos aplicados en las actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron por \$1.260,4 principalmente debido a la adquisición de propiedades, planta y equipo por \$ 1.389,7 millones invertidos en la ejecución de obra de la Central Térmica Roca, referida principalmente al cierre de ciclo combinado, compensado con un monto neto de suscripciones y rescates de fondos comunes de inversión por \$143,3 millones.

#### *Efectivo neto generado por actividades de financiación*

Los fondos netos generados por actividades de financiación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron de \$394,7 millones, debido al neto generado entre la obtención de préstamos por \$887,9 millones y el pago de los intereses de préstamos por \$355,5 millones y devoluciones de capital equivalentes a \$137,8 millones

### **Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016**

Al 31 de diciembre de 2016, CTR poseía efectivo y equivalentes de efectivo por \$416,4 millones, lo que representa un aumento respecto del saldo de \$ 20,9 millones al 31 de diciembre de 2015. Esto se debió principalmente al ingreso de fondos en actividades de financiación por \$ 642,1 millones, al egreso de fondos en actividades inversión por \$152 millones y al egreso de fondos generado por actividades operativas por \$54,3.

#### *Efectivo neto aplicado a actividades operativas*

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, se utilizaron fondos netos por \$ 54,3 millones, principalmente debido al efecto de una ganancia neta de \$70,7 millones ajustada por partidas que no consumieron fondos netos de actividades operativas por \$217,2 millones, a un aumento de deudas comerciales por \$34,1 millones, una disminución de otras deudas por \$9,4 millones, un aumento de deudas fiscales por \$6,6, un aumento de créditos por ventas por \$111 millones y aumento de otros créditos por \$262,6 millones.

#### *Efectivo neto aplicado a actividades de inversión*

Los fondos netos aplicados en las actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 fueron por \$152 millones y se debe principalmente a la adquisición de propiedades, planta y equipo, superando los \$292,4 millones invertidos en la ejecución de obra de la central, referida principalmente al cierre de ciclo combinado, y se suscribieron y rescataron fondos comunes de inversión por un monto neto que supera los \$140,3 millones.

#### *Efectivo neto generado por actividades de financiación*

Los fondos netos generados a actividades de financiación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 fueron de \$642,1 millones, debido al neto generado entre la obtención de préstamos por \$1.261,9 millones y el pago de los intereses de préstamos por \$145,9 millones y devoluciones de capital equivalentes a \$473,9 millones.

### **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			Tasa
		2018	2017	2016	
		(en miles de pesos)			
Arrendamiento financiero	AR\$	25.368	23.646	2.305	Variable
Otros Préstamos Bancarios	USD	410.450	255.768	-	Fija
Bono Internacional	U\$S	2.709.730	1.940.430	1.114.204	Fija
Obligaciones negociables	AR\$	603.032	862.439	426.077	Variable
Obligaciones negociables	U\$S	381.787	276.855	-	Fija
Sociedades relacionadas	AR\$	280.554	-	-	Fija
<b>Total deuda</b>		<b>4.410.921</b>	<b>3.359.138</b>	<b>1.542.586</b>	

#### 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 216 millones

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 U\$S 250 millones con vencimiento a 7 años. Dichas obligaciones negociables están incondicionalmente garantizadas en su totalidad por ASA.

Con fecha 8 de noviembre de 2017 GEMSA y CTR obtuvieron, mediante Resolución 19.033 de la CNV, la autorización para la co-emisión en el mercado local e internacional, de obligaciones negociables adicionales a las emitidas en fecha 7 de julio de 2016, por un monto de hasta V/N U\$S 100 millones y aumentar el monto del programa de obligaciones negociables de V/N U\$S 250 millones a V/N U\$S 350 millones. El 5 de diciembre de 2017 se emitieron obligaciones negociables adicionales por un monto de U\$S 86 millones. Dichas obligaciones negociables tienen la calificación B+ (Fitch ratings) / B3 (Moody's).

Las obligaciones negociables existentes en el marco de la co-emisión internacional antes mencionada devengan un interés a una tasa fija en dólares de 9,625% (las "ONs Existentes"). El interés se paga semestralmente y el capital en un único pago en la fecha de vencimiento del 27 de julio de 2023. El saldo de capital por las ONs Existentes a la fecha de este Prospecto asciende a U\$S 336 millones.

La emisión de la clase I de las obligaciones negociables existentes en el marco de la co-emisión local fue realizada el 11 de octubre de 2017 y fue aprobada por la CNV el 29 de septiembre de 2017, por un monto de U\$S 20 millones, ampliable a U\$S 30 millones. Devengan una tasa fija en dólares de 6,68%. El interés se paga trimestralmente y el capital se amortiza en su totalidad al vencimiento, que operará el 11 de octubre de 2020. El saldo de capital por las obligaciones negociables de la Co-emisión local clase I a la fecha de este Prospecto asciende a U\$S 30 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. El saldo de capital de las obligaciones negociables clase IV a la fecha del presente Prospecto asciende a ARS 291.1 millones.

#### Préstamo - Banco Ciudad

El día 4 de agosto de 2017, CTR obtuvo un préstamo del Banco Ciudad de Buenos Aires por U\$S 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. Al 31 de diciembre de 2018, el capital adeudado asciende a USD 5.854.545.

#### Préstamo - Banco Provincia de Buenos Aires

El día 3 de enero de 2018, CTR obtuvo un préstamo con el Banco de la Provincia de Buenos Aires por U\$S 10.600.000 a 12 meses, amortización de capital bullet e interés mensual a una tasa del 4%. Al 31 de diciembre de 2018, el capital adeudado asciende a USD 10.600.000.

#### Préstamo - ICBC

El día 28 de junio de 2018, CTR obtuvo un préstamo a sola firma con el Banco ICBC Argentina S.A. por U\$S 7.000.000 a 12 meses, amortización de capital e intereses trimestral, con una tasa del 6,5%. Con fecha 27 de diciembre de 2018, el préstamo fue pre cancelado.

#### Préstamo - Banco Macro

El día 30 de agosto de 2018, CTR obtuvo un préstamo con Banco Macro por U\$S 5.000.000 a 125 días, amortización de capital e interés bullet a una tasa fija del 7,00%. Al 31 de diciembre de 2018 el capital adeudado asciende a U\$S 5.000.000.

#### **Capital Social**

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.

	<u>Capital Social</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2016	<u>73.070.470</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2017	<u>73.070.470</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2018	<u>73.070.470</u>

### ***Información sobre Tendencias***

#### Energía eléctrica

CTR llevó adelante el proyecto para cerrar el ciclo de su central, lo cual implicó expandir en 60 MW la capacidad mediante la instalación de una turbina de vapor y una caldera de recuperación entre otros equipamientos. Además de incrementar la potencia, es un importante aporte en términos ambientales y de eficiencia energética, ya que la energía adicional que se generará no implicará consumo adicional de combustible.

El día 4 de agosto de 2018, CTR obtuvo la habilitación comercial de la turbina de vapor GE como agente generador el MEM, ampliando la capacidad de generación de la Central en 60 MW.

La energía se comercializará a CMMESA bajo un Contrato de Abastecimiento al MEM por una potencia de 55 MW, bajo la Resolución SE 220/07.

#### Situación Financiera

Durante los próximos meses, CTR espera continuar optimizando la estructura de financiamiento y manteniendo un nivel de endeudamiento acorde a las necesidades operacionales de su central.

Las acciones mencionadas garantizan a CTR el cumplimiento de sus obligaciones y aseguran la correcta y eficiente operación de su central.

Para mayor información sobre la estructura de financiamiento de CTR, véase la sección “*Antecedentes Financieros – Central Térmica Roca S.A.- Endeudamiento*”.

#### ***Cambios significativos***

No se han producido variaciones significativas patrimoniales, económicas ni financieras en CTR, con posterioridad al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2018.

## 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 la Sociedad 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.

#### **Monto Máximo**

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de U\$S 300.000.000, 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 punitorios 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 punitorios 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 éste 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 efectúe la retención y/o deducción en cuestión, pagarán los montos adicionales necesarios para que los tenedores reciban el mismo monto que habrían recibido respecto de pagos bajo las Obligaciones Negociables de no haberse practicado tales retenciones o deducciones.

Sin embargo, y a menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Co-Emisoras no abonarán tales montos adicionales al tenedor de las Obligaciones Negociables en cuestión cuando: (i) en el caso de pagos para los cuales se requiere la presentación de las Obligaciones Negociables para su cancelación, cualquiera de dichas Obligaciones Negociables no fuera presentada por dicho tenedor dentro de los 30 días posteriores a la fecha en que dicho pago se tornó pagadero; (ii) cuando tales deducciones y/o retenciones resultan aplicables en virtud de una conexión entre el tenedor y la Argentina, cualquier subdivisión política de la misma, y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales, que no sea la mera tenencia de las Obligaciones Negociables y la percepción de pagos de capital, intereses y/u otros montos adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables; (iii) en la medida en que tal impuesto, tasa, contribución u otra carga gubernamental no se hubiera impuesto y/o deducido y/o retenido de no ser por la omisión del tenedor de Obligaciones Negociables y/o de cualquier otra persona requerida por las normas aplicables, luego de transcurridos 30 días de así serle requerido por 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 fideicomitente respecto de dicho fiduciario, un socio de tal sociedad de personas o el titular beneficiario de dicho pago no habría tenido derecho a los montos adicionales de haber sido el efectivo tenedor de dicha Obligación Negociable.

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, las sociedades en comandita por acciones, las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple, las asociaciones civiles y fundaciones, las entidades y organismos a que se refiere el Artículo 1° de la Ley N° 22.016, 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, 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\$S30.000.000 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 (1) 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 (2) 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 co-emitidas 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 acacimiento 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 ésta cláusula son además de, 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 competa a la asamblea de tenedores en cuestión o para efectuar, otorgar y/o tomar toda solicitud, demanda, autorización, directiva, notificación, consentimiento, dispensa, renuncia y/u otra acción que debe ser efectuado, otorgado y/o tomado por la misma. Las asambleas se celebrarán en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en la fecha y en el lugar que determine 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 descritos 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.

### ***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 la Sociedad, así como todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean “obligaciones negociables” bajo las leyes de Argentina, se registrarán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades y todas las demás normas vigentes argentinas.

### ***Jurisdicción***

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, toda controversia que se suscite entre la Emisora y los tenedores de Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables se resolverá definitivamente por el Tribunal de Arbitraje General de la 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 prorrateo 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, 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

### INSTRUMENTO CONSTITUTIVO Y ESTATUTOS

#### Generación Mediterránea S.A.

##### **Objeto Social**

El objeto social de la Compañía está previsto en el artículo 4 de los estatutos. La Compañía 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.

##### **Transferencia de acciones. Derechos.**

Con relación a la transferencia de acciones entre vivos por parte de un accionista de la Compañía (“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 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. La Sociedad, en cualquier momento, tendrá 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 la Compañía. Podrá emitirse un solo título representativo de uno o más bonos a favor de un mismo titular.

## **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.

## **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.

## **Central Térmica Roca S.A.**

### **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, 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.

### **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.

### 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.

### Asambleas de accionistas

Las asambleas de accionistas se regirán 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.

### 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.

### CONTROLES DE CAMBIO

#### Tipos de cambio

Desde el 1° de abril de 1991 hasta fines de 2001 la Ley de Convertibilidad establecía un tipo de cambio fijo bajo el cual el Banco Central estaba obligado a vender dólares a un tipo de cambio fijo de un peso por dólar. El 6 de enero de 2002, el Congreso Nacional sancionó la Ley de Emergencia Pública, la cual declaró la emergencia pública social, económica, administrativa, financiera y del sistema cambiario, poniendo fin al régimen de la Ley de Convertibilidad y abandonando formalmente más de diez años de paridad fija peso-dólar. La Ley de Emergencia Pública otorgó al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de fijar el tipo de cambio entre el peso y las divisas extranjeras y de emitir reglamentaciones relacionadas con el mercado de cambios. Luego de un breve período durante el cual el Gobierno Nacional estableció un sistema de tipo de cambio dual temporario de acuerdo con la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido la libre flotación del peso contra las demás monedas.

La siguiente tabla muestra los tipos de cambio anuales más altos, más bajos, promedio y al cierre del período para el dólar en cada uno de los períodos indicados, expresados en peso por dólar sin ajustes por inflación. Al confeccionar los estados financieros, se emplearon los tipos de cambio cotizados por el Banco Nación para convertir a pesos los activos denominados en dólares y los pasivos denominados en moneda extranjera.

Año	Tipos de Cambio (1)			
	Más Alto	Más Bajo	Promedio (2)	Cierre del Período
2001	1	1	1	1
2002	3,9	1,55	3,236	3,367
2003	3,335	2,76	2,949	2,93
2004	3,06	2,803	2,942	2,979
2005	3,04	2,859	2,923	3,032
2006	3,107	3,03	3,075	3,062
2007	3,18	3,058	3,116	3,149
2008	3,468	3,014	3,162	3,453
2009	3,854	3,449	3,73	3,8

Año	Tipos de Cambio (1)			
	Más Alto	Más Bajo	Promedio (2)	Cierre del Período
2010	3,985	3,794	3,912	3,976
2011	4,31	3,972	4,129	4,304
2012	4,913	4,304	4,549	4,913
2013	6,491	4,918	5,472	6,491
2014	8,552	6,543	8,210	8,552
2015	13,904	8,546	9,436	13,040
2016	16,094	12,884	14,768	15,940
2017	19,200	15,190	16,563	18,649
2018 (3)	41,250	18,430	28,459	37,70

(1) Cotización de cierre tipo vendedor según cotización del Banco Nación Argentina.

(2) En base a promedios diarios.

(3) Hasta el 30 de diciembre de 2018.

### **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 cualquier modificación posterior de dichas leyes y reglamentaciones que puedan entrar en vigencia con posterioridad a dicha fecha. No puede garantizarse que los tribunales y autoridades responsables de la aplicación de 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**

#### **Controles de Cambio**

En enero de 2002, con la sanción de la Ley de Emergencia Pública, se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y se facultó al Poder Ejecutivo nacional para establecer el sistema que determinará la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras, y dictar regulaciones cambiarias. En tal contexto, el 8 de febrero de 2002 a través del Decreto 260/2002 el Poder Ejecutivo nacional estableció (i) un mercado único y libre de cambios (el “MULC”) por el cual deben cursarse todas las operaciones de cambio en divisas extranjeras, y (ii) que las operaciones de cambio en divisas extranjeras deben ser realizadas al tipo de cambio libremente pactado y sujetarse a los requisitos y a la reglamentación que establezca el BCRA (la cual, en sus aspectos principales, se detalla más abajo).

El 9 de junio de 2005, a través del Decreto N° 616/2005 el Poder Ejecutivo nacional estableció que (a) todo ingreso de fondos al mercado local de cambios originado en el endeudamiento con el exterior de personas físicas o jurídicas pertenecientes al sector privado financiero y no financiero, excluyendo los referidos al financiamiento del comercio exterior, los saldos de corresponsalía de las entidades autorizadas a operar en cambios, en la medida en que no constituyan líneas financieras de crédito, y las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y cotización en mercados autorregulados; (b) todo ingreso de fondos de no residentes cursados por el mercado local de cambios 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 cotización en mercados autorregulados, e inversiones en valores emitidos por el sector público que sean adquiridos en mercados secundarios; deberán cumplir los siguientes requisitos: (i) los fondos ingresados sólo podrán ser transferidos fuera del mercado local de cambios al vencimiento de un plazo de 365 días corridos, a contar desde la fecha de ingreso de los mismos al país; (ii) el resultado de la negociación de cambios de los fondos ingresados deberá acreditarse en una cuenta del sistema bancario local; (iii) deberá 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, de acuerdo a las condiciones que se establezcan en la reglamentación (el “Depósito”); y (iv) el mencionado Depósito

deberá ser constituido en dólares en las entidades financieras del país, no devengando intereses ni beneficios de ningún tipo, ni pudiendo ser utilizado como garantía de operaciones de crédito de ningún tipo. Cabe aclarar que existen diversas excepciones a los requisitos del Decreto N° 616/2005, incluyendo, entre otras, las que se detallan más abajo.

En diciembre de 2015, el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas introdujo modificaciones sustanciales en materia de normativa cambiaria, a través de la resolución N° 3/2015 y de la Comunicación “A” 5850 del BCRA la Comunicación “A” 6037 y la Comunicación “A” 6150, (y conforme las mismas han sido complementadas y/o modificadas), relativas al régimen aplicable a los ingresos y egresos de divisas en el mercado de cambios. Estas normativas modifican el régimen aplicable a los ingresos de divisas en el mercado de cambios con respecto a los efectos del anterior Decreto N° 616/2005. Entre otras cuestiones, la Resolución N° 3/2015 reduce a 0% el depósito nominativo no transferible y no remunerado (“encaje”) (antes fijado en un 30%) y reduce el plazo mínimo de permanencia de 365 a 120 días corridos contados a partir del ingreso de los fondos al país. Lo descripto se aplica a los ingresos de fondos por endeudamientos financieros con el exterior de personas humanas y jurídicas residentes en el país pertenecientes al sector privado, y para los ingresos de fondos de no residentes destinados a tenencias de moneda local, adquisición de activos o pasivos financieros del sector privado, e inversiones en valores emitidos por el sector público que sean adquiridos en mercados secundarios.

Recientemente, mediante Resolución 01/2017 del Ministerio de Hacienda, se redujo el plazo mínimo de permanencia a 0 días, eliminando en la práctica la necesidad de mantener fondos por cualquier plazo determinado para acceder al MULC.

Por su parte, la Comunicación “A” 5850 del BCRA, modificada por la Comunicación “A” 5955 y las Comunicaciones A 6037 y A 6150, del mismo organismo, incorporaron modificaciones sustanciales al régimen cambiario vigente en el país. A continuación se establece una descripción de los aspectos principales de las normas del BCRA vigentes en la República Argentina:

#### Comunicación “A” 5850 del BCRA

La Comunicación “A” 5850 del BCRA modificada luego por la Comunicación “A” 5955 (i) elimina el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al MULC para realizar inversiones inmobiliarias en el exterior, préstamos otorgados a no residentes, aportes de inversiones directas en el exterior de residentes, inversiones de portafolio en el exterior de personas humanas y jurídicas, otras inversiones en el exterior de residentes, compra para tenencias de billetes extranjeros en el país y compra de cheques de viajero; también deja sin efecto el “Programa de Consultas de Operaciones Cambiarias” de la AFIP, mediante el cual se registraba y validaba la venta de moneda extranjera tanto para atesoramiento como para turismo y viaje; (ii) deroga las restricciones en materia de egreso de divisas para pagos de servicios prestados por no residentes, pagos de primas de reaseguros, pagos de intereses de deudas impagas, pagos de utilidades y dividendos, pago de alquileres y otras rentas a no residentes y ayuda familiar, entre otros; (iii) autoriza a la repatriación de inversiones de portafolio de no residentes, que hayan sido ingresadas a través del MULC, sin necesidad de conformidad previa del BCRA; y (iv) deroga la obligación de ingreso y liquidación de fondos provenientes de operaciones de endeudamiento financiero con el exterior. Sin embargo, establece que la liquidación de dichos fondos en el MULC será condición necesaria si se desea acceder con posterioridad al MULC para la atención de los servicios de capital e intereses.

Como consecuencia de las medidas adoptadas, se restableció la posibilidad para los residentes argentinos de comprar y transferir al exterior de la República Argentina dólares estadounidenses (y/u otras divisas) por hasta un monto que no supere el equivalente a U\$S 2.000.000 en el mes calendario sin la previa autorización del BCRA. En mayo de 2016 el límite de U\$S 2.000.000 se incrementó a un monto de hasta U\$S 5.000.000 (y/o su equivalente en otras divisas) y en agosto de 2016, mediante Comunicación “A” 6037, dicho tope fue eliminado, pudiéndose acceder al MULC para la formación de activos externos sin límite de monto.

Asimismo, de conformidad con la Comunicación “A” 5850, modificada por la Comunicación “A” 5955, cualquier emisión de títulos de deuda del sector privado (financiero y no financiero) denominada en moneda extranjera con servicios de capital e intereses no exclusivamente pagaderos en Pesos en Argentina deberá ser suscripta en moneda extranjera y los fondos obtenidos de ésta deberán ser convertidos en el mercado local a los fines de que el deudor cancele dicha deuda a través del MULC.

#### Comunicación “A” 5890 del BCRA

De acuerdo con la Comunicación “A” 5890, la cual entró en vigencia el 21 de enero de 2016, el acceso al MULC para la cancelación anticipada del capital de deuda financiera que fue repatriado y convertido a Pesos a través del MULC hasta el 16 de diciembre de 2015, puede efectuarse de la siguiente manera:

- en cualquier momento dentro del plazo de diez (10) días hábiles antes del vencimiento, en la medida en que se cumpla con el plazo de permanencia aplicable;
- con la anticipación operativamente necesaria para el pago al acreedor al momento de su vencimiento, de las cuotas de capital cuya obligación de pago dependa en la materialización de condiciones específicas expresamente contempladas en los contratos de refinanciamientos externos acordados e implementados con acreedores del exterior;

- anticipadamente a plazos mayores a los diez (10) días hábiles, ya sea en forma total o parcial, quedando establecido que el Plazo de Permanencia mínimo que pueda resultar aplicable deberá cumplirse y que el pago deberá ser financiado, en su totalidad, con el ingreso de fondos extranjeros para aportes de capital; y

- con anterioridad a plazos mayores a los diez (10) días hábiles, ya sea en todo o en parte, quedando establecido que el Plazo de Permanencia mínimo que pueda resultar aplicable deberá cumplirse y que el pago deberá ser financiado, en su totalidad, con el ingreso de deuda nueva a través del MULC con acreedores extranjeros y/o la emisión de obligaciones negociables u otros títulos que cumplan con las condiciones a ser consideradas como emisiones extranjeras.

Con respecto a cancelaciones anticipadas en más de diez (10) días hábiles de obligaciones negociables u otros títulos de deuda que cumplan con las condiciones a ser consideradas deuda extranjera y que listen y/o negocien en mercados autorizados, el acceso al MULC será admitido para su recompra y cancelación anticipada por montos que superen el valor nominal en la medida en que la operación refleje condiciones de mercado.

Mediante la Comunicación “A” 5890 se permite expresamente la cancelación anticipada total o parcial en cualquier momento de capital de deuda financiera que fuera repatriada y convertida a pesos a través del MULC desde el 17 de diciembre de 2015, quedando establecido que los fondos deberán haber sido repatriados y convertidos a pesos.

#### Comunicación “A” 6037 del BCRA

Con fecha 8 de agosto de 2016, mediante la Comunicación “A” 6037, el BCRA derogó, entre otras, a la Comunicación “A” 5265 del BCRA y las normas que aún constituían el denominado “cepo cambiario”. Entre otras cuestiones, dicha comunicación: (i) elimina la justificación documental de cada operación de cambio, bastando a partir de ahora con especificar, con carácter de declaración jurada, el concepto al que corresponde la operación (atesoramiento, comercio exterior, etc.), entre otros datos básicos; y (ii) se eliminaron los toques mensuales para operar, con el solo límite del uso del efectivo como parte de la política anti-lavado.

La Comunicación “A” 6037, tal como fuera modificada por la Comunicación “A” 6058 y “A” 6137, establece que las personas humanas residentes, las personas jurídicas del sector privado constituidas en el país que no sean entidades autorizadas a operar en cambios, los patrimonios y otras universalidades constituidas en el país y los gobiernos locales podrán acceder al mercado de cambios sin requerir la conformidad previa del BCRA, por el conjunto de los siguientes conceptos: inversiones directas de residentes, inversiones de cartera en el exterior de residentes y compras de billetes en moneda extranjera y cheques de viajeros por parte de residentes.

En el caso de ventas de divisas a residentes para la constitución de inversiones de portafolio en el exterior, la transferencia debe tener como destino una cuenta u otra tenencia de activos financieros externos registrados a nombre del cliente que no estén constituidos en países o territorios no considerados cooperadores a los fines de la transparencia fiscal en función de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto N° 589/13 y complementarias ni en países o territorios donde no se aplican, o no se aplican suficientemente, las Recomendaciones del Grupo de Acción Financiera Internacional. A estos efectos se deberá considerar como países o territorios declarados no cooperantes a los catalogados por el Grupo de Acción Financiera Internacional ([www.fatf-gafi.org](http://www.fatf-gafi.org)).

La identificación de la entidad del exterior donde está constituida la cuenta y el número de cuenta del cliente, deben quedar registrados en el boleto de cambio correspondiente.

Finalmente, y en línea con el objetivo de normalizar el MULC, el 19 de mayo de 2017, BCRA emitió la Comunicación “A” 6244, por la cual se introdujo una reforma integral del mercado cambiario con vigencia a partir del 1° de julio de 2017. En este sentido se dejaron sin efecto las normas que reglamentaban la operatoria cambiaria de acuerdo al Decreto N° 616/2005, manteniendo la vigencia de los regímenes informativos, relevamiento y seguimiento de operaciones relacionados con dichos aspectos.

Entre los aspectos más relevantes de la nueva reglamentación del BCRA se encuentran:

- Se estableció el principio de mercado libre de cambio.
- Se mantuvo la obligación de llevar a cabo cualquier operación cambiaria a través de una entidad autorizada.
- Se eliminaron las restricciones relativas a los horarios para operar en el MULC.
- Se mantienen los regímenes de información vigentes hasta ese momento.
- La obligación de los residentes argentinos de transferir a Argentina y vender en el MULC los fondos provenientes de sus exportaciones de bienes tenía que cumplirse dentro del plazo aplicable.

El 1 de noviembre de 2017 el Presidente Macri dictó el Decreto N° 893/17 que derogó parcialmente los Decretos N° 2.581/64, N° 1.555/86 y N° 1.638/01, eliminando así la obligación de los residentes argentinos de transferir a Argentina y luego vender en el MULC los fondos provenientes de sus exportaciones de bienes dentro del plazo aplicable. Posteriormente y de conformidad con el Decreto N° 893/17, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6363 fechada 10 de noviembre de 2017 eliminando así la totalidad de las disposiciones relacionadas con la transferencia y venta de fondos provenientes de exportaciones de bienes en el Mercado Cambiario aplicables a residentes argentinos.

Además, el 28 de diciembre de 2017, en virtud de las Comunicaciones “A” 6401 y “A” 6410, el BCRA reemplazó los regímenes de información establecidos por las Comunicaciones “A” 3602 y “A” 4237 con un nuevo régimen unificado para la información al 31 de diciembre de 2017.

El 6 de enero de 2018, la Ley de Emergencia Pública, dejó de estar en efecto.

Mediante el Decreto N° 27/2018 con fecha 11 de enero de 2018, con el objetivo de brindar una mayor flexibilidad al sistema, favorecer la competencia, permitiendo el ingreso de nuevos operadores al mercado de cambios y reducir los costos que genera el sistema, se estableció el mercado libre de cambios (“MELI”), reemplazando la figura del MULC. A través del MELI mercado libre de cambios se cursarán las operaciones de cambio que sean realizadas por las entidades financieras y las demás personas autorizadas por el BCRA.

Con fecha 18 de junio de 2018, el Congreso de la Nación Argentina sancionó la Ley N° 27.444, la cual deroga el Decreto N° 27/2018, pero confirma en su artículo 132 la creación del MELI en los términos previstos bajo dicho decreto.

En virtud de la comunicación “A” 6443 del BCRA, la cual entró en vigencia el 1 de marzo de 2018, las empresas de cualquier sector que operen de manera habitual en el MELI podrán funcionar como agencia de cambios con el único requisito de inscribirse en forma electrónica en el “Registro de operadores de cambio”.

El 1° de Octubre de 2018 el BCRA anunció la implementación del nuevo esquema de política monetaria, con el fin de controlar la inflación y recuperar un ancla nominal para la economía.

El mismo consiste en el compromiso de no aumentar la base monetaria hasta junio de 2019, ajustándola a la estacionalidad de los meses de diciembre y junio, cuando se incrementa la demanda de dinero.

Las metas monetarias se implementan a través operaciones de Letras de Liquidez (“Leliq”) con los bancos sumado al manejo de los mínimos de liquidez exigibles y al desarme del stock de LEBAC.

El BCRA se comprometió a mantener la tasa mínima de Leliq cercana al 60%.

Se definen, además, zonas de intervención y no intervención en el mercado de cambio, ajustándose la cota superior e inferior de los límites hasta un 3% de forma periódica.

### **Relevamiento de Activos y Pasivos Externos**

En virtud de la Comunicación “A” 6401, de fecha 26 de diciembre de 2017 se estableció un nuevo régimen de relevamiento de activos y pasivos externos. Dicho régimen reemplaza a los relevamientos dispuestos por la Comunicación “A” 3602 y Comunicación “A” 4237 a partir de la información al 31 de diciembre de 2017.

Los sujetos declarantes son las personas humanas y personas jurídicas, patrimonios y otras universalidades (tales como fideicomisos, uniones transitorias de empresas, agrupaciones de colaboración empresaria, consorcios de cooperación u otros contratos plurilaterales asociativos) residentes, que no estén comprendidas en la categoría de Gobierno General (los “Sujetos Declarantes”).

La Comunicación establece tres categorías de muestras, con distintos niveles de exigencia, las que se determinarán en función del flujo y de la tenencia de activos y pasivos durante el año calendario anterior.

Muestra principal: Involucra a los Sujetos Declarantes para los cuales la suma de los flujos de activos y pasivos externos durante el año calendario anterior, o el saldo de activos y pasivos externos a fin de ese año calendario, alcance o supere el equivalente a los US\$50.000.000. Los Sujetos Declarantes de este grupo presentarán un adelanto trimestral por cada uno de los trimestres del año y una declaración anual (la cual permitirá complementar, ratificar y/o rectificar los adelantos trimestrales realizados).

Muestra secundaria: Involucra a los Sujetos Declarantes para los cuales la suma de los flujos de activos y pasivos externos durante el año calendario anterior, o el saldo de activos y pasivos externos a fin de ese año calendario se ubique entre el equivalente a US\$10.000.000 y US\$50.000.000. Los Sujetos Declarantes de este grupo presentarán únicamente una declaración anual.

Muestra complementaria: Involucra a los Sujetos Declarantes para los cuales la suma de los flujos de activos y pasivos externos durante el año calendario anterior, o el saldo de activos y pasivos externos a fin de ese año calendario se ubique entre el equivalente a U\$S1.000.000 y U\$S10.000.000. Los Sujetos Declarantes de este grupo presentarán una declaración anual simplificada.

Los Sujetos Declarantes que no se encuentren dentro de las categorías antes mencionadas podrán presentar la declaración de manera optativa a través de un formulario simplificado.

Los plazos máximos para realizar las presentaciones serán de 180 días corridos desde el cierre del año calendario de referencia, para las presentaciones anuales; y 45 días corridos desde el cierre del trimestre calendario de referencia, para las declaraciones trimestrales. El cronograma de presentaciones fue actualizado por la Comunicación “B” 11754.

Los controles existentes, así como las restricciones adicionales de este tipo que puedan imponerse en el futuro, podrían afectar la capacidad de la Sociedad de transferir al exterior los fondos generados por sus operaciones en Argentina en Dólares Estadounidenses.

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° 616/2005, de la Resolución MEP N° 365/2005, de la Ley Penal Cambiaria y la Resolución N°3/2015 del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, Comunicación “A” 6244 del BCRA, Comunicación “A” 6261 del BCRA y Comunicación “A” 6263 del BCRA, con sus reglamentaciones, normas complementarias y reglamentarias, a cuyo efecto los interesados podrán consultar las mismas en el sitio web del Ministerio de Hacienda (<https://www.argentina.gob.ar/hacienda>) o del Banco Central ([www.bcra.gov.ar](http://www.bcra.gov.ar)).

## **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 Reforma Tributaria introdujo significativas modificaciones en la ley de impuesto a las ganancias (Ley N° 20.628) (“LIG”), afectando, entre otras cosas, al tratamiento impositivo de las obligaciones negociables. Previo a la Reforma Tributaria, en virtud de los incisos 3 y 4 del art. 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, ahora derogados, 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, se encontraban exentos del pago de impuesto a las ganancias para personas humanas y sucesiones indivisas, en la medida que cumpliera con las condiciones previstas en el art. 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 (las “Entidades Argentinas”) tenedoras de Obligaciones Negociables que obtengan intereses y/o resultados por compraventa, cambio, permuta o disposición de obligaciones negociables están alcanzados por el impuesto a las ganancias.

Con fecha 27 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1170/2018, con el propósito de reglamentar diversos aspectos de la reforma a la LIG dispuesta por la Reforma Tributaria. Así, dicho decreto contiene precisiones e incorporaciones atinentes a precios de transferencia, establecimiento permanente, reglas para compensación de quebrantos específicos, fideicomisos, venta de inmuebles, instrumentos derivados, dividendos, fondos comunes de inversión, “nuevos profesionales” y “nuevos emprendedores”, horas extras, deducción por cargas de familia, la gravabilidad de la conversión de ADRs

en acciones y viceversa no deducibilidad de las multas impuestas por organismos y autoridades distintos de la AFIP - tales como la CNV, el BCRA, la UIF, etc.-, entre otras.

En lo relativo a las obligaciones negociables, en apretada síntesis el Decreto N° 1170/2018 dispone:

1. Precisar el alcance de la expresión “demás valores” contenida en el artículo 2°, inciso 4, de la LIG modificada por la Reforma Tributaria.
2. Establecer que para gozar de la exención del impuesto a las ganancias a los rendimientos y/o a los resultados de las operaciones de venta de obligaciones negociables, los beneficiarios del exterior que sean titulares de dichas obligaciones negociables no deberán provenir de jurisdicciones consideradas “no cooperantes” y los fondos invertidos tampoco deberán provenir de dichas jurisdicciones, tal como se explica más adelante en la presente sección.
3. Establecer que, para el período fiscal 2018, la ganancia por intereses o rendimientos puede afectarse al costo computable de las obligaciones negociables que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado. Esta posibilidad aplica a títulos pactados en moneda nacional sin cláusula de ajuste o cuando tratándose de dichos títulos se haya pactado en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera.
4. Limitar, a los fines de la determinación de la ganancia bruta, la posibilidad del cómputo de quebrantos resultantes de la enajenación de obligaciones negociables cuando dentro de las 72 hs (posteriores o previas) se realiza una nueva operación de adquisición de obligaciones negociables de similar naturaleza (considerando, entre otros datos, la entidad emisora, la moneda, el plazo y la tasa de interés), debiendo adicionarse el referido quebranto al costo de adquisición de este último.

### **Intereses**

#### a) Personas Humanas y Sucesiones Indivisas:

El art. 90 de la LIG establece que los rendimientos producto de la colocación de obligaciones negociables se encuentra gravada por el impuesto a las ganancias 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 establece 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.

Mediante el Decreto 1170/2018, publicado el 26 de diciembre de 2018, el Gobierno Nacional reglamentó el alcance del impuesto a las ganancias respecto de la renta financiera obtenida por personas humanas y sucesiones indivisas. Se fijó un mínimo no imponible de \$ 66.917,91 – el cual será actualizado por el Poder Ejecutivo Nacional según el Índice de Precios Internos al por Mayor – sobre el cual estará sujeto al impuesto a las ganancias la renta obtenida por los tenedores de las Obligaciones Negociables, a las alícuotas allí indicadas.

#### b) Entidades Argentinas

El pago de intereses sobre las Obligaciones Negociables a Entidades Argentinas está sujeto al impuesto a las ganancias en Argentina a una alícuota del (i) treinta por ciento (30%) para los ejercicios fiscales que se inicien hasta el 31 de diciembre de 2019 y (ii) al veinticinco por ciento (25%) para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2020 en adelante

#### c) Beneficiarios del Exterior

De acuerdo a la Reforma Tributaria, se establece que tanto los intereses de Obligaciones Negociables como las ganancias de capital obtenidas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables que obtienen los beneficiarios del exterior (comprendidos en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que se refiere a personas físicas, sucesiones indivisas o personas ideales residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina) (“Beneficiarios del Exterior”) se encuentran exentos del impuesto a las ganancias en virtud de lo dispuesto por el inciso w) del artículo 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en la medida en que se trate de obligaciones negociables que cumplen con los requisitos previstos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y siempre que tales beneficiarios no residan en jurisdicciones no cooperantes (tal como se explica más adelante en la presente sección) o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes (tal como se explica más adelante en la presente sección). De conformidad con el Artículo 36, los intereses sobre las Obligaciones Negociables estarán exentos si se cumplen las siguientes condiciones (las “Condiciones del Artículo 36”):

(a) que las Obligaciones Negociables sean colocadas por oferta pública autorizada por la CNV;

(b) que los fondos obtenidos mediante la colocación de dichas Obligaciones Negociables, sean aplicados a uno o más de los siguientes destinos (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) integración de capital de trabajo 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 a los destinos antes especificados; y

(c) la Compañía acredite ante la CNV, en el tiempo, forma y condiciones determinados por ésta, que los fondos obtenidos fueron invertidos de acuerdo al plan aprobado.

A efectos de garantizar la transparencia de la emisión y asegurar que existan esfuerzos efectivos de colocación por oferta pública, el art. 30, Sección IV, Capítulo V, Título II y Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV y demás normas vigentes, establecen requisitos adicionales que la emisión deberá cumplir a efectos de que los tenedores de las obligaciones negociables puedan gozar de los beneficios establecidos por la Ley de Obligaciones Negociables (actualmente Ley D-1576 Digesto Jurídico), detallados en párrafos anteriores.

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 11.683, decaerán los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en dicha ley y las Co-Emisoras será responsable del pago de los impuestos que hubieran correspondido al inversor, debiendo tributar la tasa máxima prevista en el artículo 90 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 la Emisora en el supuesto en que se entienda incumplido alguno de los requisitos del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Conforme al artículo 20, inciso w), 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%.

En términos generales, se define por jurisdicciones no cooperantes aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, se considerarán como no cooperantes aquellos países que teniendo firmado un acuerdo no cumplan efectivamente con el intercambio de información. En función de la Reforma Fiscal, el listado de “jurisdicciones cooperantes” elaborado por la AFIP, será reemplazado por un listado de “jurisdicciones no cooperantes”, el cual, a la fecha del presente, no ha sido aún confeccionado. Sin perjuicio de ello, el Poder Ejecutivo de la Nación emitió el Decreto N° 279/2018, cuyo artículo 7 establece que hasta tanto sea reglamentado el artículo 15.2 de la LIG, para determinar si una jurisdicción es cooperante se verificará si está incluida en el listado vigente publicado por la AFIP, antes mencionado. La lista puede consultarse en <http://www.afip.gob.ar/jurisdiccionesCooperantes/#ver>.

De acuerdo a lo dispuesto en los artículos 21 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y 106 de la ley N° 11.683 y del Decreto 821/1998 (la “**Ley de Procedimiento Tributario**”) ciertas excepciones no serían aplicables cuando, como resultado de la aplicación de una exención, los ingresos que hubiesen recaudados por la autoridad tributaria argentina lo serían por una autoridad fiscal extranjera. Este principio, sin embargo, no es aplicable a los no residentes independientemente si este beneficio genera un aumento en monto sujeto a impuesto en otra jurisdicción.

A través de la Resolución General AFIP N° 4219/2018 se dispuso que los pagos a sujetos residentes de intereses por obligaciones negociables se encuentran sometidos al régimen de retención local (Resolución General N° 830).

Por último, 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 2018, al menos 30 días antes de la presentación de la mencionada declaración jurada, la cual deberá ser presentada en junio de 2019.

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 N° 11.683.

Asimismo, la RG 4394/2019 establece diferentes vías para canalizar la remisión de la información requerida a la AFIP.

### ***Ganancias de capital***

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.

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 (según este término se define más abajo), 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.

Para el caso de Entidades Argentinas, al momento de la enajenación el costo a imputar será igual al valor impositivo que se les hubiere asignado en el inventario inicial correspondiente al ejercicio en que se realice la enajenación. Si se tratara de adquisiciones efectuadas en el ejercicio, el costo computable será el precio de compra.

Por último, para los Beneficiarios del Exterior que no gocen de la exención prevista por el art. 20, inciso w), 4to párrafo de la LIG, pero que sean residentes de jurisdicciones cooperantes, de conformidad con el Decreto N° 279/2018, las alícuotas de retención son 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. Estas alícuotas se aplican sobre (i) una ganancia neta presunta del 90 % de las sumas pagadas por adquisición de esos valores (lo que arroja alícuotas efectivas del 4,5 % o del 13,5 %); o (ii) la ganancia real determinada por el beneficio bruto obtenido menos los gastos en que incurrieron en la Argentina para obtener esa ganancia.

### ***Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta***

El impuesto a la ganancia mínima presunta (el “IGMP”) actualmente Ley L-2293 Digesto Jurídico) grava la ganancia potencial proveniente de la titularidad de ciertos activos que generan ingresos. Las sociedades anónimas domiciliadas en Argentina, entre otras, se hallan sujetas al impuesto a una alícuota de 1% (0,20% en el caso de entidades financieras locales, empresas especializadas en operaciones de *leasing* o compañías de seguro), aplicables sobre el valor total de activos, incluidas las Obligaciones Negociables, que superen un monto total de \$200.000. La base imponible será el valor de cotización a la fecha de cierre del ejercicio si las Obligaciones Negociables listan y/o negocian en un mercado autorizado, y el costo de adquisición ajustado si no listan y/o negocian en mercados autorizados, incrementado, de corresponder, en el importe de los intereses y diferencia de cambio que se hubieran devengado a la fecha de cierre de ejercicio.

El impuesto a las ganancias determinado para el mismo ejercicio fiscal por el cual se liquida el IGMP podrá computarse como pago a cuenta de este gravamen. Si de dicho cómputo surgiere un excedente no absorbido, el mismo no generará saldo a favor del contribuyente en este impuesto, ni será susceptible de devolución o compensación alguna. Si por el contrario, como consecuencia de resultar insuficiente el impuesto a las ganancias computable como pago a cuenta del presente gravamen, procediere en un determinado ejercicio el ingreso del IGMP se admitirá, siempre que se verifique en cualesquiera de los diez ejercicios inmediatos siguientes un excedente del impuesto a las ganancias no absorbido, computar como pago a cuenta de este último gravamen, en el ejercicio en que tal hecho ocurra, el IGMP presunta efectivamente ingresado y hasta su concurrencia con el importe a que ascienda dicho excedente, incrementado de corresponder, en el importe de intereses y diferencias de cambio que se hubieran devengado a la fecha de cierre de ejercicio.

Las personas que no sean residentes en Argentina no están sujetos al impuesto al activo sobre sus inversiones en obligaciones negociables, ya sean colocados mediante una oferta pública o privada. Sólo estarán sujetos a este impuesto si se considera que tienen un establecimiento permanente en Argentina para efectos fiscales. En este sentido, la posesión de obligaciones no entra dentro del umbral de establecimiento permanente.

**El 22 de julio de 2016 se publicó en el boletín oficial la Ley N° 27.260. Dicha Ley trata en su Libro II el “Régimen de sinceramiento fiscal” e introdujo cambios al régimen tributario. Entre ellos se encuentra la derogación del impuesto a la ganancia mínima presunta para los ejercicios que se inician a partir del 1° de enero de 2019.**

### ***Impuesto al Valor Agregado***

De acuerdo con el Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables y sujeto al cumplimiento de las condiciones establecidas en dicha ley, están exentas del Impuesto al Valor Agregado las operaciones financieras y prestaciones relativas a la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización, intereses y cancelaciones de Obligaciones Negociables y sus garantías.

En virtud de la Ley N° 20.631, complementada por el Decreto N° 280/1997 y modificada por la Reforma Tributaria (la "Ley del Impuesto al Valor Agregado"), el pago de intereses de las obligaciones negociables colocadas por oferta pública que cuenten con la respectiva autorización de la CNV, regidas por la Ley N° 23.576, está exento del IVA.

Cabe mencionar que el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que, si el emisor incumple con los Requisitos y Condiciones de Exención, será responsable del pago de cualquier impuesto aplicable. En este caso, la tasa aplicable será del 21,00%, excepto en los casos especiales contemplados por la Ley del Impuesto al Valor Agregado.

### ***Impuesto sobre los Bienes Personales***

Las personas físicas domiciliadas y las sucesiones indivisas ubicadas en Argentina o en el extranjero deben considerar como un bien gravado en su determinación del impuesto sobre los bienes personales los títulos, tales como las Obligaciones Negociables.

Para las personas físicas y sucesiones indivisas domiciliadas o radicadas en la Argentina, el impuesto grava todos los bienes situados en la Argentina o en el exterior al 31 de diciembre de cada año. El mínimo no imponible fue establecido en \$ 950.000 para el ejercicio 2017, y en \$ 1.050.000 para el ejercicio fiscal 2018. Sobre el monto que exceda estos importes la tasa de impuesto aplicable fue del 0,50% para el período fiscal 2017, y para el período fiscal 2018, se redujo al 0,25%. No obstante, en diciembre de 2018, mediante la Ley N° 27.480, se aprobaron los cambios a la Ley 23.966 del Impuesto a los Bienes Personales ("**LBP**"), modificando el esquema de dicho impuesto para el ejercicio 2019. De esta manera, se eleva el mínimo no imponible a \$ 2.000.000. La tasa aplicable, calculada siempre sobre la base del monto que supere el mínimo no imponible, será del 0,25% para los contribuyentes cuyos bienes declarados lo excedan en hasta un total \$ 3.000.000; del 0,50% para los contribuyentes cuyos bienes declarados excedentes oscilen entre los \$ 3.000.000 y los \$ 18.000.000; y del 0,75% a partir del excedente de \$ 18.000.000.

En el caso de las personas físicas o sucesiones indivisas domiciliadas o radicadas en el extranjero, la LBP 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 individuales o las sucesiones indivisas domiciliadas en el exterior poseedoras de obligaciones negociables están sujetas al impuesto, a la fecha del presente no se ha establecido para ellos un procedimiento alguno para el ingreso del Impuesto sobre los bienes personales por la tenencia de obligaciones negociables.

Sin perjuicio de lo mencionado en el párrafo anterior, el artículo 26 de la LBP 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 físicas domiciliadas en la Argentina o sucesiones indivisas radicadas en el país; por lo tanto, sin perjuicio de lo que se menciona en los dos párrafos siguientes, tales títulos estarán sujetos al impuesto. En esos casos, la LBP impone la obligación de ingresar el impuesto a una alícuota total de 0,25% a partir del ejercicio 2018 para el emisor privado argentino, como responsable sustituto, autorizándolo a recuperar el monto pagado incluso mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago.

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.

La presunción legal antes mencionada no se aplica a las siguientes entidades de existencia ideal del exterior que tengan la titularidad directa de tales títulos valores: (i) compañías de seguros, (ii) fondos de inversión abiertos, (iii) fondos de pensión 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.

Asimismo, los bonos emitidos por el Gobierno Nacional, las provincias, las municipalidades y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires se encuentran exentos del impuesto sobre los bienes personales en virtud del artículo 21, inciso g), de la LBP.

Con el objeto de garantizar que esta presunción legal no se aplicará y en consecuencia, que la Compañía no será responsable en calidad de obligado sustituto respecto de las Obligaciones Negociables, la Compañía conservará en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las acciones o títulos de deuda privados y constancias que verifiquen que dicho certificado o autorización se hallaba en vigencia al 31 de diciembre del año en que tuvo lugar la obligación fiscal, conforme lo requiere la Resolución N° 2.151 de la AFIP de fecha 31 de octubre de 2006.

Asimismo, la Ley N° 27.260 establece en el artículo 63 una exención sobre este impuesto aplicable a los contribuyentes que hayan cumplido con sus obligaciones tributarias durante los períodos fiscales 2014 y 2015 y que hayan cumplido las condiciones del artículo 66 (en general, los contribuyentes que no tienen deudas pendientes con la AFIP y los contribuyentes que no ingresaron al régimen voluntario de divulgación de información, ni la regularización extraordinaria de las obligaciones fiscales y pasivos de seguridad establecidos en la Ley N° 28.260) estarán exentos del pago del impuesto para los ejercicios fiscales 2016, 2017 y 2018.

### ***Impuesto sobre los débitos y créditos en cuentas bancarias***

La Ley N° 25.413, con su modificatoria, 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 y del impuesto a la ganancia mínima presunta. 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, el IGMP 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.

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 y el Decreto N° 1.101 del 17 de octubre de 2016, han establecido que el impuesto sobre los créditos y débitos en cuentas bancarias y otras operatorias, establecido por la ley de N° 25.413 y sus modificaciones, que hubiese sido efectivamente ingresado, podrá ser computado en un 100% como pago a cuenta del impuesto a las ganancias por las empresas que sean consideradas “micro” y “pequeñas” y en un 50% por las industrias manufactureras consideradas “medias —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 27.432 se prorrogó la vigencia de este gravamen hasta el 31 de diciembre de 2022, 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 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° 409/18 estableció que un 33% del impuesto determinado y recibido por el agente de retención sobre los débitos y créditos pueda computarse como pago a cuenta del impuesto a las ganancias y del impuesto a la ganancia mínima presunta para los períodos fiscales que hubiesen iniciado a partir del 1 de enero de 2018. Es decir, a partir del Decreto N° 409/18 se admite que 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 el IGMP.

### ***Impuesto sobre los ingresos brutos***

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.

El Artículo 180, punto (1) del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que los ingresos derivados de cualquier operación respecto de Obligaciones Negociables emitidas en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables (tal como los ingresos financieros y el valor de compra en el caso de cesión) están exentas del impuesto sobre los ingresos brutos mientras les sea de aplicación la exención del impuesto a las ganancias.

El Artículo 207, punto (c) del Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires establece que los ingresos derivados de cualquier operación de Obligaciones Negociables emitidas en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables y la Ley N° 23.962, con sus modificaciones, (tal como ingresos financieros y valor de compra en el caso de cesión) están exentos del impuesto sobre los ingresos brutos en la medida en que se aplique la exención del impuesto a las ganancias.

Por lo expuesto, los potenciales adquirentes de Obligaciones Negociables residentes en la Argentina deberán considerar la posible incidencia del Impuesto sobre los Ingresos Brutos considerando las disposiciones de la legislación provincial que pudiera resultar aplicable en función de su residencia y actividad económica.

### ***Impuestos de sellos y a la transferencia***

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.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el artículo 475 inciso 50 del código fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, exime del impuesto los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas y recepciones de dinero, vinculados y/o necesarios para posibilitar la emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley N° 17.811. Esta exención ampara los instrumentos, actos, contratos, operaciones y garantías vinculados con los incrementos de capital social y/o las emisiones mencionadas precedentemente, sean aquéllos anteriores, simultáneos, posteriores o renovaciones de estos últimos hechos. No obstante, la exención quedará sin efecto si en un plazo de noventa (90) días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la Comisión Nacional de Valores y/o si la colocación no se realiza en un plazo de ciento ochenta (180) días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada. Si se realizaran en ciertas provincias, tales actos podrían estar gravados en las correspondientes jurisdicciones si no existiera una exención específica en el Código Fiscal Provincial correspondiente.

El Artículo 475, inciso 53 del código fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables emitidas conforme al régimen de las Leyes N° 23.576 y 23.962 y sus modificatorias están exentos. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables emitidas en virtud de las leyes mencionadas en el párrafo anterior, 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, simultáneas o posteriores a la misma.

La alícuota general del Impuesto de Sellos será 1% y, en la medida que el Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires no incluya reglamentaciones especiales, se aplicará sobre una base imponible equivalente al valor económico fijado en cada contrato.

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.

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.

Por su parte, en virtud del Artículo 36 bis, inciso 2, de la Ley de Obligaciones Negociables, la transferencia de obligaciones negociables creadas por la presente ley quedará exenta del impuesto sobre la transferencia de títulos valores, siempre que la misma se efectúe en los mercados abierto y/o bursátil.

### ***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%) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales argentinos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

### ***Otras Consideraciones***

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires no se grava con impuestos a la transmisión gratuita de bienes a herederos, donantes, legatarios o donatarios. Otras provincias han sancionado un impuesto a la transmisión gratuita de bienes, como la Provincia de Buenos Aires, con vigencia a partir de 2010. Respecto de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular.

Ningún impuesto a la transferencia de valores negociables, impuesto a la emisión, registro o similares debe ser pagado por los suscriptores de las Obligaciones Negociables.

### ***Fondos con origen en países no colaboradores a los fines de la transparencia fiscal***

El Decreto N° 589/2013 modificó el régimen previsto por el Decreto N° 1.344/98 y sus modificatorias, estipulando que se consideran países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales cooperadores a los fines de la transparencia fiscal, aquellos que suscriban con el Gobierno de la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula de intercambio de información amplio, siempre que se cumplimente el efectivo intercambio de información.

La consideración como país cooperador a los fines de la transparencia fiscal podrá ser reconocida también, en la medida en que el gobierno respectivo haya iniciado con el Gobierno de la República Argentina las negociaciones necesarias a los fines de suscribir un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula de intercambio de información amplio. Las condiciones para considerar iniciadas las mencionadas negociaciones podrán ser establecidas por la Administración Federal de Ingresos Públicos.

Al mismo tiempo, el Decreto 589/2013 facultó a la Administración Federal de Ingresos Públicos para elaborar el listado de los países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados y regímenes tributarios especiales considerados cooperadores a los fines de la transparencia fiscal, publicarlo en su sitio “web” (<http://www.afip.gob.ar>) y mantener actualizada dicha publicación. A tal fin, con fecha 31 de diciembre de 2013, la Administración Federal de Ingresos Públicos emitió la Resolución General N° 3.576, mediante la cual dispuso que “*los países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados y regímenes tributarios especiales, considerados cooperadores a los fines de la transparencia fiscal se clasifican conforme se indica a continuación: a) Cooperadores que suscribieron Convenio de Doble Imposición o Acuerdo de Intercambio de Información, con evaluación positiva de efectivo cumplimiento de intercambio de información, b) cooperadores con los cuales habiéndose suscripto Convenio de Doble Imposición o Acuerdo de Intercambio de Información, no haya sido posible evaluar el efectivo intercambio, y c) cooperadores con los cuales se ha iniciado el proceso de negociación o de ratificación de un Convenio de Doble Imposición o Acuerdo de Intercambio de Información?*”.

Por su parte, el artículo 15.2 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. Asimismo, se 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.

En función de la Reforma Tributaria, el listado de “jurisdicciones cooperantes” elaborado por la AFIP, será reemplazado por un listado de “jurisdicciones no cooperantes”, el cual, a la fecha del presente, no ha sido aún confeccionado. Sin perjuicio de ello, el Poder Ejecutivo de la Nación emitió el Decreto N° 279/2018, cuyo artículo 7 establece que hasta tanto sea reglamentado el artículo 15.2 de la LIG, para determinar si una jurisdicción es cooperante se verificará si está incluida en el listado vigente publicado por la AFIP, antes mencionado. La lista puede consultarse en <http://www.afip.gob.ar/jurisdiccionesCooperantes/#ver>.

Por su parte, el artículo 15.3 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 69 de la LIG para Sociedades de Capital (30% para los ejercicios 2018-2019 y 25% para los ejercicios 2020 y subsiguientes).

De acuerdo con una presunción legal establecida en el Artículo 18.2 de la Ley de Procedimientos Fiscales N° 11.68, los ingresos de fondos provenientes de países de baja o nula tributación (a que alude el artículo 15.3 de la LIG) 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 N° 11.683 (actualmente art. 21 de la Ley L-0171 Digesto Jurídico), los fondos provenientes de países considerados no colaboradores a los fines de la transparencia fiscal serán gravados de la siguiente manera:

- a) con el impuesto a las ganancias, a una tasa del 35%, aplicada sobre el 110% del monto de los fondos transferidos
- b) con el impuesto al valor agregado, a una tasa del 21%, también aplicada sobre el 110% de los fondos recibidos

desde una cuenta en un país no colaborador o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país no colaborador pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país no colaborador de una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

El sujeto local o receptor local de los fondos puede refutar dicha presunción legal probando debidamente ante la autoridad impositiva que los fondos provienen de actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por una tercera persona en dicha jurisdicción o que dichos fondos fueron declarados con anterioridad.

### ***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 – no se encuentra en vigor –, España, Finlandia, Francia, Italia, Holanda, México, Noruega, Qatar – no se encuentra en vigor –, el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, Turquía – no se encuentra en vigor –, Rusia, Suecia y Suiza. Actualmente no hay pactos ni convenciones fiscales vigentes entre Argentina y Estados Unidos. No puede precisarse cuando, si lo hubiera, un pacto será ratificado o puesto en vigencia. Por lo tanto, las consecuencias fiscales en Argentina descriptas en este capítulo se aplicarán, sin modificación a tenedores de Obligaciones Negociables que sea un residente estadounidense. Los accionistas extranjeros situados en ciertas jurisdicciones con un pacto fiscal vigente con Argentina pueden estar exentos del pago del impuesto sobre los bienes personales, en la medida que dicho pacto fiscal incluyera una exención sobre este tema.

**EL RESUMEN PRECEDENTE NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TITULARIDAD DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES. LOS TENEDORES Y LOS POSIBLES COMPRADORES DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES DEBEN CONSULTAR A SUS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN SU SITUACIÓN PARTICULAR.**

## **DECLARACIÓN POR PARTE DE EXPERTOS**

No se ha incluido en el presente Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a las Co-Emisoras.

## **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](http://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 <http://www.cnv.gob.ar> en el ítem información financiera.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina

29 de marzo de 2019

**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**

Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán  
Avenida del Libertador 602 / Piso 3°  
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 7°  
(C1106ABG) Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
Argentina