

PROSPECTO



Central Puerto S.A.

Oferta Pública de hasta 408.095.678 Acciones Existentes (incluyendo la Opción de Sobresuscripción)
(ampliable hasta el monto máximo autorizado por la regulación aplicable)

Mediante la presente colocación por oferta pública de acciones autorizadas por la Comisión Nacional de Valores (la "CNV") los Accionistas Vendedores (tal como este término se define más adelante) ofrecen hasta 408.095.678 acciones existentes (incluyendo la Opción de Sobresuscripción) (ampliable hasta el monto máximo autorizado por la regulación aplicable) de Central Puerto S.A. (indistintamente, "Central Puerto", la "Compañía", la "Sociedad", "CPSA" o la "Emisora") de valor nominal Ps. 1,00 cada una y con derecho a un voto por acción (las "Acciones Existentes"). Las Acciones Existentes serán ofrecidas en una oferta global, que comprenderá una oferta en Argentina (la "Oferta Local") y una oferta en Estados Unidos y otros países fuera de Argentina (la "Oferta Internacional"). Adicionalmente, tal como es usual en transacciones internacionales, y como parte de la Oferta Global, un accionista vendedor ha otorgado a los Colocadores Internacionales la opción de comprar, durante un plazo de 30 días desde la fecha de firma del Contrato de Colocación Internacional, una cantidad de hasta 53.229.870 Acciones Existentes para cubrir sobresuscripciones, en su caso (la "Opción de Sobresuscripción"). Las Acciones Existentes podrán estar representadas por *American Depositary Shares* ("ADS"), a opción de los Colocadores Internacionales. Cada ADS representa 10 acciones ordinarias de la Compañía.

Las Acciones Existentes serán ofrecidas en la Oferta Local a través de AR Partners S.A. y Banco de Galicia y Buenos Aires (los "Colocadores Locales") y en la Oferta Internacional a través de los Colocadores Internacionales (tal como este término se define más adelante). La colocación de las Acciones Existentes será realizada de conformidad con el artículo 4, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV (conforme la Resolución General 662/2016 de la CNV). La Compañía no recibirá fondos de la venta de Acciones Existentes por parte de los Accionistas Vendedores en la Oferta Local o en la Oferta Internacional, respectivamente. Los cierres de la Ofertas Internacional y la Oferta Local están condicionados entre sí.

Las acciones ordinarias de la Compañía se encuentran listadas en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (el "BYMA") con el símbolo "CEPU". Se espera que los ADS se negocien en la Bolsa de Comercio de Nueva York (la "NYSE") con el símbolo "CEPU".

El precio de venta definitivo de las Acciones Existentes será determinado en Dólares Estadounidenses de conformidad con el mecanismo que se describe en el presente Prospecto en la Fecha de Adjudicación por los Accionistas Vendedores (el "Precio de Suscripción Definitivo") y será informado al mercado en la Fecha de Adjudicación. Solo a efectos informativos, los Accionistas Vendedores han establecido un rango de precios indicativo no vinculante de entre U\$S1,75 y U\$S2,15 (el "Rango de Precio Indicativo"). Dicho Rango de Precio Indicativo podrá ser modificado en el Aviso de Suscripción y/o periódicamente durante el Período de Suscripción.

LA OFERTA PÚBLICA DE LA TOTALIDAD DE LAS ACCIONES DE LA EMISORA HA SIDO AUTORIZADA POR CERTIFICADO N° 430 DE FECHA 18 DE ENERO DE 2017 DE LA CNV. LA CNV NO HA EMITIDO JUICIO SOBRE LOS DATOS CONTENIDOS EN EL PRESENTE 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 Accionistas Vendedores, del órgano de administración y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Compañía y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los Artículo 119 y 120 de la Ley N° 26.831 (junto con sus modificatorias y reglamentarias, la "Ley de Mercado de Capitales"). El órgano de administración de la Compañía manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Compañía y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

La Oferta Local en la República Argentina estará regida por la Ley de Mercado de Capitales y cualquier otra ley y/o regulación aplicable de la República Argentina, incluyendo la Ley N° 19.550 y sus modificatorias y reglamentarias (la "Ley General de Sociedades") y las normas de la Comisión Nacional de Valores (la "CNV"), de conformidad con el Texto Ordenado de la Resolución General de la CNV N° 622/2013 (según fuera modificado y complementado, las "Normas de la CNV").

De acuerdo con el Artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales, los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores negociables con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores negociables, serán responsables de toda la información incluida por ellos en los prospectos por ellos registrados ante la Comisión Nacional de Valores. Asimismo, en virtud del Artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, 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.

La inversión en las Acciones Existentes implica riesgos. Véase "Factores de Riesgo" en el presente.

LAS ACCIONES EXISTENTES FUERON CALIFICADAS "I" POR FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACIÓN DE RIESGO CON FECHA 11 DE ENERO DE 2018

El presente Prospecto (incluyendo los estados financieros que se mencionan en el mismo y cualquier aviso complementario) se encuentra a disposición de los interesados: (a) en su versión impresa, en el horario habitual de la actividad comercial, en el domicilio de Central Puerto S.A., sito en Avda. Thomas Edison 2701, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, teléfonos número (+5411) 4317-5000 y en el domicilio de AR Partners S.A., sito en San Martín 344, piso 22, (C1004AAH), sito en Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina; y (b) en su versión electrónica en (i) el sitio web de la CNV, www.cnv.gov.ar, en la sección "Información Financiera"; y (ii) el sistema informático del mercado en el que listen las Acciones Existentes; y (iii) el sitio web de Central Puerto S.A. (www.centralpuerto.com);

Colocadores Locales

AR PARTNERS

AR Partners S.A.

Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación Integral
Número de matrícula asignado 31 de la CNV



Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.

Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación Integral
Matrícula N°22 de la CNV

Colocadores Internacionales

BofA Merrill Lynch

JP Morgan

Morgan Stanley

La fecha de este Prospecto es 18 de enero 2018.

ÍNDICE

AVISOS	II
DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS	III
PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRA INFORMACIÓN.....	IV
CIERTAS DEFINICIONES	VII
RESUMEN	1
CAPITALIZACIÓN Y ENDEUDAMIENTO	29
DATOS SOBRE DIRECTORES Y ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN.....	30
LA OFERTA.....	42
FACTORES DE RIESGO	46
DESTINO DE LOS FONDOS.....	75
INFORMACIÓN FINANCIERA PROYECTADA CONSOLIDADA NO AUDITADA	76
NOTAS A LA INFORMACIÓN FINANCIERA PROYECTADA CONSOLIDADA NO AUDITADA	81
RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA.....	82
INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA.....	126
EL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO	175
DIRECTORES, ADMINISTRADORES, GERENTES Y EMPLEADOS	217
ACCIONISTAS PRINCIPALES Y ACCIONISTAS VENDEDORES	218
CIERTAS RELACIONES Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS	220
DESCRIPCIÓN DE LOS ESTATUTOS Y EL CAPITAL SOCIAL	222
DIVIDENDOS Y POLÍTICA DE DIVIDENDOS.....	228
TRATAMIENTO IMPOSITIVO.....	229
DE LA OFERTA Y LA COTIZACIÓN.....	234
PLAN DE DISTRIBUCIÓN.....	237
NORMATIVA SOBRE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS.....	244
TIPOS DE CAMBIO Y CONTROLES CAMBIARIOS.....	247
ANEXO A – ESTADOS FINANCIEROS	249

AVISOS

En este Prospecto se emplean los términos “Central Puerto,” la “Compañía,” “Sociedad,” “nosotros” y “nuestro” para referirse a Central Puerto S.A. y a sus subsidiarias consolidadas, salvo indicación en contrario. A menos que se indique lo contrario, las referencias a “CPSA” corresponden a Central Puerto S.A.

Las referencias a “acciones ordinarias” corresponden a acciones ordinarias de la Compañía, de Ps. 1,00 valor nominal y un voto cada una, y las referencias a “ADS” corresponden a *American Depositary Shares*, cada uno representativo de diez acciones ordinarias, a menos que del contexto surja otra interpretación.

El término “Argentina” alude a la República Argentina. Los términos “gobierno argentino” o el “gobierno” aluden al gobierno federal de Argentina, el término “Banco Central” alude al Banco Central de la República Argentina, y el término “CNV” alude a la Comisión Nacional de Valores de Argentina. “PCGA de Argentina” significa los principios contables generalmente aceptados de Argentina. La sigla “PBI” corresponde al producto bruto interno, y todas las referencias en este Prospecto al “crecimiento del PBI” aluden al crecimiento del PBI real, la sigla “IPC” corresponde al índice de precios al consumidor, y la sigla “IPM” corresponde al índice de precios mayoristas.

Los términos contables se emplean de acuerdo con las definiciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por la *International Accounting Standards Board* (“IASB”).

La Compañía no ha autorizado a ninguna persona a brindar ninguna información distinta de la contenida en este Prospecto o en cualquier otro documento confeccionado por la Compañía o en su nombre o al que la Compañía se remita. La Compañía no asume responsabilidad por ninguna otra información suministrada por terceros, y no brinda garantías respecto de la confiabilidad de dicha información. Ni la Compañía, ni los Accionistas Vendedores, los Colocadores Internacionales ni los Colocadores Locales ni ninguna de sus respectivas afiliadas han autorizado a otras personas a brindar a los inversores información diferente o adicional de ningún tipo. Ni la Compañía, ni los Accionistas Vendedores, los Colocadores Internacionales, los Colocadores Locales ni ninguna de sus respectivas afiliadas está realizando una oferta para vender las Acciones Existentes ni los ADS en ninguna jurisdicción en la que la oferta o venta no esté permitida. Los inversores deben asumir que la información que consta en este Prospecto es exacta únicamente a la fecha consignada en la portada del presente, independientemente del momento en que se entregue este Prospecto o se realice cualquier venta de las Acciones Existentes o los ADS. Los negocios, la situación financiera, los resultados de las operaciones y las perspectivas de la Compañía podrían cambiar después de la fecha consignada en la portada de este Prospecto.

La distribución de este Prospecto y la oferta global y venta de las Acciones Existentes y los ADS en ciertas jurisdicciones puede estar restringida por ley. La Compañía, los Accionistas Vendedores, los Colocadores Internacionales y los Colocadores Locales requieren a las personas que accedan a este Prospecto a informarse acerca de dichas restricciones y observarlas. Este Prospecto no constituye una oferta de ni una invitación a comprar Acciones Existentes o ADS en ninguna jurisdicción en la que dicha oferta o invitación fuese ilícita.

DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

El presente Prospecto contiene estimaciones y declaraciones sobre hechos futuros, principalmente en “Resumen,” “Factores de Riesgo,” “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera” e “Información sobre la Compañía”.

Las estimaciones y declaraciones sobre hechos futuros se basan principalmente en los conceptos, expectativas y proyecciones de la Compañía sobre los cursos de acción, hechos y tendencias futuras que podrían afectar sus negocios y los resultados de sus operaciones. Si bien la Compañía considera que estas estimaciones y declaraciones sobre hechos futuros se basan en presunciones razonables, las mismas están sujetas a diversos riesgos e incertidumbres y se emiten a la luz de la información actualmente disponible para la Compañía.

Diversos factores importantes, además de los que se analizan en otras secciones del presente Prospecto, podrían provocar que los resultados reales de la Compañía difieran sustancialmente de los previstos en las declaraciones sobre hechos futuros, incluidos, entre otros:

- cambios económicos, financieros, comerciales, políticos, legales, sociales o de otra índole en general, en Argentina;
- cambios en las condiciones de otra jurisdicción de Latinoamérica o en los mercados desarrollados o emergentes;
- cambios en los mercados de capitales en general que puedan afectar las políticas o posiciones frente al otorgamiento de préstamos o la realización de inversiones en Argentina o en sociedades argentinas, incluso volatilidad en los mercados financieros locales e internacionales;
- aumento de la inflación;
- fluctuación del tipo de cambio, incluida una gran devaluación del peso argentino;
- cambios en las leyes, normas y regulaciones aplicables al sector eléctrico argentino, incluyendo cambios al marco normativo vigente, cambios a los programas vigentes de incentivos para la inversión en nueva capacidad de generación y reducción de subsidios gubernamentales a los consumidores.;
- la capacidad de la Compañía de desarrollar sus proyectos de expansión y resultar adjudicataria de nuevos proyectos potenciales;
- aumentos en costos de financiamiento o la incapacidad para obtener financiamiento de deuda o capital adicional en condiciones atractivas, lo que podría limitar la capacidad para financiar nuevos negocios;
- intervención estatal, incluyendo medidas que resulten en cambios al mercado laboral, al mercado de cambios o al sistema tributario argentino;
- controversias o procedimientos legales o regulatorios contrarios;
- cambios en el precio de la energía, capacidad y servicios relacionados;
- cambios en los precios y el suministro de gas natural o combustibles líquidos;
- cambios en el nivel de precipitaciones y agua acumulada;
- cambios en las regulaciones ambientales, incluyendo exposición a riesgos relacionados con las actividades comerciales de la Compañía;
- riesgos inherentes a la demanda y venta de energía;
- riesgos operativos relacionados con la generación, como también el transporte y distribución de electricidad;
- capacidad para implementar la estrategia de negocios de la Compañía, incluyendo la capacidad de completar los planes de expansión y construcción a tiempo de conformidad con el presupuesto de la Compañía;
- competencia en el sector energético, inclusive como resultado de la construcción de nueva capacidad de generación;
- exposición a riesgo crediticio derivado de los acuerdos crediticios con CAMMESA.
- la capacidad de retener a miembros clave de su gerencia de primera línea y empleados técnicos clave,
- la relación de la Compañía con sus empleados; y
- otros factores analizados en “Factores de Riesgo” en este Prospecto.

Los términos “considera”, “podría”, “apunta a”, “estima”, “continúa”, “prevé”, “pretende”, “espera”, “anticipa”, el uso del tiempo futuro y otras expresiones similares tienen por objeto identificar declaraciones sobre hechos futuros. Estas declaraciones incluyen información relativa a los resultados de las operaciones, estrategias del negocio, planes financieros, posición competitiva, contexto del sector, las posibles oportunidades de crecimiento, efectos de las futuras reglamentaciones y efectos de la competencia que posible o supuestamente podrían producirse en el futuro. Estas declaraciones tienen validez únicamente en la fecha en que se otorgaron y la Compañía no asume obligación de actualizarlas en forma pública o de revisarlas después de la distribución del presente Prospecto debido a nueva información, hechos futuros u otros factores, a menos que así se requiera en virtud de la ley aplicable. En vista de los riesgos e incertidumbres descriptos precedentemente, los hechos y circunstancias futuras que se analizan en este Prospecto podrían no ocurrir y no constituyen garantías de futuro desempeño. Debido a estas incertidumbres, los inversores no deben tomar ninguna decisión de invertir sobre la base de estas estimaciones y declaraciones de hechos futuros.

PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRA INFORMACIÓN

Estados financieros

La Compañía lleva sus libros y registros contables y publica sus estados financieros consolidados (conforme se definen más adelante) en Pesos Argentinos, que es su moneda funcional. Este Prospecto contiene los estados financieros consolidados auditados de la Compañía al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y para los ejercicios finalizados a esas fechas (los “estados financieros consolidados auditados”).

La Compañía prepara sus estados financieros en Pesos Argentinos, con arreglo a las normas contables emitidas por la CNV las cuales, a la fecha del presente, son congruentes con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”, por su sigla en inglés).

Los estados financieros consolidados auditados de la Compañía que se incluyen en el presente fueron aprobados por el directorio de la Compañía (el “Directorio”) el 26 de septiembre de 2017 a efectos de su inclusión en el presente Prospecto. Estos estados financieros dan efecto retroactivo a la Fusión 2016 (tal como se define a continuación), una fusión de sociedades bajo control conjunto, contabilizada al costo histórico en forma semejante a una combinación de intereses, con el propósito de reflejar la fusión como si hubiese ocurrido a partir del comienzo del período anterior que se presenta en los estados financieros. Para más información sobre la Fusión 2016, véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—Historia y desarrollo de la Compañía”.

Los estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados al 30 de septiembre de 2017 y para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016 (los “estados financieros intermedios condensados consolidados” y, junto con los estados financieros consolidados auditados de la Compañía, los “estados financieros consolidados”), en opinión de la gerencia, incluyen todos los ajustes (que consisten en ajustes recurrentes normales) necesarios para presentar en forma razonable la información prevista en los estados financieros intermedios condensados consolidados de manera congruente con los estados financieros anuales auditados incluidos en el presente y en cumplimiento de la Norma Internacional de Contabilidad (“NIC”) N° 34, *Información Financiera Intermedia*.

La información financiera proyectada no auditada de la Compañía incluida en este Prospecto se obtuvo a partir de la aplicación de los ajustes proyectados a los estados financieros consolidados históricos incluidos en este Prospecto. El estado de situación patrimonial proyectado consolidado no auditado al 30 de septiembre de 2017 toma en cuenta la Venta de la Planta de La Plata (conforme se define a continuación) como si hubiera ocurrido el 30 de septiembre de 2017. El estado de resultados proyectado consolidado no auditado correspondiente al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 toma en cuenta la Venta de la Planta de La Plata como si hubiera ocurrido el 1° de enero de 2015. Véase “Información Financiera Proyectada Consolidada No Auditada” para una descripción completa de los ajustes y presunciones subyacentes a la información financiera proyectada incluida en este Prospecto.

La Compañía ha determinado que, a la fecha del presente Prospecto, el Peso Argentino no reúne las características de una moneda de una economía hiperinflacionaria, de acuerdo con los lineamientos de la NIC N° 29 *Información financiera en economías hiperinflacionarias*, en virtud de la cual la información financiera expresada en una moneda hiperinflacionaria se debe ajustar aplicando un índice de precios general y se debe expresar en la unidad de medida (la moneda hiperinflacionaria) corriente al cierre del período sobre el que se informa. Por lo tanto, los estados financieros consolidados que se incluyen en el presente no han sido re expresados en moneda constante. Para más información, véase “RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA—Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Compañía—Inflación”. Sin embargo, en los últimos años, ciertas variables macroeconómicas que afectan la actividad de la Compañía, por ejemplo, el costo de la mano de obra, el tipo de cambio del Peso en relación al Dólar Estadounidense y el costo de ventas asociado con los insumos necesarios para el giro del negocio denominado en Pesos, han experimentado variaciones anuales significativas que, si bien es posible que no superen los niveles establecidos en la NIC 29, son de todas formas significativas y deben considerarse en la evaluación e interpretación de los resultados financieros informados en este Prospecto. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina—Si no bajan los niveles de inflación actuales, la economía argentina podría verse afectada adversamente”. La inflación podría afectar la comparabilidad de los distintos períodos incluidos en el presente.

Moneda y redondeo

Todas las referencias a “Pesos”, “Pesos Argentinos” o “Ps.” aluden al Peso Argentino, la moneda de curso legal en Argentina. Todas las referencias a “Dólares Estadounidenses”, “dólares” o “U\$S” aluden al Dólar Estadounidense, la moneda de curso legal en los Estados Unidos. Todas las referencias a “SEK\$” aluden a la corona sueca.

Ciertas cifras incluidas en este Prospecto y en los estados financieros consolidados que se incluyen en el mismo han sido redondeadas a efectos de facilitar su presentación. En algunos casos, las cifras porcentuales incluidas en este Prospecto han sido calculadas sobre la base de dichas cifras antes del redondeo. Por tal razón, ciertos montos porcentuales incluidos en este Prospecto pueden variar respecto a los obtenidos

realizando los mismos cálculos utilizando las cifras de este Prospecto y los estados financieros consolidados incluidos en el presente. Es posible que otros importes que aparecen en este Prospecto no sumen exactamente debido al redondeo.

Tipos de cambio

La Compañía ha convertido de Pesos a Dólares Estadounidenses algunos de los importes incluidos en este Prospecto, exclusivamente a efectos de facilitar la lectura y salvo que se indique lo contrario, utilizando el tipo de cambio divisas vendedor publicado por el Banco de la Nación Argentina al 29 de septiembre de 2017, el cual fue de Ps. 17,31 por U\$S 1,00.

El Banco de la Reserva Federal de New York no informa un tipo de cambio comprador de mediodía para el Peso Argentino. La información equivalente en Dólares Estadounidenses que se presenta en este Prospecto se brinda única y exclusivamente para facilitar la lectura y no debe interpretarse como una aseveración de que los importes en Pesos Argentinos han o pueden haber sido convertidos a Dólares Estadounidenses, a dichos tipos de cambio o a cualquier otro tipo de cambio.

El tipo de cambio divisas vendedor del Dólar Estadounidense publicado por el Banco de la Nación Argentina el 12 de enero de 2018 fue de Ps. 18,69 por U\$S 1,00. Véase “Tipos de cambio” para más información sobre el tipo de cambio entre el Peso Argentino y el Dólar Estadounidense desde 2012.

EBITDA Ajustado

En este Prospecto, la Compañía define al EBITDA Ajustado como el resultado neto del ejercicio, más gastos financieros *menos* ingresos financieros, menos resultados por participación en asociadas, más el cargo por el impuesto a las ganancias, más depreciación y amortización.

La Compañía considera que el EBITDA Ajustado, una medida financiera no preparada conforme a las NIIF, ofrece información complementaria útil a los inversores acerca de la Compañía y sus resultados. El EBITDA Ajustado es una de las medidas utilizadas por la gerencia de la Compañía para evaluar sus resultados financieros y operativos y tomar decisiones cotidianas de índole operativa y financiera. Por otra parte, el EBITDA Ajustado es una medida frecuentemente utilizada por analistas de títulos valores, inversores y otras partes para evaluar a las firmas que se desenvuelven en la industria de la Compañía. La Compañía considera también que el EBITDA Ajustado es una medida útil para los inversores pues ofrece información adicional acerca de las tendencias de los resultados de sus operaciones antes de considerar el impacto de la estructura del capital, depreciación, amortización e impuestos en sus resultados.

El EBITDA Ajustado no debe considerarse de manera aislada ni como sustituto de otras medidas de desempeño financiero presentadas con arreglo a las NIIF. El EBITDA Ajustado tiene limitaciones como herramienta analítica, entre ellas:

- El EBITDA Ajustado no refleja cambios en las necesidades de capital de trabajo o compromisos contractuales, incluidos los requerimientos de efectivo;
- El EBITDA Ajustado no refleja los gastos financieros o los requerimientos de efectivo para atender los pagos de capital o intereses de la deuda de la Compañía, o los intereses ganados u otros ingresos financieros;
- El EBITDA Ajustado no refleja el cargo por impuesto a las ganancias o los requerimientos de efectivo de la Compañía para hacer frente al impuesto a las ganancias;
- Si bien la depreciación y amortización son cargos no monetarios, en ocasiones, los activos que se deprecian o amortizan deben ser reemplazados en el futuro y el EBITDA Ajustado no refleja los requerimientos de efectivo para efectuar esos reemplazos;
- Si bien el cargo en concepto de resultados por participación en asociadas es no monetario, el EBITDA Ajustado no contempla el posible cobro de dividendos; y
- Es posible que otras compañías calculen el EBITDA Ajustado de otra forma, limitando así su utilidad como medida comparativa.

La Compañía compensa las limitaciones inherentes al uso del EBITDA Ajustado, mediante la exposición de las aludidas limitaciones, la presentación de sus estados financieros consolidados con arreglo a las NIIF y la conciliación del EBITDA Ajustado con el resultado neto, es decir, la medida preparada conforme a las NIIF más directamente comparable.

Para una conciliación del resultado neto de la Compañía con el EBITDA Ajustado, véase “Resumen de Información Financiera y Operativa”.

Participación de Mercado y Otra Información

La información que se expone en este Prospecto inherente al entorno y a la evolución del mercado, y las tasas y tendencias de crecimiento en los mercados en los que opera la Compañía se basa en información publicada por el Gobierno Argentino y por los gobiernos locales de Argentina a través del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (“INDEC”) y el Ministerio del Interior, el Ministerio de Energía, el Banco

Central, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”), la Dirección General de Estadística y Censos de la Ciudad de Buenos Aires y la Dirección Provincial de Estadística y Censos de la Provincia de San Luis, como también en información de terceros independientes, datos estadísticos e informes generados por entidades no afiliadas y en nuestras propias estimaciones internas. A su vez, en este Prospecto se incluye información derivada de (i) un informe sobre la industria solicitado por la Compañía y confeccionado por Daniel G. Gerold de G&G Energy Consultants, una firma de investigación independiente, para obtener información relativa a la industria de la Compañía y el mercado argentino y (ii) Vaisala, una empresa que desarrolla, manufactura y comercializa productos y servicios de medición ambiental e industrial.

Este Prospecto también contiene estimaciones que ha elaborado la Compañía sobre la base de información de mercado de terceros. Los estudios de mercado, con frecuencia, se apoyan en información y supuestos que pueden no ser exactos o apropiados.

Si bien la Compañía no tiene razón alguna para creer que dicha información o las fuentes de las que proviene son incorrectas en alguno de sus aspectos significativos, la Compañía, los accionistas vendedores, los Colocadores Internacionales y los Colocadores Locales no han corroborado las cifras, los datos de mercado o la información de otra índole sobre la que se basan los estudios de terceros, ni tampoco han confirmado que dichos terceros hayan verificado las fuentes externas sobre las que se apoyan esas estimaciones. Por consiguiente, la Compañía, los accionistas vendedores, los Colocadores Internacionales y los Colocadores Locales no garantizan ni asumen responsabilidad por la exactitud de la información sobre la que están basados los estudios de terceros que se presentan en este Prospecto.

Este Prospecto también contiene estimaciones de datos de mercado e información derivada de las mismas que no puede obtenerse de publicaciones efectuadas por agencias de investigación de mercado o u otras fuentes independientes. Dicha información se basa en estimaciones internas de la Compañía. En numerosos casos, no existe información públicamente disponible sobre dichos datos de mercado, por ejemplo, de asociaciones de la industria, autoridades públicas u otras organizaciones e instituciones. La Compañía cree que estas estimaciones internas de datos y la información derivada de éstas son útiles para que los inversores puedan comprender mejor la industria en la que opera la Compañía, como también su posicionamiento dentro de la misma. Si bien la Compañía cree que sus observaciones internas acerca del mercado son confiables, sus estimaciones no son revisadas o verificadas por fuentes externas. Dichas estimaciones pueden diferir de las realizadas por los competidores de la Compañía o de las futuras estadísticas facilitadas por agencias de investigación de mercado u otras fuentes independientes. La Compañía no puede garantizar que sus estimaciones o supuestos sean precisos o que reflejen con exactitud el estado y la evolución de la industria, o su posición dentro de la misma.

CIERTAS DEFINICIONES

En este Prospecto, salvo indicación en contrario o cuando del contexto surja otra interpretación:

- “CAMMESA” significa Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. Véase “El Sector Eléctrico Argentino—Aspectos Generales del Marco Legal—CAMMESA”;
- “CTM” significa Centrales Térmicas Mendoza S.A.;
- “CVOSA” significa Central Vuelta de Obligado, S.A.;
- “Ecogas” significa Distribuidora de Gas Cuyana (“DGCU”) y Distribuidora de Gas del Centro (“DGCE”) en forma conjunta;
- “Energía Base” es el marco regulatorio creado en virtud de la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias, y desde febrero de 2017, regulado por la Resolución SEE N° 19/17. Véase “El Sector Eléctrico Argentino”;
- “Energía Plus” es el marco regulatorio creado en virtud de la Resolución SE N° 1281/06, con sus modificatorias. Véase “El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—Energía Plus”;
- “FONINVEMEM” alude al Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista. Véase “El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—FONINVEMEM y Programas Similares” y “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—FONINVEMEM y Programas Similares”;
- “HPDA” significa Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A., la sociedad anónima que era propietaria de la planta de Piedra del Águila;
- “Venta de la Planta de La Plata” alude a la venta, sujeta a ciertas condiciones, de la planta de La Plata a YPF EE. Para mayor información sobre la Venta de la Planta de La Plata, véase “Resumen – Acontecimientos Recientes – Venta de la Planta de La Plata”;
- “Fecha de Vigencia de la Venta de la Planta de La Plata” alude a la fecha en que la planta de La Plata se transferirá efectivamente a YPF EE, que será el segundo día hábil posterior al cumplimiento de las condiciones bajo la oferta a YPF EE, de fecha 15 de diciembre de 2017. Para mayor información sobre la Fecha de Vigencia de la Planta de La Plata, véase “Resumen – Acontecimientos Recientes – Venta de la Planta de La Plata”;
- “LPC” significa La Plata Cogeneración S.A., la sociedad anónima que era propietaria de la planta de La Plata;
- “LVFVD” significa liquidaciones de venta con fecha de vencimientos a definir. Véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—FONINVEMEM y Programas Similares”;
- “MULC” significa el mercado único y libre de cambios;
- “ventas bajo contratos” significa (i) ventas de energía en el mercado a término bajo contratos con contrapartes del sector privado y (ii) ventas de energía vendida en el marco de Energía Plus;
- el “mercado *spot*” significa energía vendida por generadores al MEM y remunerada por CAMMESA en el marco vigente antes de Energía Base. Véase “El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—Precio del Despacho de Electricidad y el Mercado Spot antes de la Resolución SE N° 95/13”;
- “PPA” significa contratos de capacidad y suministro de energía con clientes;
- “YPF” significa YPF, S.A., la compañía de petróleo y gas de propiedad del estado argentino;
- “YPF EE” significa YPF Energía Eléctrica S.A., una subsidiaria de YPF. y
- “MEM” significa el Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina. Véase “El Sector Eléctrico Argentino—Aspectos Generales del Marco Legal—CAMMESA.”

RESUMEN

Este resumen pone de relieve información importante acerca de la Compañía incluida en otras secciones de este Prospecto. Si bien este resumen destaca lo que la Compañía considera ser la información más relevante acerca de ella, antes de invertir en las Acciones Existentes o ADS, se recomienda leer este Prospecto detenidamente para un mejor entendimiento de las INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA y la oferta global, incluyendo las secciones “Factores de Riesgo”, “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera”, “Información Financiera Proyectada Consolidada No Auditada” y las notas relacionadas y los estados financieros consolidados, con sus respectivas notas.

Descripción General

Central Puerto es la empresa de generación de energía del sector privado más grande de Argentina, en términos de energía eléctrica generada, según datos facilitados por CAMMESA. En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la energía eléctrica generada por la Compañía ascendió a un total de 12.239 GWh netos, y en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía generó un total de 15.544 GWh netos de electricidad, representando aproximadamente un 20% del total de energía generada por empresas del sector privado en el país durante cada uno de dichos períodos, según datos suministrados por CAMMESA. Al 30 de septiembre de 2017, la Compañía tenía una capacidad de generación instalada de 3.791 MW.

La Compañía tiene una cartera de activos de generación diversificada en términos geográficos y tecnológicos, con plantas distribuidas en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en las provincias de Buenos Aires, Mendoza, Neuquén y Río Negro. La Compañía utiliza tecnologías convencionales (incluida energía hidroeléctrica) para generar energía y sus activos de generación incluyen unidades de ciclo combinado, turbinas a gas, turbinas a vapor, y centrales de generación hidroeléctrica y cogeneración.

El siguiente cuadro presenta una breve descripción de las centrales eléctricas que la Compañía posee y opera a la fecha de este Prospecto:

Central eléctrica	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	Tecnología
Puerto Nuevo ⁽¹⁾	Ciudad de Buenos Aires	589	Turbinas a gas
Nuevo Puerto ⁽¹⁾	Ciudad de Buenos Aires	360	Turbinas a gas
Puerto de Ciclo Combinado ⁽¹⁾	Ciudad de Buenos Aires	765	Ciclo combinado
Planta de Luján de Cuyo	Provincia de Mendoza	509	Turbinas a vapor, turbinas a gas, generador de dos ciclos y mini turbina hidráulica para generación de energía eléctrica y vapor
Planta La Plata ⁽²⁾	La Plata, Provincia de Buenos Aires	128	Planta de cogeneración que produce energía eléctrica y vapor
Planta Piedra del Águila	Piedra del Águila (Río Limay, en el límite de las provincias de Neuquén y Río Negro)	1.440	Planta hidroeléctrica
Total		3.791 MW	

(1) Parte del “Complejo Puerto” se define en la sección “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA”.

(2) El 20 de diciembre de 2017, YPF EE aceptó la oferta de la Compañía para la venta de la planta de La Plata, sujeto a ciertas condiciones. Para mayor información sobre la Venta de la Planta de La Plata, véase “- Acontecimientos Recientes - Venta de la Planta de La Plata”.

Por otra parte, la Compañía participa en el FONINMEM, el cual es administrado por CAMMESA por instrucción del Ministerio de Energía. El anterior gobierno de Argentina creó el FONINMEM con el propósito de saldar los créditos pendientes con empresas generadoras de energía eléctrica, como Central Puerto, por ventas de energía eléctrica entre 2004 y 2011, y financiar la expansión y el desarrollo de nueva capacidad de generación.

Como resultado de la participación de la Compañía en este programa, la misma recibe pagos mensuales por algunos de sus créditos pendientes con CAMMESA. Por otro lado, la Compañía tiene participaciones en el capital de las sociedades que operan los nuevos proyectos de ciclo combinado del FONINMEM, las cuales adquirirán la titularidad de los proyectos de ciclo combinado a los diez años de la fecha de inicio de las operaciones de los mismos. En este marco, la Compañía comenzó a recibir pagos denominados en Dólares Estadounidenses de parte de CAMMESA para cancelar los créditos pendientes por ventas de energía eléctrica desde enero de 2004 hasta diciembre de 2007 durante un plazo de diez años, a partir del inicio de las operaciones de Termoeléctrica José de San Martín S.A. (“TJSM”) y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (“TMB”), lo cual sucedió en marzo de 2010. La Compañía también espera comenzar a recibir pagos denominados en Dólares Estadounidenses de parte de CAMMESA para cancelar los créditos pendientes por ventas de energía eléctrica desde enero de 2008 hasta diciembre de 2011 durante un plazo de diez años, comenzando a partir del inicio de las operaciones de la central de ciclo combinado CVOSA, lo cual se prevé sucederá en el primer trimestre de 2018. Para más información sobre el FONINMEM, véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—FONINMEM y programas similares”

y “Fortalezas competitivas—Sólida generación de flujos de fondos respaldada por flujos de fondos denominados en Dólares Estadounidenses”.

La Compañía posee participaciones en el capital de las sociedades que operan las siguientes centrales térmicas de FONINVEMEM:

Central eléctrica	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	Tecnología	Participación porcentual en la sociedad operativa⁽¹⁾
San Martín	Tambúes, Provincia de Santa Fe	865	Planta de ciclo combinado que dio inicio a sus operaciones en 2010	30,8752%
Manuel Belgrano	Campana, Provincia de Buenos Aires	873	Planta de ciclo combinado que dio inicio a sus operaciones en 2010	30,9464%
Vuelta Obligado	deTambúes, Provincia de Santa Fe	816	Planta de ciclo combinado con inicio de operaciones previsto en el primer trimestre de 2018	56,1900%

- (1) En cada caso, la Compañía es la empresa generadora del sector privado con mayor participación accionaria. Una vez transcurridos diez años de operaciones de cada una de las centrales, si todos los organismos gubernamentales que financiaron la construcción de las mismas se transformaran en accionistas de TJSM, TMB y CVOSA, la participación de la Compañía en TJSM, TMB y CVOSA podría verse diluida. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA —La participación de la Compañía en TJSM, TMB y CVOSA podría diluirse significativamente”.

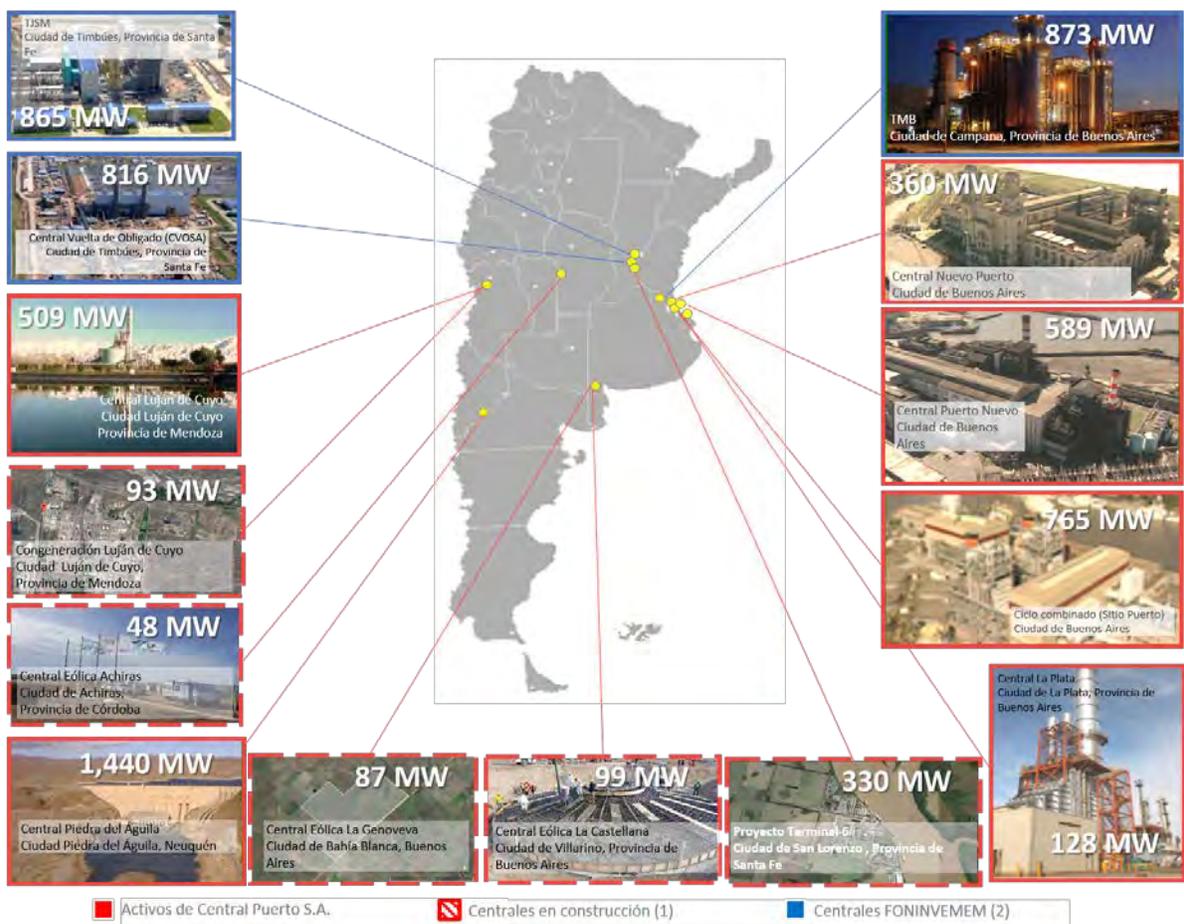
El siguiente set de gráficos muestra los activos totales de la Compañía bajo el programa FONINVEMEM:

Activos bajo el programa FONINVEMEM



1 Enel incluye Enel Generación Costanera S.A., Central Dock Sud S.A. y Enel Generación El Chocón S.A.
 Fuente: TJSM, TMB y CVOSA.

El siguiente mapa describe la ubicación de las plantas e inversiones en empresas de energía de Central Puerto en Argentina, con indicación de la respectiva capacidad instalada de cada una:



(1) “Plantas en construcción” alude a (a) los parques eólicos Achiras y La Castellana, ambos en proceso de construcción con fecha de finalización prevista en el segundo trimestre de 2018, (b) la unidad de cogeneración de Luján de Cuyo que se encuentra en construcción y cuya finalización está prevista para el cuarto trimestre de 2019, (c) la Planta de la Terminal 6 que se encuentra en construcción y cuya finalización está prevista para el segundo trimestre de 2020; y (d) el parque eólico Genova I, que se espera que esté finalizado en el segundo trimestre de 2020.

(2) “Centrales del FONINVEMEM” aluden a las centrales José de San Martín, Manuel Belgrano y Vuelta de Obligado que la Compañía espera que sean transferidas de los fideicomisos del FONINVEMEM a las centrales operativas, TJSM, TMB y CVOSA, respectivamente, luego de los primeros diez años de operaciones, como consecuencia del programa FONINVEMEM y otros programas similares. Para más información sobre las fechas en las que Central Puerto espera que se produzca dicha transferencia y demás detalles, véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—FONINVEMEM y programas similares”.

En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la Compañía registró ingresos por Ps. 5.720 millones (o U\$S330 millones), mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, registró ingresos por Ps. 5.320 millones (o U\$S 310 millones).

En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la Compañía comercializó aproximadamente el 93,25% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) en virtud de “Energía Base”, mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía comercializó aproximadamente el 93,83% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) en virtud de Energía Base. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, las tarifas pagadas por CMMESA bajo ese programa se basaban en un sistema de costos fijos y variables determinado por la entonces Secretaría de Energía Eléctrica, con arreglo a la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias. Estas tarifas, expresadas en Pesos Argentinos, se ajustaban anualmente y se mantuvieron constantes durante todo el año. Las ventas efectuadas en el marco de Energía Base representaron el 62,05% de los ingresos de la Compañía correspondientes al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, y el 58,54% de los ingresos de la Compañía correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016. Desde febrero de 2017, Energía Base se encuentra reglamentado por la Resolución N° 19/17, la cual reemplazó a la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias. La Resolución SEE N° 19/17 incrementó las tarifas de Energía Base denominándolas en Dólares Estadounidenses. En virtud de Energía Base, el combustible necesario para producir la energía que genera la Compañía es suministrado por CMMESA, sin cargo, y el precio que la Compañía recibe en carácter de generador es determinado por la Secretaría de Energía Eléctrica, sin computar el combustible suministrado por CMMESA. La remuneración de Central Puerto en virtud de Energía Base depende, en gran medida, de la disponibilidad y la producción de energía eléctrica de sus plantas.

Por otra parte, la Compañía realiza ventas por contrato, incluidas (i) ventas por contrato en el mercado a término y (ii) ventas por contrato en el marco de Energía Plus. Las ventas por contrato en el mercado a término incluyen ventas de energía eléctrica bajo contratos negociados con contrapartes del sector privado, como es el caso de YPF. Por lo general, las ventas por contrato involucran PPA con clientes y se pactan en Dólares Estadounidenses. Los precios de estos contratos incluyen el precio del combustible utilizado para la generación, cuyo costo es asumido por el generador. Cuando el plazo es a más de un año, por lo general, estos contratos incluyen mecanismos de ajuste del precio de la electricidad ante variaciones en el precio del combustible o si el generador debe usar combustibles líquidos, ante la eventual escasez de gas natural. Para más información sobre los principales clientes de Central Puerto con quienes concreta ventas por contrato en el mercado a término, véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—Clientes”. Las ventas por contrato en el mercado a término representaron el 4,32% y el 4,55% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) y el 11,36% y 13,81% de los ingresos de la Compañía por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, respectivamente. En la planta de Luján de Cuyo, la Compañía también tiene permiso para comercializar un porcentaje menor (hasta 16 MW) de su capacidad de generación y de la electricidad generada en virtud de contratos negociados con contrapartes del sector privado conforme a Energía Plus, con el fin de estimular las inversiones del sector privado en nuevas centrales de generación. Las ventas por contrato en el marco de Energía Plus representaron el 0,57% y el 0,35% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) y el 1,72% y 1,49% de los ingresos de la Compañía por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, respectivamente. Por lo general, estos contratos tienen plazos a uno o dos años, están denominados en Dólares Estadounidenses y la contraprestación pactada se paga en Pesos, al tipo de cambio vigente a la fecha de pago. Según las reglas que rigen Energía Plus, la empresa generadora compra el combustible para cubrir la demanda de electricidad comprometida y suministra energía eléctrica a grandes consumidores a precios de mercado, en Dólares Estadounidenses, acordados previamente entre la empresa generadora y sus clientes. Véase “El Sector Eléctrico Argentino”.

En el 2017, Central Puerto siguió comercializando una parte de la energía eléctrica generada en el mercado spot en virtud del marco regulatorio vigente con anterioridad a la sanción de la Resolución SE N° 95/13. La planta de La Plata comercializa el excedente de energía eléctrica tras satisfacer la demanda de su socio comercial YPF en el mercado spot, a través del Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”) y conforme a dicho marco regulatorio y Central Puerto recibe pagos por dichas ventas denominados en Pesos. La energía eléctrica que se comercializa en el mercado spot representó el 1,86% y el 1,97% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) y el 12,10% y 11,76% de los ingresos de la Compañía correspondientes al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, respectivamente. Véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Energía Eléctrica Vendida en el Mercado Spot”.

Central Puerto también recibe una remuneración conforme a la Resolución N° 724/2008, en virtud de contratos con CMMESA celebrados a efectos de mejorar la capacidad de generación de energía. Estos contratos están denominados en Dólares Estadounidenses y la contraprestación de los mismos se paga en Pesos, al tipo de cambio vigente a la fecha del pago. Los ingresos en virtud de la Resolución N° 724/2008 representaron el 4,40% y el 4,37% de los ingresos de la Compañía correspondientes al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, respectivamente. Véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Energía Eléctrica Vendida en el Mercado Spot”.

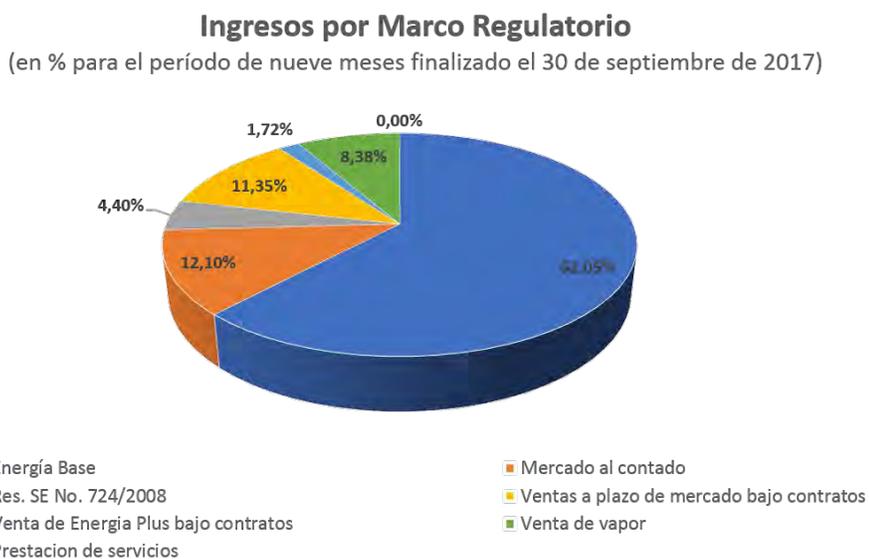
Central Puerto también produce vapor y tiene una capacidad instalada de 390 toneladas por hora. Las ventas de vapor representaron el 8,38% y el 9,99% de los ingresos de la Compañía correspondientes al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, respectivamente. La producción de vapor del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 fue de 2.141.365 toneladas métricas, mientras que para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 fue de 2.823.373 toneladas métricas. Las plantas de La Plata (que YPF EE acordó comprar a la Compañía sujeto a ciertas condiciones) y Luján de Cuyo suministran vapor en virtud de contratos negociados con YPF.

La planta de Luján de Cuyo de la Compañía tiene una unidad de cogeneración (CHP) que suministra unas 150 toneladas métricas por hora de vapor a la refinería de YPF en Luján de Cuyo en virtud de un contrato de abastecimiento de vapor. Este contrato está denominado y se factura en Dólares Estadounidenses, aunque puede ajustarse en el caso de variaciones en los precios denominados en dólares estadounidenses para combustibles necesarios para la generación de energía. En enero de 2018, la Compañía prevé firmar un acuerdo para prorrogar el contrato de abastecimiento de vapor que la Compañía tiene con YPF en la planta de Luján de Cuyo de la Compañía por un período de hasta 24 meses contados a partir del 1 de enero de 2019, sujeto a los mismos términos y condiciones que los del acuerdo de abastecimiento de vapor existente. El 15 de diciembre de 2017, la Compañía también suscribió un nuevo contrato de abastecimiento de vapor con YPF por un plazo de 15 años que reemplazará al contrato existente con YPF y entrará en vigencia cuando la nueva unidad de cogeneración que se encuentra en la planta de Luján de Cuyo comience a operar, lo que está previsto que ocurra en diciembre de 2018. Para mayor información sobre los contratos de abastecimiento de vapor recientes con YPF para la planta de Luján de Cuyo, véase “-Acontecimientos Recientes- Contratos con YPF para Abastecimiento de Vapor y CAMMESA para el proyecto de Luján de Cuyo.

La planta de La Plata, que YPF EE acordó comprar a la Compañía sujeto a ciertas condiciones, tiene una capacidad de generación de vapor de 240 toneladas métricas por hora y abastece de vapor a la refinería de YPF ubicada en La Plata. Conforme al contrato que la Compañía tiene con YPF en relación con la planta de La Plata, YPF (i) debe adquirir la energía eléctrica y todo el vapor producido por esa planta hasta la extinción del contrato, en la fecha de extinción del contrato actual o la Fecha de Vigencia de la Venta de la Planta de La Plata, lo que ocurra primero, que, con respecto al abastecimiento de vapor a YPF, fue prorrogado por un período de cinco meses contados a partir del 31 de octubre de 2017, y (ii) es responsable de suministrar a la planta el gasoil y el gas natural que sean necesarios para la operación de la planta y el agua en las condiciones requeridas para que sea convertida en vapor. Este contrato está denominado y se factura en dólares estadounidenses, pero puede ser ajustado en caso de variaciones en los precios del combustible denominados en dólares estadounidenses correspondientes al combustible necesario para la generación de energía eléctrica.

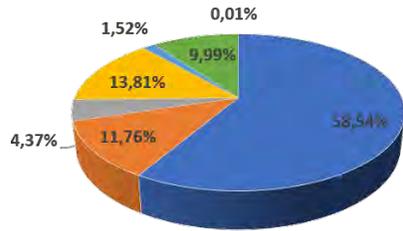
El 20 de diciembre de 2017, YPF EE aceptó la oferta de la Compañía para vender la planta de La Plata, sujeto a ciertas condiciones. Para mayor información sobre la Venta de la Planta de La Plata, véase “- Acontecimientos Recientes - Venta de la Planta de La Plata” e “Información Financiera Proyectada Consolidada No Auditada”.

Los siguientes gráficos detallan los ingresos de la Compañía en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 por marco regulatorio:



Fuente: Central Puerto

Ingresos por Marco Regulatorio (en % 2016)

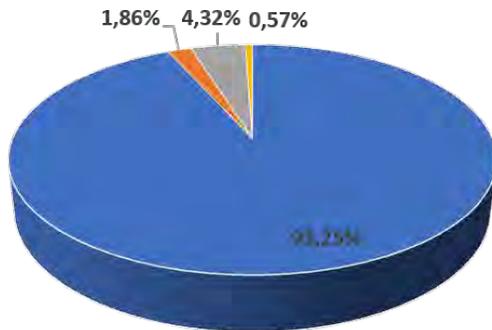


- Energía Base
- Mercado al contado
- Res. SE No. 724/2008
- Ventas a plazo de mercado bajo contratos
- Venta de Energía Plus bajo contratos
- Venta de vapor
- Prestacion de servicios

Fuente: Central Puerto

El siguiente gráfico detalla las ventas de energía eléctrica de la Compañía para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 por marco regulatorio:

Ventas de energía eléctrica por Marco Regulatorio (en % para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017)



- Energía Base
- Mercado al contado
- Ventas a plazo de mercado bajo contratos
- Venta de Energía Plus bajo contratos

Fuente: Central Puerto

Ventas de energía eléctrica por Marco Regulatorio (en % para 2016)



Fuente: Central Puerto

A la fecha de este Prospecto, la Compañía tiene importantes planes en marcha para ampliar su capacidad de generación a través de proyectos de energía renovable, los que incluyen sus primeros tres proyectos de energía eólica, con una capacidad de generación esperada de 99 MW, 48MW y 86,8 MW. En 2016, la Compañía formó una subsidiaria, CP Renovables S.A. (“CP Renovables”), con el fin de desarrollar, construir y operar proyectos de generación de energía renovable. A la fecha de este Prospecto, la Compañía tiene una participación del 70,19% en CP Renovables, mientras que el 29,81% restante está en manos de Guillermo Pablo Reca.

En 2015 y 2016, la Compañía adquirió cuatro turbinas de gas de gran resistencia y alta eficiencia: (i) una turbina de gas marca GE con una capacidad de 373 MW, (ii) dos turbinas de gas marca Siemens, cada una de ellas con una capacidad de 298 MW y (iii) una turbina de gas marca Siemens con una capacidad de 286 MW). Por otra parte, la Compañía adquirió un terreno de 130 hectáreas en el norte de la Provincia de Buenos Aires, situado en un lugar con excelentes condiciones para la entrega de combustible y acceso a líneas de transmisión de energía.

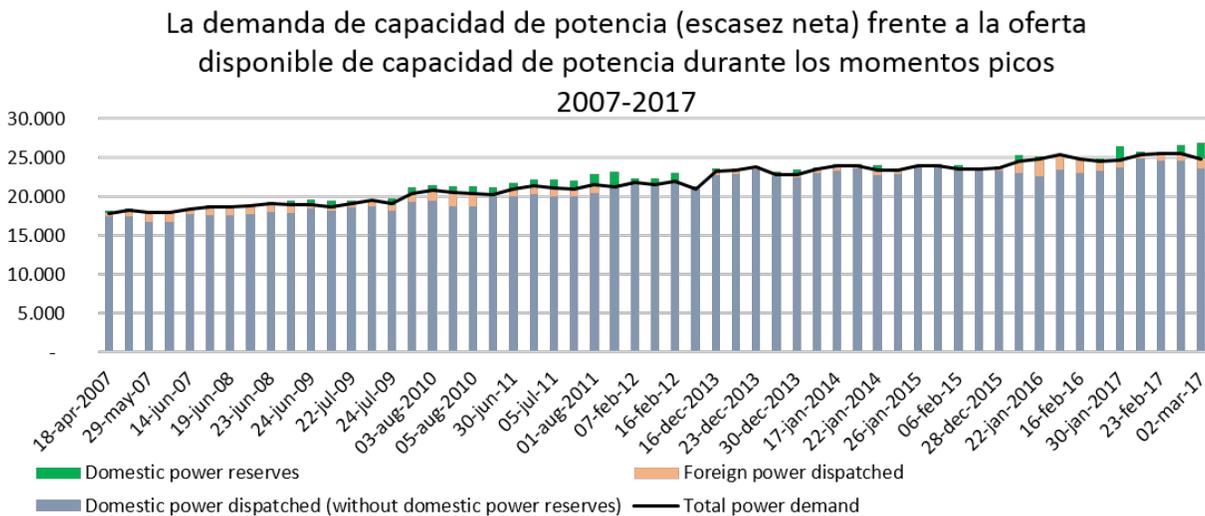
Central Puerto también posee participaciones minoritarias significativas en sociedades habilitadas para brindar el servicio público de distribución de gas natural a través de sus redes en las provincias de Mendoza, San Juan, San Luis, Córdoba, Catamarca y La Rioja. Considerando las participaciones directas e indirectas, la Compañía posee (i) una participación del 22,49% en el capital de DGCU y (ii) una participación del 39,69% en el capital de DGCE, y en conjunto, Ecogas. Al 30 de septiembre de 2017, Ecogas tenía una red de distribución de gas de 30.976 km de extensión y atendía a aproximadamente 1.309.997 clientes. En los primeros nueve meses de 2017, Ecogas distribuyó un volumen promedio de 14,89 millones de metros cúbicos de gas natural por día, y en 2016, Ecogas distribuyó un volumen promedio de 14,45 millones de metros cúbicos de gas natural por día. Este volumen de distribución representó, aproximadamente, el 11,75% y el 11,85% del gas distribuido en Argentina en los primeros nueve meses de 2017 y en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, respectivamente, según datos del *Ente Nacional Regulador de Gas* (“ENARGAS”). Durante los primeros nueve meses de 2017, la participación de Central Puerto en Ecogas generó Ps. 193,89 millones en concepto de participación en los resultados de asociadas, lo que representó el 9,33% del resultado neto de la Compañía durante ese período. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la participación de Central Puerto en Ecogas generó Ps. 110,66 millones en concepto de participación en los resultados de asociadas, representando el 6,25% del resultado neto del ejercicio. En la asamblea de accionistas que se llevó a cabo el 16 de diciembre de 2016, de acuerdo con el objetivo estratégico de concentrarse en los activos dentro de la industria energética, los accionistas consideraron una posible venta de la participación de la Compañía en Ecogas a Magna Energía S.A., pero votaron para postergar la decisión. La Compañía está evaluando distintas oportunidades estratégicas con relación a DGCU y DGCE, incluida una eventual venta de las participaciones de la Compañía en el capital de dichas empresas.

El Sector Eléctrico Argentino

Argentina se encuentra en un proceso de importantes cambios políticos, con el gobierno de Macri, que entró en funciones el 10 de diciembre de 2015, desarrollando una serie de medidas destinadas a mejorar las condiciones macroeconómicas y fomentar nuevas inversiones locales y extranjeras. El gobierno argentino ha adoptado diversas medidas concretas, tales como (i) facilitar el acceso al financiamiento internacional (inclusive mediante la celebración de acuerdos con los tenedores de bonos que se negaron a participar en ofertas de canje (conocidos como *holdouts*)), (ii) limitar el uso de las reservas internacionales del Banco Central a financiar las cancelaciones de deuda del estado, (iii) reducir sensiblemente los controles cambiarios y desregular el tipo de cambio, (iv) implementar un plan de reducción gradual del déficit fiscal, principalmente mediante la baja de los subsidios a los servicios públicos, (v) concentrarse en la política monetaria para intentar bajar la inflación con el propósito de cumplir ciertas metas de reducción de inflación progresivas, y (vi) mejorar sensiblemente el marco jurídico y regulatorio con el fin de facilitar la generación de negocios.

Los sectores eléctrico y energético de Argentina, en particular, deben crecer para cubrir la demanda insatisfecha en épocas de pico, y se necesitan importantes inversiones para hacer frente a este desafío. El mercado eléctrico de Argentina se caracteriza por una demanda creciente de energía eléctrica, acompañada de una capacidad de generación antigua e ineficiente y altos costos operativos, que han creado un margen muy estrecho entre oferta y demanda en situaciones de picos de demanda. En los últimos años, los cortes de energía han dado origen a importaciones significativas de energía eléctrica de países limítrofes. De acuerdo con los datos de CMMESA, durante la demanda pico histórica experimentada el 24 de febrero de 2017 (25,63 GW), las importaciones de energía totalizaron 0,93 GW.

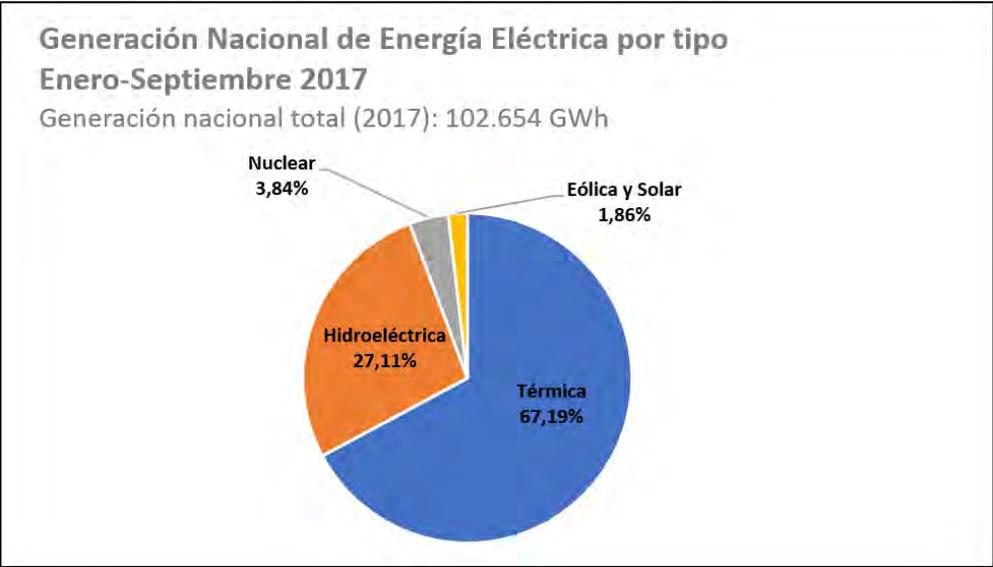
El siguiente cuadro ilustra la demanda de capacidad de energía (neto de cortes) versus la oferta disponible de capacidad de energía durante cinco momentos pico para cada año entre 2007 y 2017:



Fuente: CMMESA

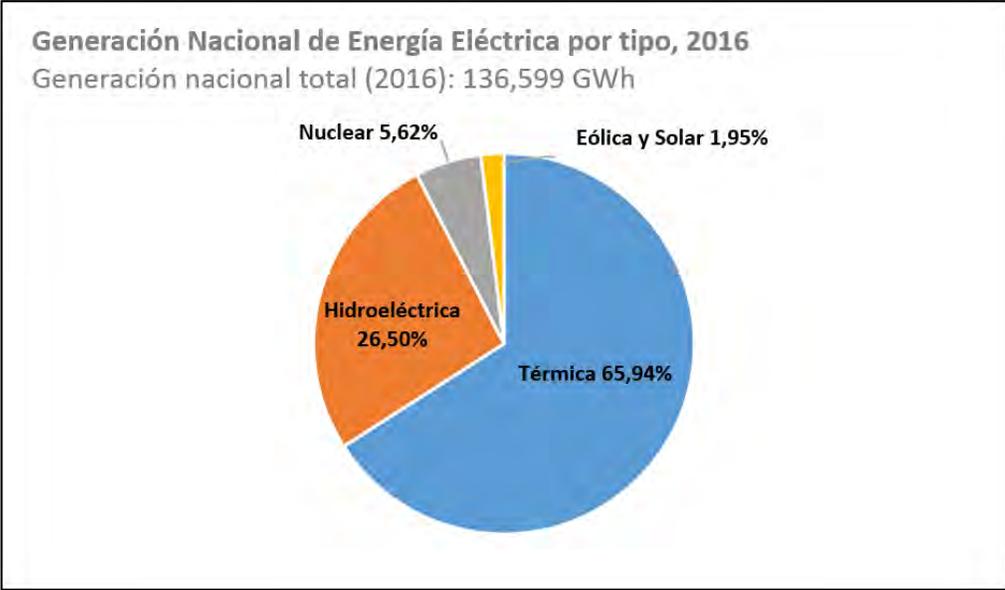
En 2003, la capacidad disponible promedio anual era de 21,07 GW, un 46,7% superior a la demanda máxima de 14,36 GW registrada para ese año mientras que en 2016 la capacidad disponible promedio anual era de 27,35 GW (de una capacidad instalada total de 33,9 GW principalmente como resultado de maquinaria antigua, obsoleta y no disponible), tan solo un 7,68% superior a la demanda máxima anual de 25,4 GW durante dicho año, cuando el consumo se vio limitado por las restricciones impuestas. No obstante, conforme a los datos provistos por CMMESA, durante la demanda máxima de ese año, experimentada el 12 de febrero de 2016 (25,3 GW), las importaciones de energía totalizaron 1,8 GW. Esta brecha en la demanda/oferta se hizo más notoria considerando que la demanda en 2015 y 2016 se vio afectada por reglamentaciones que exigieron una reducción en el consumo de energía. Sin dichas reglamentaciones, la Compañía cree que la demanda pico habría excedido la capacidad disponible promedio por un amplio margen. Asimismo, durante el 2016, Argentina importó 1.470 GWh de países limítrofes.

En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la generación total de energía eléctrica en Argentina fue de 102.654 GWh, compuesta por 67,19% de energía térmica, 27,11% de energía hidroeléctrica, 3,84% de energía nuclear y 1,86% de energía eólica y solar.



Fuente: CAMMESA

En 2016, la generación total de energía eléctrica en Argentina fue de 136.599 GWh, compuesta por 65,94% de energía térmica, 26,50% de energía hidroeléctrica, 5,62% de energía nuclear y 1,95% de energía eólica y solar.

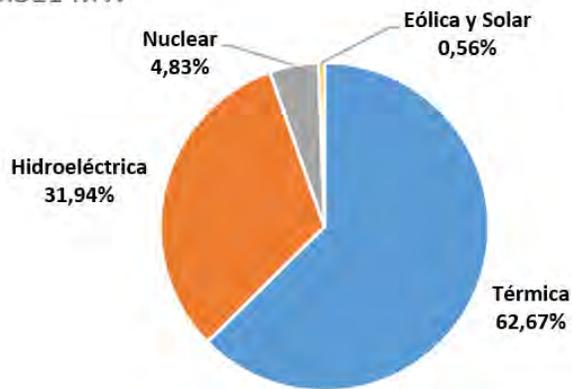


Fuente: CAMMESA

En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la composición de la capacidad de generación instalada en Argentina, por tecnología, fue la siguiente:

**Capacidad de Energía Eléctrica Nacional por tipo,
Septiembre de 2017**

Capacidad de generación nacional total (30 de septiembre de 2017): 36.311 MW

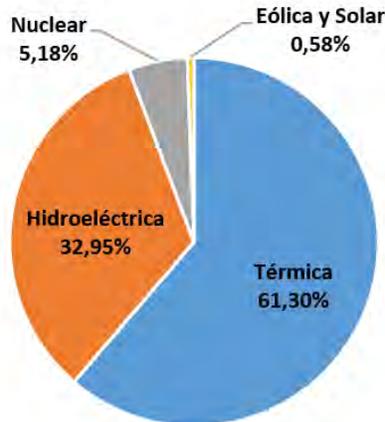


Fuente: CAMMESA

En 2016, la composición de la capacidad de generación instalada en Argentina, por tecnología, fue la siguiente:

Capacidad de Energía Eléctrica Nacional por tipo, 2016

Capacidad de generación nacional total (2016): 33.970 MW



Fuente: CAMMESA

El aumento del abastecimiento energético para satisfacer la demanda en Argentina es un objetivo clave para el gobierno argentino. La capacidad instalada del país debe aumentar considerablemente si se quieren reemplazar las antiguas unidades de generación obsoletas del sector. El Ministerio de Energía ha destacado públicamente la necesidad de nueva capacidad de generación de energía, que según sus dichos debe ser abordada por nuevos proyectos desarrollados por el sector privado. En ese sentido, el Ministro de Energía sostuvo que el país necesita incorporar 20 GW de capacidad de generación, incluidos 10 GW a partir de fuentes de energía convencionales y 10 GW a partir de fuentes renovables, a fin de satisfacer la demanda actual y en crecimiento en los próximos diez años.

En respuesta a la crisis económica argentina de 2001 y 2002, la administración anterior adoptó reglamentaciones que tuvieron efectos significativos sobre las compañías generadoras, distribuidoras y transportadoras de energía eléctrica e incluyeron el congelamiento

efectivo de tarifas, la revocación de los mecanismos de ajuste e indexación de la inflación aplicables a las tarifas, una limitación sobre la capacidad de las compañías distribuidoras de energía eléctrica de trasladar a los consumidores los aumentos en los costos y la introducción de un nuevo mecanismo de establecimiento de precios en el MEM, que tuvo un impacto significativo en los generadores de energía eléctrica y provocó diferencias sustanciales de precio dentro del mercado. Dicha regulación estricta y la intervención del gobierno representaron un obstáculo en el desarrollo del sector energético.

El actual gobierno argentino comenzó a implementar reformas fundamentales que a criterio de la Compañía mejorarán la sostenibilidad a largo plazo del sector energético, incluida la reducción de ciertos subsidios de gobierno que afectan a las empresas de servicios públicos. El 16 de diciembre de 2015, el gobierno argentino declaró el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional que estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia permitió al gobierno argentino tomar medidas destinadas a garantizar el suministro de energía eléctrica en Argentina, como instruir al Ministerio de Energía a elaborar e implementar un programa coordinado para garantizar la calidad y seguridad del sistema eléctrico y racionalizar el consumo de energía de las entidades públicas.

Asimismo, en marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución SEE N° 22/16, mediante la cual incrementó los precios de la energía eléctrica por la venta de energía por parte de las compañías generadoras en el marco del programa Energía Base. Tras los aumentos tarifarios, clientes, políticos y organizaciones no gubernamentales solicitaron medidas cautelares para la suspensión de dichos aumentos que fueron otorgadas por los tribunales argentinos, pero posteriormente rechazadas por la Corte Suprema, en base a objeciones formales y defectos procesales. A la fecha de este Prospecto, los aumentos de las tarifas de electricidad a usuarios finales no se encuentran suspendidos. Para más detalles, véase “El Sector Eléctrico Argentino— Régimen de Remuneración— El Régimen de Remuneración Previo”, “RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA —Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Compañía—Energía Base” y “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino— El Gobierno Argentino ha intervenido el sector eléctrico en el pasado y es probable que esa intervención continúe”.

El 27 de enero de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución SEE N° 19/17, que modificó sustancialmente el esquema tarifario aplicable al programa Energía Base, que se regía anteriormente por la Resolución SEE N° 22/16. Entre sus disposiciones más significativas, dicha resolución estableció: (i) que las compañías generadoras recibirían una remuneración por la energía eléctrica generada y la capacidad disponible, (ii) aumentos graduales de las tarifas con efectos a partir de febrero, mayo y noviembre de 2017, (iii) que las nuevas tarifas estarían denominadas en dólares estadounidenses, en lugar de pesos argentinos, protegiendo de esta forma a las compañías generadoras frente a las posibles fluctuaciones del valor del peso argentino y (iv) que el 100% de las ventas de energía serían cobradas en efectivo por los generadores, eliminando la creación de créditos LVFVD adicionales. Para más detalles, véase “El Sector Eléctrico Argentino— Régimen de Remuneración —El Régimen de Remuneración Actual” y “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino— El Gobierno Argentino ha intervenido el sector eléctrico en el pasado y es probable que esa intervención continúe”.

Asimismo, el gobierno actual dispuso licitaciones públicas para el desarrollo de nuevos proyectos de generación a partir de fuentes térmicas y renovables:

- Licitaciones para generación térmica

- Mediante la Resolución SEE N° 21/16, la Secretaría de Energía Eléctrica convocó a la presentación de ofertas para la instalación de nuevas unidades de generación térmicas cuyo funcionamiento debe iniciar entre el verano de 2016/2017 (algunas de los cuales están actualmente en funcionamiento) y el verano de 2017/2018. Las compañías generadoras adjudicatarias celebraron un PPA con CAMMESA, denominado en dólares estadounidenses y la energía y potencia de estas unidades será remunerada al precio indicado en la oferta y bajo los términos establecidos en la Resolución SEE N° 21/16.
- Mediante Resolución SEE N° 287-E/17, el gobierno argentino realizó una convocatoria para ofertar el suministro de energía eléctrica a ser generada a través de las unidades existentes, la conversión de unidades de ciclo combinado abierto en unidades de ciclo combinado cerrado o la instalación de unidades de cogeneración. Los objetivos principales de este proceso eran presentar ofertas consistieron en (i) aumentar la generación de energía eléctrica a partir de unidades de generación térmica y (ii) fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico argentino con unidades de generación eficientes que tengan su propio abastecimiento de combustible permanente y garantizado, reduciendo de ese modo la necesidad de transporte de electricidad y los costos para el gobierno argentino y el MEM.

- Licitaciones de fuentes renovables

- Programas RenovAR Rondas 1 y 1,5: La Secretaría de Energía Eléctrica también realizó una convocatoria para ofertar para la instalación de 1.600 MW de capacidad nueva de energía de fuentes renovables (el “Programa

RenovAR”). Esta licitación se rige por la Ley N° 27.191 y el Decreto N° 531/16, que fomentaron el aumento de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables mediante el otorgamiento, entre otras cosas, de importantes beneficios impositivos. Estos beneficios incluyen, por ejemplo, una amortización acelerada de los activos fijos a los fines del impuesto a las ganancias, el reintegro anticipado del impuesto al valor agregado (“IVA”), ampliación del plazo para la compensación de quebrantos trasladados a ejercicios futuros, reducción temporaria de la base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta, deducción de gastos, exenciones de impuestos a las distribuciones de dividendos o ganancias y el otorgamiento de ciertos certificados fiscales aplicables al pago de impuestos federales. Asimismo, hasta el 31 de diciembre de 2017, con respecto a la importación de activos de capital nuevos, equipos especiales y piezas y componentes relacionados que son necesarios para la implementación de los proyectos desarrollados bajo este régimen, la Ley N° 27.191 establece una exención al pago de los derechos de importación y exportación. En julio de 2016, se inició el proceso de licitación pública para la presentación de ofertas para la Ronda 1 del Programa RenovAR. En octubre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería, de acuerdo con la Resolución N° 252/16, lanzó la Ronda 1.5 del Programa RenovAR como continuación de la Ronda 1. Esta ronda de seguimiento permitió a los participantes volver a presentar sus ofertas con un nuevo precio.

- **Ronda 2 del Programa RenovAR:** Tras las Rondas 1 y 1,5 del Programa RenovAR, el Ministerio de Energía y Minería, de acuerdo con la Resolución N° 275/17, lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017 y adjudicó 2.043 MW de capacidad de energía de fuentes renovables.

La Ley N° 27.191 establece que los Grandes Usuarios (usuarios que, debido a sus niveles de consumo, compran energía eléctrica directamente al MEM, y denominados en este Prospecto como “Grandes Usuarios”), cuya demanda exceda 300 KW de la energía anual promedio, deben cumplir con la obligación de comprar energía renovable mediante la celebración de un contrato con una compañía generadora o mediante autogeneración. El Ministerio de Energía y Minería mediante la Resolución 281-E/2017 estableció el marco regulatorio que permite a los Grandes Usuarios comprar energía renovable a compañías generadoras privadas y las condiciones para otorgar la “prioridad de despacho” que permita que se lleven a cabo dichas operaciones y garantice que las compañías generadoras privadas no estarán en el futuro sujetas a una restricción en su despacho de generación (véase “El Sector Eléctrico Argentino— Resolución N° 281-E/17: El Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en Argentina”).

La Compañía considera que, si las reformas energéticas del gobierno argentino son implementadas en la forma esperada, los generadores deberían poder alcanzar una mayor rentabilidad a partir de sus activos de generación existentes y deberían surgir nuevas oportunidades de inversión en el sector energético. Asimismo, la Compañía considera que se encuentra bien posicionada para aprovechar los beneficios de las nuevas iniciativas del gobierno argentino, en particular aquellas medidas tendientes a reformar el sector energético, ampliar la capacidad de generación e incrementar la brecha entre la oferta y la demanda.

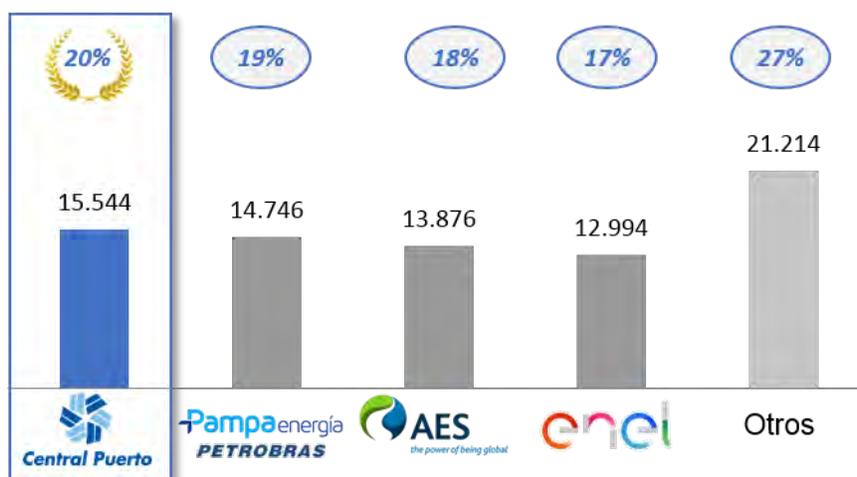
Fortalezas competitivas

La Compañía cree haber logrado una posición competitiva sólida en el sector de generación de electricidad de Argentina, como resultado de las siguientes fortalezas:

- **La empresa de generación de energía del sector privado más grande de Argentina.** Central Puerto es la empresa de generación de energía del sector privado más grande de Argentina, en términos de energía eléctrica generada, según datos proporcionados por CAMMESA. En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la Compañía generó un total de 12.239 GWh netos de electricidad, y durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía generó un total de 15.544 GWh netos de electricidad. Al 30 de septiembre de 2017, Central Puerto tenía una capacidad instalada de 3.791 MW. La posición de liderazgo que ocupa la Compañía le permite desarrollar diversas estrategias de venta y marketing, sin depender de un mercado en particular. Por otra parte, la envergadura de Central Puerto en el mercado argentino la posiciona para aprovechar futuros proyectos, a medida que se realizan inversiones en el sector de generación de energía eléctrica. Otra ventaja es su vasta capacidad instalada, pues le brinda margen suficiente para apuntalar los contratos de gran volumen que negocia.

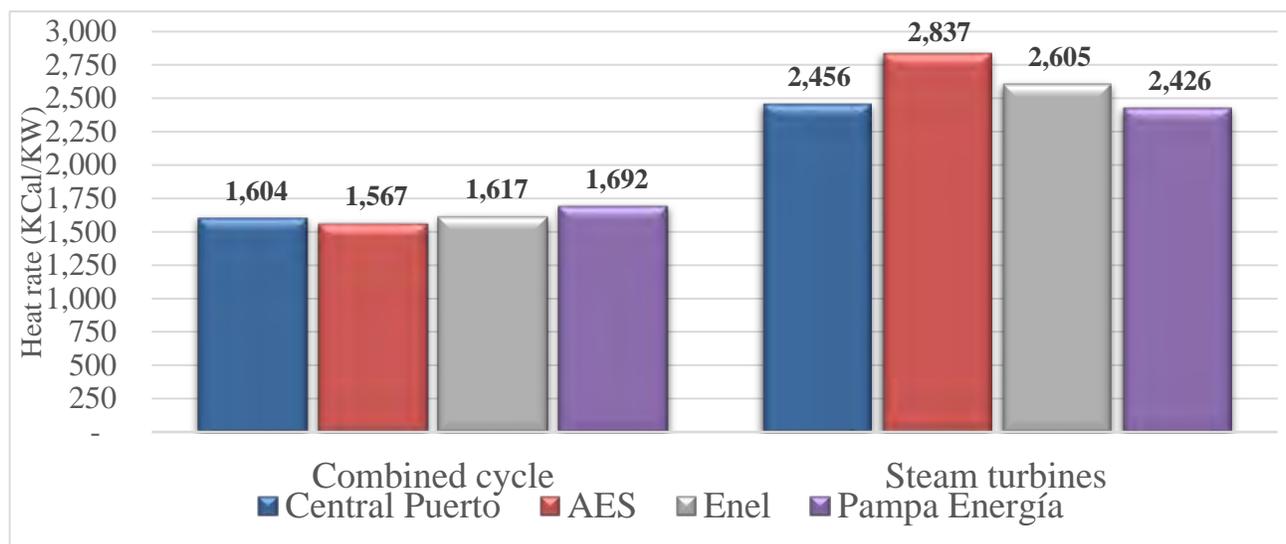
Los siguientes gráficos describen la generación de energía total del SADI por compañías privadas y participación de mercado para 2016 (agrupado por compañías relacionadas y subsidiarias):

Participaciones de mercado de generación de energía privada



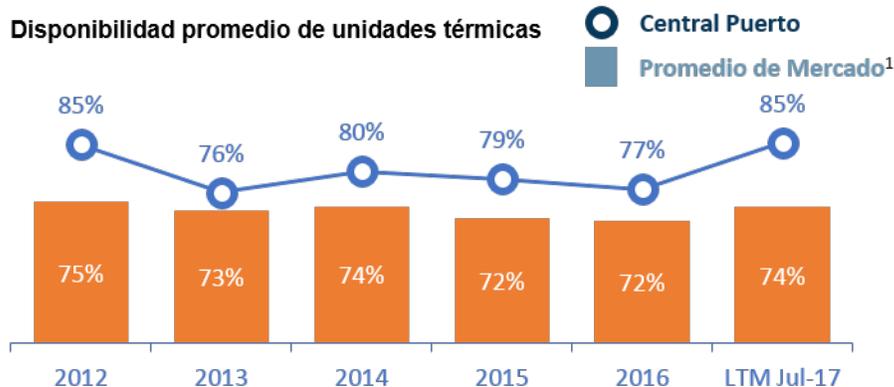
Fuente: CAMMESA. (i) Enel incluye Enel Generación Costanera S.A., Central Dock Sud S.A. y Enel Generación El Chocón S.A.; (ii) Pampa Energía incluye Central Térmica Güemes S.A., Central Térmica Loma la Lata S.A., Inversora Piedra Buena S.A., Inversora Diamante S.A., CTG e Inversora Nihuales, y Petrobras Argentina S.A.; y (iii) AES Argentina Generación incluye Central Térmica San Nicolás S.A. e Hidroeléctrica Alicuará S.A.

- Activos de excelente calidad con sólido desempeño operativo.** La Compañía posee diversos activos de generación de energía eléctrica de excelente calidad, entre ellos, turbinas de ciclo combinado, turbinas de gas, turbinas de vapor, tecnología hidroeléctrica y tecnología de cogeneración de electricidad y vapor, los que suman una capacidad instalada total de 3.791 MW. Los niveles de eficiencia de Central Puerto son superiores a los de la competencia, debido a la eficiencia de sus tecnologías. El siguiente gráfico ilustra el nivel de eficiencia para el período comprendido entre noviembre de 2016 y abril de 2017 de cada una de las unidades de generación en comparación con la de los principales competidores de la Compañía, en función del indicador de eficiencia denominado *heat rate*, es decir, la cantidad de energía empleada por un generador o central de energía eléctrica para generar un kWh de electricidad cuando se opera con gas natural.



Fuente: CAMMESA

El gráfico a continuación muestra la relación de disponibilidad de los activos térmicos en comparación con el promedio de mercado.



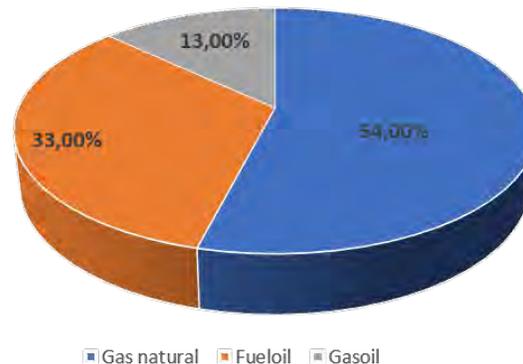
Fuente: Central Puerto, CAMMESA. ¹Disponibilidad promedio de mercado por unidad térmica.

La Compañía tiene contratos de mantenimiento a largo plazo con los fabricantes de las unidades de ciclo combinado y centrales de cogeneración con la mayor capacidad, a saber, la unidad Puerto Ciclo Combinado (CEPUCC), la unidad de ciclo combinado LDCUDCC25 en la planta de Luján de Cuyo, y las centrales de cogeneración en la planta de Luján de Cuyo (LDCUTG23 y LDCUTG24) y en la planta de La Plata (ENSETG01), conforme a los cuales los fabricantes ofrecen servicios de mantenimiento usando las mejores prácticas recomendadas para esas unidades. El resto de las unidades reciben mantenimiento a través de empleados altamente capacitados y con vasta experiencia, que siguen rigurosamente las recomendaciones y mejores prácticas definidas por los fabricantes de dichas unidades. Por otra parte, la Compañía puede generar energía a partir de distintas fuentes de combustible, entre ellas, gas natural, diesel oil y fuel oil. En los últimos años, las Compañía ha realizado inversiones en adaptar sus plantas a fin de generar energía eléctrica a partir de biocombustible y ha forjado relaciones comerciales a lo largo de los años con empresas estratégicas del sector de hidrocarburos y biocombustible. Las unidades de generación de energía de la Compañía también ocupan una posición de privilegio en la curva de despacho de energía del sistema (curva de costo marginal del MEM) gracias a su cartera de activos de generación tecnológicamente diversificada y a su elevado nivel de eficiencia en términos de consumo de combustible, lo cual garantiza un vasto despacho de energía al sistema, incluso teniendo en cuenta las nuevas incorporaciones de capacidad previstas para los próximos años adjudicadas en el marco de licitaciones para incrementar la capacidad de generación térmica y la capacidad de generación de fuentes de energía renovable.

- Activos de generación de energía diversificados y ubicados estratégicamente.** El negocio de la Compañía está diversificado tanto en términos geográficos como tecnológicos. Los activos de la Compañía son cruciales para la red de electricidad de Argentina debido a la flexibilidad que aporta la vasta capacidad de almacenamiento de combustible de sus centrales térmicas, que le permite almacenar 32.000 toneladas de combustible (cantidad suficiente para cubrir 6,3 días de consumo) y 20.000 toneladas de gas oil (cantidad suficiente para cubrir 5,7 días de consumo), sumado al acceso que tiene la Compañía a muelles de aguas profundas, la capacidad de agua de la represa y su capacidad para almacenar energía durante 45 días, operando a máxima capacidad en Piedra del Águila. Las tarifas por la transmisión de energía se encuentran reguladas y están asociadas a la distancia entre el generador y el usuario, entre otros factores. En este sentido, las centrales térmicas de la Compañía cuentan con una excelente ubicación por encontrarse en importantes centros urbanos o en la cercanía de algunos de los clientes más importantes del sistema, lo que constituye una importante ventaja competitiva. Por ejemplo, aproximadamente el 39% del consumo de energía de Argentina se concentraba en el área metropolitana de Buenos Aires en 2016. Debido a que la falta de capacidad en el SADI restringe la distribución eficiente de energía eléctrica generada en otras áreas geográficas, las plantas de generación ubicadas en Buenos Aires y Mendoza son fundamentales para abastecer la gran demanda de electricidad que se registra en esas áreas. Por otra parte, debido a la necesidad de generar electricidad cerca de un área de alto consumo dentro del país, las plantas de la Compañía se ven menos afectadas por la instalación de capacidad nueva en otras regiones.

La diversificación de las fuentes de combustible de la Compañía le permite generar energía en diferentes contextos, tal como se muestra en el siguiente gráfico:

Generación térmica por tipo de combustible, 2016
13,186 GWh: Potencia generada en 2016 por unidades térmicas



Fuente: Central Puerto

- Cartera de proyectos de crecimiento atractiva.*** La Compañía ha identificado oportunidades para mejorar su posición estratégica como líder en tecnologías de generación energética convencionales, ampliando su capacidad de generación térmica e incursionando en el mercado de la energía renovable. Atento a la acentuación de la brecha existente entre la oferta y la demanda, Argentina necesita imperiosamente incorporar nueva capacidad de generación. En consecuencia, el Gobierno Argentino ha puesto en marcha un proceso de licitación para nuevos proyectos de generación, tanto de fuentes convencionales como de fuentes renovables. En este contexto, uno de los objetivos de la Compañía es incorporar una cantidad significativa de capacidad adicional al sistema con el fin de achicar la brecha entre la oferta y la demanda en el corto plazo.

Generación Térmica. En 2015 y 2016, la Compañía adquirió cuatro turbinas de gas de gran resistencia y alta eficiencia: (i) una turbina de gas marca GE con una capacidad de 373 MW, (ii) dos turbinas de gas marca Siemens, cada una de ellas con una capacidad de 298 MW y (iii) una turbina de gas marca Siemens con una capacidad de 286 MW). Asimismo, la Compañía adquirió un terreno de 130 hectáreas en el norte de la Provincia de Buenos Aires, a través del cual la Compañía considera que podrá desarrollar nuevos proyectos que pueden sumar 1.255 MW a su capacidad instalada total con una configuración de ciclo simple o mediante operaciones de ciclo combinado. Por ejemplo, la Compañía utilizará una turbina de gas Siemens con una capacidad de 286 MW para el proyecto de cogeneración de la Terminal 6 San Lorenzo que se describe más abajo. El objetivo de la Compañía es utilizar las tres unidades restantes y el terreno mencionado, en el cual ya invirtió U\$S134 millones, para presentar una oferta por nueva capacidad de generación, a través de uno o varios proyectos, en los futuros procesos de licitación impulsados por el Gobierno Argentino. Adicionalmente, a la fecha del presente prospecto, la Compañía ha pagado SEK\$ 381,37 millones (que, convertidos al tipo de cambio publicado por el Banco Central a la fecha de cada pago, equivalen a U\$S 45,46 millones) para adquirir dos turbinas de gas Siemens adicionales para el proyecto Luján de Cuyo descripto más abajo.

El 16 de noviembre de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica, por Resolución SEE N° 420-E/2016, invitó a compañías interesadas en desarrollar o ampliar sus unidades de generación térmica a presentar proyectos preliminares para nuevos proyectos. Los objetivos de la citada resolución radican en identificar los posibles términos de proyectos que conduzcan a reducir costos en el MEM y a fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico argentino. Así, el 13 de enero de 2017, la Compañía presentó una serie de proyectos preliminares no vinculantes. Por consiguiente, la Compañía espera que durante 2018 el Gobierno Argentino lance uno o varios procesos de licitación que involucren a las categorías definidas por la Resolución SEE N° 420-E/16: (a) nuevos ciclos combinados, (b) centros de abastecimiento y almacenamiento para empresas de generación; y (c) ductos que reduzcan o minimicen los costos asociados a la generación de energía eléctrica.

La Secretaría de Energía Eléctrica, por Resolución SEE N° 287-E/17, llamó a licitación para el suministro de la energía eléctrica a generar a través de unidades existentes, la conversión de unidades de ciclo combinado abierto en unidades de ciclo combinado cerrado, o la instalación de unidades de cogeneración.

La Compañía presentó las ofertas el 9 de agosto de 2017, y el 25 de septiembre de 2017, la Compañía resultó adjudicataria de dos proyectos de cogeneración con las características que se detallan en el siguiente cuadro. Los proyectos de la Terminal 6 San Lorenzo y Luján de Cuyo que le fueran recientemente adjudicados a la Compañía tienen dos posibles fuentes de ingresos: (i) ventas de energía eléctrica a CAMMESA mediante PPA a 15 años denominados en Dólares Estadounidenses,

y (ii) ventas de vapor en virtud de contratos de suministro de vapor separado, negociados con compradores del sector privado los cuales, según se prevé, estarán denominados en Dólares Estadounidenses. La Compañía suscribió los PPA con CAMMESA el 4 de enero de 2018. La Compañía suscribió los contratos de suministro de vapor con T6 Industrial S.A. e YPF el 27 de diciembre de 2017 y el 15 de diciembre de 2017, respectivamente.

	<u>Terminal 6 San Lorenzo</u>	<u>Luján de Cuyo</u>
Ubicación	San Lorenzo, provincia de Santa Fe (dentro del complejo agroindustrial Terminal 6)	Luján de Cuyo, provincia de Mendoza (dentro de la planta de Luján de Cuyo de la Compañía)
Fecha de habilitación comercial prevista	Mayo de 2020	Noviembre de 2019
Inversión en activos de capital total estimada (no incluye IVA)	U\$S284 millones	U\$S91 millones
Capacidad eléctrica adjudicada	330 MW (para el invierno) 317 MW (para el verano)	93 MW (para el invierno) 89 MW (para el verano)
Configuración técnica	Sistema de cogeneración con una turbina de gas y una turbina de vapor	Sistema de cogeneración con dos turbinas de gas
<i>Segmento de energía eléctrica:</i>		
Precio de la capacidad eléctrica adjudicada por MW de capacidad instalada	U\$S17.000 por mes	U\$S17.100 por mes
Precio de la energía generada adjudicada (sin computar el costo del combustible)	U\$S8,00 por MWh para funcionamiento a gas natural y U\$S10,00 por MWh para funcionamiento a gas oil	U\$S8,00 por MWh
Plazo contractual	15 años	15 años
Fecha de celebración del PPA	4 de enero de 2018	4 de enero de 2018
<i>Segmento de vapor:</i>		
Capacidad de producción de vapor	350 toneladas por hora	125 toneladas por hora
Comprador de vapor	T6 Industrial S.A.	YPF
Plazo contractual	15 años	15 años

La Compañía se encuentra evaluando proyectos adicionales para los futuros procesos de licitación impulsados por el Gobierno Argentino con respecto a las demás categorías definidas en la Resolución SEE N° 420-E/16. De acuerdo con informes públicos, a abril de 2016, el Ministerio de Energía señaló que el gobierno argentino planeaba adicionar 20 GW de capacidad eléctrica, de la cual 10 GW debían provenir de fuentes convencionales. Luego de los dos procesos de licitación previos conforme a las Resoluciones SEE 21/16 y 287/17, el gobierno argentino adjudicó dos proyectos con una capacidad de 2,9 GW y 1,8 GW, respectivamente.

Generación de Energía Renovable. La Compañía está desarrollando dos proyectos de energía eólica en Argentina, con las siguientes características:

	<u>La Castellana</u>	<u>Achiras</u>
Ubicación	Provincia de Buenos Aires	Provincia de Córdoba
Fecha de habilitación comercial prevista.....	Abril de 2018	Abril de 2018
Inversión en activos de capital total estimada (IVA incluido)	U\$S148 millones	U\$S74 millones
Capacidad eléctrica adjudicada	99 MW	48 MW
Precio adjudicado por MWh	U\$S61,50	U\$S59,38
Plazo contractual	20 años, a partir de la habilitación comercial	20 años, a partir de la habilitación comercial
Fecha de celebración del PPA	Enero de 2017	Mayo de 2017
Cantidad de generadores	32	15
Capacidad por unidad	3,15 MW	3,2 MW
Proveedor de la turbina eólica	Acciona Windpower – Nordex	Acciona Windpower – Nordex

En el marco del proyecto del parque eólico La Castellana (el “Proyecto La Castellana”) y el proyecto del parque eólico Achiras (el “Proyecto Achiras”), Central Puerto ya obtuvo estudios de producción de energía preparados por un especialista independiente, como también la aprobación de los organismos regulatorios de los estudios de impacto ambiental, las habilitaciones municipales relevantes y la aprobación de los organismos regulatorios de los relevamientos eléctricos relacionados con el acceso a la red de transmisión. Por otra parte, Central Puerto goza del usufructo del terreno hasta el 9 de mayo de 2041 en la Provincia de Buenos Aires en el que se emplazará el Proyecto La Castellana y es propietaria de los

terrenos situados en la Provincia de Córdoba en los que se desarrollará el Proyecto Achiras. La Compañía ha comenzado con la construcción de las plantas y ha suscripto contratos con proveedores para adquirir y mantener las turbinas eólicas para ambos proyectos.

Finalizadas las Rondas 1 y 1.5 del programa RenovAR, el Ministerio de Energía y Minería, por Resolución N° 275/17, lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017 y adjudicó 2.043 MW de capacidad de generación de energía renovable.

La Compañía presentó ofertas para la Ronda 2 del Programa RenovAR el 19 de octubre de 2017 y, el 29 de noviembre de 2017, resultó adjudicataria de un proyecto de energía eólica denominado “La Genoveva I”, que le permitirá incorporar una capacidad adicional de 86,6 MW y seguir aumentando su presencia en el sector de energías renovables.

Las características principales del proyecto adjudicado se detallan a continuación:

	La Genoveva I
Ubicación	Provincia de Buenos Aires
Fecha de habilitación comercial prevista	Mayo de 2020
Fecha de firma estimada del PPA	Mayo de 2018
Inversión total en activos de capital estimada (IVA incluido)	U\$S105 millones
Potencia adjudicada	86,6 MW
Precio de potencia adjudicada por MWh de capacidad instalada	U\$S 40,90 por MWh
Duración estimada del contrato	20 años, a partir del inicio de la actividad comercial
Cantidad de generadores	25
Capacidad por unidad	3,46 MW

La Compañía tiene previsto presentar ofertas en futuras rondas del Programa RenovAr y/o desarrollar con el fin de abastecer a los Grandes Usuarios en el mercado a término de energía renovable (véase “El Sector Eléctrico Argentino – Resolución N° 281-E/17: El Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en Argentina”), incluyendo los proyectos detallados a continuación:

Nombre del proyecto potencial	Fuente Renovable	Ubicación	Energía Potencial en MW
La Castellana II ⁽¹⁾	Viento	Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires	15,75
Achiras II ⁽¹⁾	Viento	Achiras, Provincia de Córdoba	81,90
La Genoveva II ⁽¹⁾	Viento	Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires	97,02
Cerro Senillosa ⁽²⁾	Viento	Senillosa, Provincia de Neuquén	100,00
Picún Leufú ⁽²⁾	Viento	Picún Leufú, Provincia de Neuquén	100,00

(1) Los proyectos son proyectos potenciales en energías renovables en relación con los cuales la Compañía ya solicitó prioridad de despacho de energía en el mercado a término de energías renovables en virtud de la Resolución N.º 281-E/17 (véase “El Sector Eléctrico Argentino—Resolución N° 281-E/17: el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en Argentina”). CAMMESA aún no ha otorgado dicha prioridad para el despacho de energía.

(2) Proyectos potenciales de energía renovable en relación con los cuales la Compañía espera presentar ofertas en rondas futuras del Programa RenovAR.

No obstante, la Compañía no puede garantizar que el gobierno argentino abrirá nuevos procesos de licitación o que sus ofertas serán exitosas o que podrá celebrar PPA en el futuro. Asimismo, no puede garantizar que será capaz de beneficiarse conforme a lo previsto de las reformas en materia energética impulsadas por el gobierno argentino. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía—Ciertos factores ajenos al control de la Compañía podrían afectar su capacidad de ganar licitaciones públicas que involucren nueva capacidad de generación, o bien afectar o demorar la construcción de nuevas centrales eléctricas, una vez adjudicados los proyectos a la Compañía”.

- **Sólida generación de flujos de fondos respaldada por flujos de fondos denominados en Dólares Estadounidenses.** La Compañía tiene flujos de fondos sólidos y estables que, en su mayor parte, provienen de pagos efectuados por CAMMESA, principalmente, a causa de la estructura de remuneración de la generación energética vigente en Argentina. Dichos pagos dependen, en mayor medida, de dos factores: (i) la disponibilidad de capacidad de generación y (ii) la cantidad de energía eléctrica generada. Ambas variables se han mantenido relativamente estables en los últimos años, como resultado de la diversificación de tecnologías y la alta eficiencia de las unidades de generación de energía de la Compañía. Anteriormente, algunos de estos flujos de fondos estaban denominados en Pesos Argentinos, al igual que los pagos efectuados por CAMMESA. No obstante, posteriormente a febrero de 2017, por Resolución SEE N° 19/17, los pagos efectuados en virtud del programa Energía Base están denominados en Dólares Estadounidenses, pero los pagos se efectúan en Pesos y están

sujetos a ciertos incrementos tarifarios. Por otro lado, los flujos de fondos de la Compañía tienen poca exposición a los cambios en los precios del combustible, ya que el combustible necesario para producir energía en virtud del programa Energía Base es suministrado por CAMMESA sin cargo o mediante un mecanismo de compensación de los ingresos que recibe la Compañía, y las ventas por contrato en el mercado a término generalmente incluyen mecanismos de ajuste de precios en base a las variaciones en el precio del combustible. Además de estos pagos, los flujos de efectivo de la Compañía están respaldados por los pagos denominados en Dólares Estadounidenses que recibe de CAMMESA por los créditos en virtud de los acuerdos relacionados con las centrales térmicas San Martín y Manuel Belgrano formadas en el marco del FONINVEMEM, que comenzaron en marzo de 2010 y se prevé que continuarán hasta marzo de 2020. Durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la Compañía recibió Ps. 238,17 millones (U\$S14,86 millones en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de capital y Ps. 19,83 millones (U\$S1,24 millones en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de intereses por estos créditos (IVA incluido); de estos montos, se retuvieron Ps. 16,08 millones (U\$S 1 millón en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de retenciones impositivas que son utilizadas como créditos fiscales. Durante el período de doce meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la Compañía recibió Ps.313,02 millones (U\$S19,81 millones en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de capital y Ps.26,77 millones (U\$S1,70 millones en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de intereses por estos créditos (IVA incluido); de estos montos, se retuvieron Ps.16,08 millones (U\$S1,00 millón en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de retenciones impositivas que son utilizadas como créditos fiscales. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía recibió Ps. 281,19 millones (U\$S19,81 millones en pagos denominados en Dólares Estadounidenses) en concepto de capital y Ps. 26,02 millones (U\$S1,83 millones en pagos denominados en Dólares Estadounidenses) en concepto de intereses por estos créditos (IVA incluido). Por otra parte, la Compañía espera recibir nuevos pagos mensuales denominados en Dólares Estadounidenses de CAMMESA por los créditos incluidos en el acuerdo relacionado con la central térmica Vuelta de Obligado, una vez que la planta inicie sus operaciones de ciclo combinado, supuestamente, durante el primer trimestre de 2018.

- **Sólida situación financiera y amplio margen de endeudamiento adicional.** La Compañía goza de una solidez financiera y una eficiencia operativa que, al combinarse con un bajo nivel de endeudamiento, le brindan la posibilidad de implementar con éxito su estrategia de crecimiento del negocio y crear valor para sus accionistas. En cuanto respecta a la situación financiera de la Compañía, el efectivo y equivalentes de efectivo y otros activos financieros corrientes de la Compañía ascendieron a un total de Ps. 1,01 mil millones (U\$S0,06 mil millones) al 30 de septiembre de 2017 y a Ps. 1,83 mil millones (U\$S0,11 mil millones) al 31 de diciembre de 2016. A la fecha de este Prospecto, la Compañía tiene líneas de crédito no utilizadas con bancos comerciales, por un total de aproximadamente Ps. 3,20 mil millones.
- **Un equipo directivo sólido y con demostrada experiencia en lograr metas de crecimiento.** Los ejecutivos de la Compañía cuentan con una vasta experiencia y trayectoria en el gerenciamiento corporativo y, en promedio, tienen unos 18 años de experiencia en la industria. Dichos ejecutivos combinan experiencia en diversos mercados y en diferentes ciclos y sectores económicos, lo cual ha sido demostrado por el crecimiento y la expansión que la Compañía ha experimentado desde comienzos de los años 90. Asimismo, dichos ejecutivos cuentan con probada experiencia en adquisiciones y acceso a los mercados financieros. Por ejemplo, en 2007, HPDA emitió exitosamente bonos por un valor nominal total de U\$S 100 millones, los cuales fueron pagados en su totalidad en 2016. Asimismo, en 2015, junto con un consorcio de inversores, la Compañía adquirió una participación minoritaria en Ecogas, una empresa que se dedica a distribuir gas natural a través de su red de 30.976 km de extensión y atiende a unos 1.309.997 clientes, diversificando más aún la participación de la Compañía en el sector. La Compañía considera que su equipo directivo ha tenido éxito en identificar atractivas oportunidades de inversión, estructurar planes de negocio innovadores y consumir transacciones complejas con gran eficiencia.

Dentro de su estructura gerencial, la Compañía cuenta con importantes conocimientos a nivel nacional, con profesionales que han participado activamente en las etapas de construcción y desarrollo de proyectos, articulando planes de inversiones privadas y del sector público, tanto con socios argentinos como internacionales. A su vez, el equipo directivo de la Compañía cuenta con experiencia en la industria, en el ámbito local y en el internacional, se encuentra familiarizado con la operación de sus activos en contextos de constante cambio y evolución, y está altamente comprometido con el proceso cotidiano de toma de decisiones.

Finalmente, los funcionarios ejecutivos de la Compañía tienen un férreo entendimiento del entorno comercial de la Argentina que, históricamente, se ha caracterizado por su volatilidad, han entablado y mantenido relaciones duraderas con un diverso grupo de proveedores y clientes que han redundado en beneficio de ambas partes, y han cultivado relaciones con las autoridades regulatorias.

- **Sólido gobierno corporativo.** La Compañía ha adoptado un código de gobierno corporativo tendiente a implementar las mejores prácticas de gobierno corporativo, que se basan en normas estrictas respecto de la transparencia, eficiencia, ética, protección del inversor y tratamiento igualitario de los inversores. El código de gobierno corporativo sigue las normas establecidas por la CNV. Asimismo, la Compañía ha adoptado un código de ética y un código de conducta interno diseñados

para establecer normas respecto de la conducta profesional, la moral y el desempeño de los empleados. Asimismo, la mayoría de los miembros del Directorio de la Compañía son “independientes” de conformidad con el criterio establecido por la CNV, el cual puede diferir del criterio de independencia adoptado por la NYSE y el NASDAQ. Véase “Factores de Riesgo – Como emisora privada extranjera, la Compañía no está sujeta a ciertas normas de gobierno corporativo de la NYSE aplicables a sociedades estadounidenses cuyas acciones cotizan en bolsa.”

Estrategia comercial

La Compañía se propone consolidar y hacer crecer su posicionamiento dentro del sector energético de Argentina por un lado, manteniendo su actual base de activos, la cual, según se prevé, se verá beneficiada por los incrementos tarifarios que planea implementar el Gobierno Argentino y, por el otro, adquiriendo y desarrollando nuevos activos relacionados con el sector. Los siguientes son los componentes clave de su estrategia:

- **Capitalizar las iniciativas de crecimiento esperadas y aprovechar las oportunidades que plantea un entorno regulatorio más propicio.** Históricamente, las regulaciones sobre generación de energía en Argentina han sido contraproducentes para el crecimiento del sector. Las inversiones en el sector eléctrico argentino han sido bajas desde la crisis económica del 2001-2002 y los consiguientes cambios regulatorios del 2002 mediante los cuales el Gobierno Argentino fijó tarifas de generación en pesos e impuso toques a las tarifas de generación, transporte y distribución de energía, lo cual devino en una constante disminución del valor en dólares de esas tarifas en años posteriores. Desde la asunción del gobierno de Macri, el Gobierno Argentino redujo significativamente los controles cambiarios y los impuestos a la importación y exportación y demostró su intención de ajustar las tarifas aplicables a distribuidores, generadores y transportadores de energía eléctrica. En respuesta a la actual escasez de energía eléctrica, el Gobierno Argentino declaró la emergencia energética nacional, inició procesos licitatorios para la adquisición de energía de fuentes renovables y para incrementar la capacidad de generación térmica. Por otra parte, el Gobierno Argentino ha emitido una serie de pautas generales para el desarrollo de proyectos de energía, procedimientos para cumplir con metas energéticas y licitaciones para capacidad de generación térmica y la generación de energía eléctrica asociada a efectos de satisfacer la demanda de electricidad en Argentina hasta 2018. Para más información sobre el llamado a licitación, véase el análisis de la Resolución SEE N° 21/16, la Resolución N° 71/16 (que fuera complementada por la Resolución N° 136/16 del Ministerio de Energía) y la Resolución SEE N° 287-E/17 en “El Sector Eléctrico Argentino”. La Compañía tiene la expectativa de que las inversiones en el sector de generación de energía aumentarán a raíz de las citadas reformas. La Compañía considera que está en una posición privilegiada para capitalizar las medidas del Gobierno Argentino orientadas específicamente a ampliar la capacidad de generación, debido a su sólida trayectoria y ventajas competitivas, entre ellas, su bajo nivel de endeudamiento y la diversidad tecnológica y el alto nivel de eficiencia de sus activos de generación de energía. En este sentido, la Compañía tiene previsto ampliar su capacidad de generación de fuentes térmicas y renovables. A modo de ejemplo, la Compañía en 2015 y 2016 adquirió 130 hectáreas en el norte de la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías del río Paraná y ha adquirido cuatro unidades de generación térmica, con el fin de ampliar su actual capacidad de generación. La Compañía tiene previsto presentar una oferta por nueva capacidad de generación térmica, a través de uno o varios proyectos, en futuros procesos de licitación y sigue analizando otras oportunidades de inversión y desarrollo de proyectos en el sector.
- **Consolidar la posición de liderazgo en el sector eléctrico.** La Compañía se propone consolidar su presencia en el sector de energía a través del análisis de alternativas de creación de valor mediante inversiones, desde un enfoque equilibrado al rendimiento y exposición al riesgo. La Compañía se ha comprometido a mantener estándares operativos y niveles de disponibilidad elevados. A tal efecto, la Compañía adhiere a una estricta estrategia de mantenimiento para sus unidades, basada en las recomendaciones de sus respectivos fabricantes y periódicamente realiza tareas de mantenimiento preventivo y predictivo. La Compañía enfocará sus esfuerzos en la optimización de los recursos disponibles, desde una perspectiva tanto de negocios como administrativa y tecnológica, y se centrará también en aprovechar las sinergias operativas generadas por futuros negocios que utilizan sistemas, *know how*, clientes y proveedores semejantes.
- **Transformarse en una empresa líder de Argentina en energías renovables.** Diversos estudios de investigación realizados por organizaciones como la Cámara Argentina de Energías Renovables indican que Argentina tiene un considerable potencial de generación de energía renovable (principalmente, energía eólica y solar). La Compañía considera también que la energía renovable adquirirá un rol cada vez más preponderante en la capacidad instalada de Argentina. El Ministerio de Energía y Minería, mediante la Ley N° 27.191, fijó una meta en virtud de la cual las fuentes de energía renovable deben representar el 20% del consumo de energía eléctrica de Argentina para el 31 de diciembre de 2025. Por lo tanto, la Compañía tiene previsto aprovechar esta oportunidad ampliando sus inversiones al ámbito de la generación de energía renovable. Para lograr este objetivo, la Compañía está consolidando su cartera de proyectos de energía renovable, puntualmente, a través de sus tres primeros proyectos de energía eólica (La Castellana, Achiras y La Genoveva I) que, según espera, incrementarán su capacidad de generación en unos 99 MW, 48MW y 86,6 MW, respectivamente, así como también evaluando diversas opciones para diversificar sus activos de generación, incluyendo fuentes sustentables de generación de energía. En 2016,

la Compañía formó la subsidiaria CP Renovables, con el fin de desarrollar, construir y operar proyectos de generación de energía renovable.

- **Mantener una sólida posición patrimonial y niveles de flujo de efectivo adecuados.** Actualmente, la Compañía posee un bajo nivel de endeudamiento, lo cual refleja su sólida posición patrimonial y capacidad de endeudamiento adicional. La Compañía considera que esa sólida situación patrimonial es producto de políticas financieras responsables y de flujos de efectivo estables. La Compañía tiene previsto preservar el actual nivel de flujos de efectivo en los próximos años al, entre otras cosas, mantener un riguroso programa de mantenimiento de sus unidades de producción las que, según lo previsto por la Compañía, la ayudarán a seguir generando los positivos resultados operativos que viene obteniendo, en especial, en cuanto respecta a disponibilidad de despacho de electricidad. La Compañía tiene previsto financiar sus proyectos de ampliación, principalmente, mediante esquemas de préstamo, tales como líneas de crédito y financiamiento de proyectos para el caso de sus proyectos de energía renovable. CP La Castellana S.A.U. (“CP La Castellana”) obtuvo préstamos recientemente para financiar el desarrollo de los proyectos de energía renovable que le fueron adjudicados y adquirir turbinas eólicas. Por otra parte, la Compañía espera que la nueva capacidad de generación que estos proyectos aportarán le permitirá incrementar sus flujos de efectivo y, por consiguiente, consolidar su situación patrimonial.

Factores de Riesgo

La Compañía está sujeta a algunos riesgos relacionados con la industria en la que se desenvuelve y con su actividad; por lo tanto, la inversión en las Acciones Existentes tiene riesgos asociados. Algunos de estos riesgos incluyen:

- Prácticamente todos los ingresos de la Compañía son generados en Argentina y, por lo tanto, están sumamente ligados a las condiciones económicas y políticas imperantes en el país;
- La economía argentina sigue siendo vulnerable y un deterioro significativo podría afectar adversamente el resultado de las operaciones de la Compañía;
- Si los actuales niveles de inflación no disminuyen, la economía argentina podría verse negativamente afectada;
- Las fluctuaciones en el valor del Peso Argentino podrían tener un efecto adverso en la economía argentina y, a su vez, en el resultado de las operaciones de la Compañía;
- La intervención del gobierno podría tener un efecto adverso en la economía argentina y, por ende, en las INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA y en los resultados de sus operaciones;
- El Gobierno Argentino ha intervenido en el sector eléctrico en el pasado y es probable que siga interviniendo en el sector en el futuro;
- Las empresas de generación, distribución y transporte de electricidad se han visto significativamente y adversamente afectadas por las medidas de emergencia adoptadas en respuesta a la crisis económica de Argentina de los años 2001 y 2002, muchas de las cuales siguen vigentes;
- En los últimos tiempos, la Compañía no ha podido cobrar, o cobrar en término, pagos a CAMMESA y otros clientes del sector eléctrico;
- Los resultados de la Compañía dependen, en gran medida, de la remuneración que fija la Secretaría de Energía Eléctrica y que recibe de CAMMESA por la generación de energía eléctrica entregada al sistema de transmisión;
- Ciertos factores ajenos al control de la Compañía podrían afectar su capacidad de ganar licitaciones públicas que involucren nueva capacidad de generación, o bien afectar o demorar la construcción de nuevas centrales eléctricas, una vez adjudicados los proyectos a la Compañía;
- Ciertos factores ajenos al control de la Compañía podrían demorar la finalización de la planta de ciclo combinado de CVOSA; y
- Las actividades de la Compañía pueden requerir de inversiones significativas en bienes de capital para atender requerimientos de mantenimiento constante y la ampliación de su capacidad de generación instalada;
- La no renovación o la rescisión del Contrato de Concesión de HPDA (que se define debajo) podrían afectar adversamente el resultado de las operaciones de la Compañía; y
- Si no se cumplen las condiciones para la Venta de la Planta de La Plata, el resultado de las operaciones de la Compañías podría verse adversamente afectado.

Véase “Factores de Riesgo” y “Declaraciones sobre Hechos Futuros” Para un análisis de éstos y otros riesgos e incertidumbres asociados a la actividad de la Compañía y a la inversión en las Acciones Existentes.

Acontecimientos recientes

Préstamos otorgados por las Facilidades CII-IFC

CP La Castellana

El 20 de octubre de 2017, CP La Castellana celebró un acuerdo de términos comunes con (i) la Corporación Interamericana de Inversiones, (ii) la Corporación Interamericana de Inversiones, en carácter de agente del Banco Interamericano de Desarrollo, (iii) la Corporación Interamericana de Inversiones, en carácter de agente del Banco Interamericano de Desarrollo, en carácter de administrador del Fondo Climático Canadiense para el Sector Privado de las Américas, y (iv) la Corporación Financiera Internacional (en conjunto, los “prestamistas senior”), para el otorgamiento de préstamos por un monto total de hasta U\$S100.050.000 (la “Facilidad CII-IFC I”), U\$S5 millones de los cuales devengarán intereses a una tasa anual equivalente a la tasa LIBOR más un 3,5% y el resto a la tasa LIBOR más un 5,25%, cancelables en 52 cuotas trimestrales iguales. Se han suscripto otros diversos acuerdos y documentos relacionados, tales como el contrato de garantía y patrocinio, en los que la Compañía garantiza en forma absoluta, incondicional e irrevocable, en carácter de principal obligado, todas las obligaciones de pago asumidas y/o a ser asumidas por CP La Castellana hasta la fecha de habilitación comercial del proyecto (el “Contrato de Garantía y Patrocinio”), contratos de cobertura, contratos de garantía fiduciaria, un acuerdo de prenda de acciones, un acuerdo de prenda de activos constituido sobre las turbinas eólicas, acuerdos directos y pagarés. En el 9 de enero de 2018, CP La Castellana recibió el primer desembolso de la Facilidad CII-IFC por un monto total de U\$S 80.000.000.

En virtud del Contrato de Garantía y Patrocinio, entre los compromisos habituales para este tipo de facilidades, la Compañía acordó, hasta la fecha de finalización del proyecto La Castellana, mantener (i) un índice de apalancamiento de (a) no más de 4,00:1,00 hasta el 31 de diciembre de 2018 inclusive; y (b) no más de 3,5:1,00 desde esa fecha en adelante; y (ii) un índice de cobertura de intereses no menor a 2,00:1,00. Asimismo, la subsidiaria de la Compañía, CP Renovables, y la Compañía, sujeto a ciertas condiciones, acordaron realizar ciertos aportes de capital a CP La Castellana.

Asimismo, la Compañía acordó mantener, a menos que cada prestamista senior preste su consentimiento por escrito de otro modo, la titularidad y el control de CP La Castellana de la siguiente manera: (i) hasta la fecha de finalización del proyecto La Castellana, (a) la Compañía mantendrá (x) directa o indirectamente, como mínimo el setenta por ciento (70%) de la titularidad beneficiaria de CP La Castellana; e (y) el control de CP La Castellana; y (b) CP Renovables mantendrá (x) directamente, el noventa y cinco por ciento (95%) de la titularidad beneficiaria de CP La Castellana; e (y) el control de CP La Castellana. Además, (ii) luego de la fecha de finalización del proyecto La Castellana, (a) la Compañía mantendrá (x) directa o indirectamente, como mínimo el cincuenta como uno por ciento (50,1%) de la titularidad beneficiaria de CP La Castellana y CP Renovables; e (y) el control de CP La Castellana y CP Renovables; y (b) CP Renovables mantendrá el control de CP La Castellana.

La “fecha de finalización del proyecto” La Castellana se define en el acuerdo de términos comunes como la fecha en que se produce la habilitación comercial y se han cumplido determinadas condiciones, que se prevé que ocurrirá durante el primer trimestre de 2019. Para mayor información sobre el proyecto La Castellana, véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Compañía - Propuesta de ampliación de la capacidad de generación de la Compañía”.

CP Achiras

El 17 de enero de 2018, CP Achiras celebró un acuerdo de términos comunes con (i) la Corporación Interamericana de Inversiones, (ii) la Corporación Interamericana de Inversiones, en carácter de agente del Banco Interamericano de Desarrollo, (iii) la Corporación Interamericana de Inversiones, en carácter de agente del Banco Interamericano de Desarrollo, en carácter de administrador del Fondo Climático Canadiense para el Sector Privado de las Américas, y (iv) la Corporación Financiera Internacional (en conjunto, los “prestamistas senior”), para el otorgamiento de préstamos por un monto total de hasta U\$S50.700.000 (la “Facilidad CII-IFC II”), U\$S10 millones de los cuales devengarán intereses a una tasa anual equivalente a la tasa LIBOR más un 4,00%, U\$S20 millones de los cuales devengarán intereses a una tasa anual equivalente a la tasa LIBOR más un 5,25% y el resto a una tasa que refleje el costo de al cual el IFC pueda otorgar financiamiento en dólares estadounidenses, cancelables en 52 cuotas trimestrales iguales. CP Achiras no ha recibido ningún desembolso a la fecha del presente.

Asimismo, la Compañía acordó mantener, a menos que cada prestamista senior preste su consentimiento por escrito de otro modo, la titularidad y el control de CP Achiras de la siguiente manera: (i) hasta la fecha de finalización del proyecto Achiras, (a) la Compañía mantendrá (x) directa o indirectamente, como mínimo el setenta por ciento (70%) de la titularidad beneficiaria de CP Achiras; e (y) el control de CP Achiras; y (b) CP Renovables mantendrá (x) directamente, el noventa y cinco por ciento (95%) de la titularidad beneficiaria de CP Achiras; e (y) el control de CP Achiras. Además, (ii) luego de la fecha de finalización del proyecto Achiras, (a) la

Compañía mantendrá (x) directa o indirectamente, como mínimo el cincuenta como uno por ciento (50,1%) de la titularidad beneficiaria de CP Achiras y CP Renovables; e (y) el control de CP Achiras y CP Renovables; y (b) Achiras mantendrá el control de CP La Castellana.

La “fecha de finalización del proyecto” Achiras se define en el acuerdo de términos comunes como la fecha en que se produce la habilitación comercial y se han cumplido determinadas condiciones, que se prevé que ocurrirá durante el primer trimestre de 2019. Para mayor información sobre el proyecto Achiras, véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Compañía - Propuesta de ampliación de la capacidad de generación de la Compañía”.

Préstamos otorgados por Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. a CP La Castellana y CP Achiras S.A.U.

El 26 de octubre de 2017 y el 30 de octubre de 2017, CP La Castellana y CP Achiras S.A.U. (“CP Achiras”) celebraron préstamos con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por la suma de Ps. 330 millones (U\$S18,7 millones, utilizando el tipo de cambio a la fecha del desembolso) y Ps. 175 millones (U\$S9,9 millones, utilizando el tipo de cambio a la fecha del desembolso), respectivamente, para el desarrollo de proyectos de energía renovable que fueron adjudicados por la Secretaría de Energía Eléctrica (los “Préstamos Castellana y Achiras”). Los Préstamos Castellana y Achiras devengan intereses a una tasa de interés equivalente a la tasa BADLAR para bancos privados más un margen del 3,10% y vencen en las fechas en que se cumplan dos años de la suscripción y el desembolso. Los fondos derivados de estos préstamos se emplearán para financiar el Proyecto Achiras y el Proyecto La Castellana. La Compañía ha garantizado en forma absoluta, incondicional e irrevocable, en carácter de obligado principal, todas las obligaciones de pago asumidas y/o a ser asumidas por CP La Castellana y CP Achiras en virtud de estos préstamos y demás documentos complementarios relacionados con ellos. El 10 de noviembre de 2017, CP La Castellana y CP Achiras celebraron dos préstamos puente a corto plazo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por la suma de U\$S35 millones y U\$S18 millones, respectivamente, para la adquisición de turbinas eólicas. Estos préstamos devengan intereses a una tasa de interés anual del 3,6% y vencen el 9 de enero de 2018. El 21 de diciembre de 2017, CP La Castellana y CP Achiras celebraron dos préstamos puente a corto plazo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por U\$S9 millones y U\$S5,8 millones, respectivamente, para la adquisición de turbinas eólicas. Estos préstamos devengan intereses a una tasa de interés anual del 3,6% y vencen el 19 de febrero de 2018. El 22 de diciembre de 2017, CP La Castellana y CP Achiras celebraron dos préstamos puente a corto plazo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por U\$S6,5 millones y U\$S3,2 millones, respectivamente, para la adquisición de turbinas eólicas. Estos préstamos devengan intereses a una tasa de interés anual del 3,6% y vencen el 20 de febrero de 2018. El 15 de enero de 2018 CP Achiras, celebró un préstamo puente de corto plazo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por un monto de U\$S7 millones para la adquisición de turbinas eólicas. Este préstamo devenga intereses a una tasa de interés anual del 3,1% y vence el 18 de marzo de 2018.

El 9 de enero de 2018, CP La Castellana utilizó los fondos obtenidos de la Facilidad CII-IFC I para precancelar todos los préstamos de corto plazo adeudados a Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.

El gobierno argentino ha autorizado al Ministerio de Energía y Minería a proceder con la venta de su participación en las centrales de energía, incluida su participación en la Compañía.

Mediante el Decreto N° 882/17, firmado el 31 de octubre de 2017 y publicado en el Boletín Oficial el 1° de noviembre de 2017, el gobierno argentino autorizó al Ministerio de Energía y Minería a promover las medidas necesarias para proceder a la venta, cesión o transferencia de las tenencias accionarias detentadas por el gobierno argentino en (i) la Compañía (representativas del 8,25% de las acciones en circulación de la Compañía); (ii) diversas compañías no afiliadas, incluyendo (a) Centras Dique Sociedad Anónima; (b) Central Térmica Güemes Sociedad Anónima, (c) Centrales Térmicas Patagónicas Sociedad Anónima, (d) Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Patagonia Sociedad Anónima, (e) Dioxitek Sociedad Anónima; y (iii) la participación del gobierno nacional en la central de energía térmica del FONINVEMEM (TMB, TJSM, CVOSA y Central Guillermo Brown). El gobierno argentino ha autorizado al Ministerio de Energía y Minería a aceptar LVFVD como contraprestación por la venta, cesión o transferencia de los activos mencionados anteriormente, otorgando a los generadores y a la Compañía la oportunidad de incrementar la capacidad o participación en las centrales de energía térmica, incluyendo el FONINVEMEM. En el caso de las centrales de energía térmica del FONINVEMEM operadas por TMB y TJSM, la Compañía y los demás accionistas podrán ejercer el derecho de suscripción preferente de la Compañía para las ventas de estos activos.

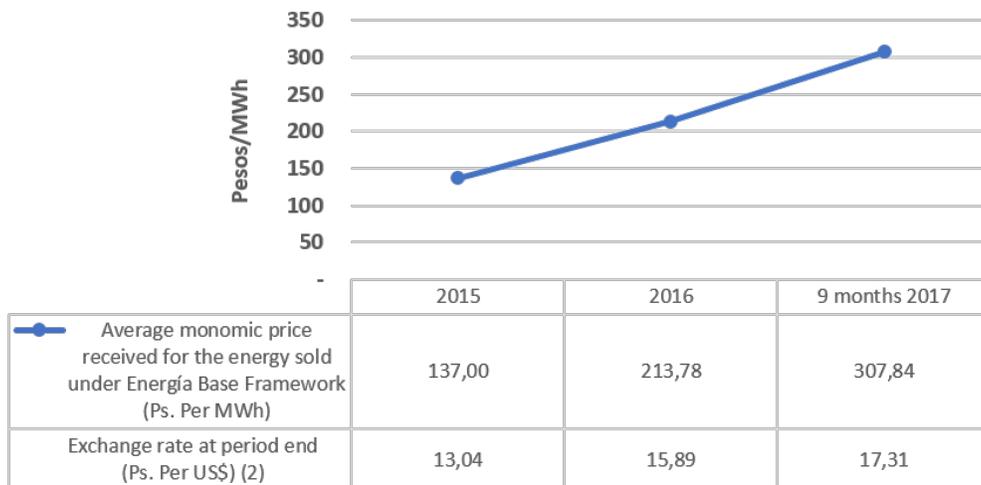
Nuevo esquema de remuneración para Energía Base

La Resolución SEE N° 19/17, promulgada por la Secretaría de Energía Eléctrica el 27 de enero de 2017 y publicada en el Boletín Oficial el 2 de febrero de 2017, creó un nuevo esquema de remuneración para Energía Base. Conforme a esta resolución, los generadores, cogeneradores y autogeneradores pueden realizar ofertas de disponibilidad garantizada en el MEM y, a través de dichas ofertas, las empresas de generación comprometen una producción específica y limitada de energía eléctrica para sus unidades de generación. Las ofertas deben ser aceptadas por CAMMESA (quien actúa en representación de los agentes del MEM que demandan energía eléctrica), la cual se constituirá como la parte compradora de la energía en el contrato de disponibilidad garantizada. La Resolución SEE N° 19/17 establece que dichos contratos pueden ser cedidos a empresas de distribución de electricidad y Grandes Usuarios del MEM, una vez que haya vencido el estado de emergencia del sistema eléctrico en Argentina declarado por Decreto N° 134/2015 (dicho estado de emergencia venció el 31 de diciembre de 2017). La remuneración de la empresa de generación se calcula en Dólares Estadounidenses, de acuerdo

con las fórmulas y los valores previstos en la citada resolución y se compone de (i) un precio por la disponibilidad de capacidad mensual, y (ii) un precio por la energía eléctrica generada y operada.

El gráfico a continuación muestra el precio (monómico) unitario promedio por MWh recibido por Central Puerto en cada período en virtud del programa Energía Base, calculado como las Ventas en virtud de Energía Base por el período, dividido por la energía generada en virtud del programa Energía Base durante el ejercicio.

Precio monómico promedio de la energía base ⁽¹⁾



(1) Ventas en el marco de energía base/Generación de energía base

(2) Para obtener más información, consulte Tasas de Cambio

Venta de la Planta de La Plata

El 20 de diciembre de 2017, YPF EE aceptó la oferta de la Compañía para vender la planta de La Plata, sujeto a ciertas condiciones, por una suma total de U\$S31,5 millones (sin IVA) (la “Venta de la Planta de La Plata”). La transferencia efectiva de la planta de La Plata está sujeta a las siguientes condiciones: (i) la culminación del proceso de *due diligence* durante el cual YPF puede, a su propio criterio, rescindir la Venta de la Planta de La Plata, (ii) el pago por YPF EE del precio de compra para la Planta de La Plata; (iii) la prórroga del contrato de suministro de vapor que la Compañía tiene con YPF en la planta de Luján de Cuyo por un período de hasta 24 meses contados a partir del 1° de enero de 2019 conforme a los mismos términos que el contrato de suministro de vapor vigente, que la Compañía prevé suscribir en enero de 2018; (iv) el cumplimiento por la Compañía e YPF EE de la reglamentación vigente relativa a la reventa de la capacidad de transporte total bajo un contrato de capacidad de transporte en firme (“FTC”) a YPF EE, y la adjudicación por MEGSA (Mercado Eléctrico de Gas) de dicha capacidad de transporte total bajo el contrato FTC a YPF EE; (v) la renovación de dos contratos entre la Compañía y ciertos terceros y la aceptación por éstos de la cesión de dichos contratos a favor de YPF EE; y (vi) otras condiciones formales. La Compañía transferirá efectivamente la planta de La Plata a YPF EE el segundo día hábil posterior al cumplimiento de cada una de las condiciones mencionadas (la “Fecha de Vigencia de la Venta de la Planta de La Plata”). Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía—Si no se cumplen las condiciones para la Venta de la Planta de La Plata, el resultado de las operaciones de la Compañía podría verse afectado negativamente” e “Información Financiera Proyectada Consolidada No Auditada”.

Contratos con YPF para el Abastecimiento de Vapor y CMMESA para el proyecto de Luján de Cuyo

En enero de 2018, la Compañía prevé suscribir un contrato para prorrogar el contrato de abastecimiento de vapor con YPF en la planta de Luján de Cuyo por un período de hasta 24 meses desde el 1° de enero de 2019 bajo los mismos términos y condiciones que el contrato de abastecimiento de vapor de la Compañía existente. El 15 de diciembre de 2017, la Compañía también suscribió un nuevo contrato de abastecimiento de vapor con YPF por un período de 15 años que reemplazará al contrato existente de la Compañía con YPF y entrará en vigencia cuando la nueva unidad de cogeneración de la Compañía en la planta de Luján de Cuyo inicie sus operaciones.

Adicionalmente, la Compañía celebró un PPA con CMMESA el 4 enero de 2018, relacionado con la nueva unidad de cogeneración en la planta de Luján de Cuyo. A la fecha de este Prospecto, la nueva unidad de cogeneración en la planta de Luján de Cuyo de la Compañía se encuentra en la fase de pre-construcción. Está previsto que la construcción comience en enero de 2018. Se prevé que la planta comience a operar 24 meses después del 22 de noviembre de 2017.

La suscripción de los contratos con YPF para el abastecimiento de vapor y el PPA con CAMMESA para el proyecto de Luján de Cuyo mencionados en el presente son dos condiciones para la Venta de la Planta de La Plata. Para mayor información, véase “Resumen – Acontecimientos Recientes – Venta de la Planta de La Plata”.

Contrato entre Transportadora de Gas del Mercosur S.A. e YPF

En 2009, Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (“TGM”), Sociedad en la cual CPSA detenta una participación social del 20%, rescindió su contrato de suministro de gas con YPF a raíz de los reiterados incumplimientos atribuidos a YPF. El 22 de diciembre de 2017, YPF convino pagarle a TGM, sin que ello implique reconocer hechos o derechos, la suma de U\$S114 millones con objeto de ponerle fin al reclamo de TGM contra YPF.

Ley de Reforma Previsional

El 19 de diciembre de 2017, el Congreso Argentino aprobó la “Ley de Reforma Previsional” que, entre otras cosas, modificó la fórmula de ajuste del sistema jubilatorio que había estado en vigencia en el país hasta entonces. Esta ley se propone resolver la escasez de fondos de ANSES necesarios para garantizar la fórmula de movilidad del 82% de todos los jubilados que perciben el haber jubilatorio mínimo. Los beneficios sociales estarán sujetos a una fórmula de actualización que se aplicará en marzo, junio, setiembre y diciembre de cada año y que se calculará como el 70% de la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) informado por el INDEC y el 30% restante queda sujeto a la variación de la *Remuneración Imponible Promedio de los Trabajadores Estables* (RIPTE), indicador del Ministerio de Trabajo que mide la evolución de los salarios de los empleados estatales. Además, en lugar de incrementos semestrales, se aplicará una actualización cada trimestre. Tras la aprobación de la reforma previsional, el 20 de diciembre de 2017 se dictó el Decreto N° 1058 para evitar la brecha que se producía entre la aplicación de la fórmula de movilidad anterior y la fórmula recientemente aprobada por el Congreso, otorgando un bono a jubilados, pensionados y beneficiarios de la Asignación Universal por Hijo.

Proyecto de Reforma del Sistema Laboral

El gobierno de Macri dio a conocer un proyecto para modificar el sistema laboral. El principal objetivo perseguido por el proyecto consiste en mejorar la eficiencia y la productividad de diferentes sectores laborales, incrementar el nivel de empleo, atraer inversiones y reducir los costos laborales. El proyecto será analizado por las dos cámaras del Poder Legislativo de la Nación en 2018.

Reforma Tributaria

El 27 de diciembre de 2017, el Poder Legislativo Nacional aprobó la Reforma Tributaria que se propone eliminar algunas de las complejidades e ineficiencias del régimen tributario argentino, disminuir la evasión, incrementar la cobertura del impuesto a las ganancias que grava a las personas físicas e incentivar la inversión respaldando al mismo tiempo sus esfuerzos en el mediano y largo plazo por restaurar el equilibrio fiscal. Las reformas entrarán en vigencia en forma gradual a lo largo de los próximos cinco años. Se estima que el costo fiscal de la Reforma Tributaria será del 0,3% del PBI. Las reformas son parte de un programa más amplio anunciado por el Presidente Macri y aspiran a incrementar la competitividad de la economía argentina (incluyendo la reducción del déficit fiscal) así como el empleo y disminuir la pobreza en forma sustentable. La Reforma Tributaria se sancionó el 29 de diciembre de 2017 (Ley N.º 27.430) e introdujo diversas modificaciones en el tratamiento impositivo aplicable a la renta financiera. Los principales aspectos de esta reforma se pueden resumir del siguiente modo:

- La renta obtenida por la venta de (i) acciones por parte de personas físicas que residen en Argentina a efectos fiscales (“Personas Físicas Argentinas”) y (ii) acciones y ADSs por parte de personas que no son residentes argentinos estará exenta del impuesto a las ganancias sobre ganancias de capital en tanto y en cuanto se satisfagan ciertos requisitos. Véase “Tratamiento impositivo—Consideraciones Impositivas Significativas en Argentina”.
- El tratamiento impositivo que se dispensa a los dividendos distribuidos por las sociedades argentinas sería el siguiente: (i) los dividendos originados a partir de ganancias obtenidas antes del ejercicio económico 2018 no se encuentran sujetos a ninguna retención por impuesto a las ganancias, a excepción del Impuesto de Igualación (tal como se evalúa en “Tratamiento impositivo—Consideraciones Impositivas Significativas en Argentina”); (ii) los dividendos originados a partir de ganancias obtenidas durante los ejercicios económicos 2018 y 2019 pagados a Personas Físicas Argentinas y/o personas que no residen en Argentina se encuentran sujetos a una retención de Impuesto a las Ganancias del 7% sobre el monto de dichos dividendos; y (iii) cuando se trate de dividendos originados a partir de ganancias obtenidas durante el ejercicio económico 2020 y subsiguientes, la alícuota fiscal se eleva al 13%.
- Los intereses y las ganancias de capital derivados de la venta o la disposición de títulos de deuda pública entre otros bienes obtenidos por personas físicas que residen en Argentina y sucesiones indivisas ubicadas en Argentina estarían sujetos al impuesto a las ganancias a una alícuota impositiva del (a) 5% en el caso de títulos valores denominados en pesos sin cláusula de revalúo y (b) 15% en el caso de títulos valores denominados en pesos con cláusula de revalúo o títulos valores

denominados en dólares; la renta obtenida por personas físicas que residen en Argentina y sucesiones indivisas ubicadas en Argentina proveniente de la venta de acciones efectuadas en la bolsa seguirá exenta en tanto y en cuanto se dé cumplimiento a ciertos requisitos;

- Quienes no sean residentes argentinos estarían exentos del pago de impuestos sobre intereses y ganancias de capital derivados de la emisión de títulos de la deuda pública por parte del gobierno nacional, las provincias y las municipalidades de Argentina y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires en la medida en que dichos beneficiarios no residan en, ni canalicen sus fondos a través de, jurisdicciones que no cooperan. El listado de jurisdicciones que no cooperan sería confeccionado y publicado por el Poder Ejecutivo. Los títulos de deuda de corto plazo emitidos por el Banco Central (las LEBAC) se encuentran fuera del alcance de estas exenciones aplicables a quienes no son residentes argentinos.
- Las modificaciones antedichas entrarán en vigencia a partir del 1 de enero de 2018.
- El impuesto a las ganancias societario que grava a las personas jurídicas argentinas experimentaría una reducción al 30% por los períodos fiscales que comienzan con posterioridad al 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, y al 25% por los períodos fiscales que comienzan con posterioridad al 1 de enero de 2020, inclusive. Las personas jurídicas argentinas tendrán que aplicar una retención impositiva adicional sobre los dividendos o las ganancias distribuidas para completar la carga impositiva total del 35%.

La Reforma Tributaria contempla otras modificaciones en relación con los siguientes aspectos: aportes a la seguridad social, ley de procedimiento administrativo tributario, ley penal tributaria, impuesto a los combustibles líquidos e impuestos internos, entre otros.

Se alienta a los tenedores de las acciones ordinarias o ADS de la Compañía a consultar con sus asesores tributarios en lo atinente a las consecuencias en términos de impuesto a las ganancias de ser propietario de acciones ordinarias o los ADS de la Compañía. Para mayor información, véase “Tratamiento impositivo—Consideraciones Impositivas Significativas en Argentina”.

Información de la Compañía

El domicilio legal de la Compañía es Avda. Thomas Edison 2701, Ciudad de Buenos Aires. El número telefónico del conmutador central es (+54 11) 4317-5000; el número de fax es (+54 11) 4317-5099; su sitio web es www.centralpuerto.com; y la dirección de correo electrónico de sus oficinas principales es info@centralpuerto.com. La información contenida o accesible a través del sitio web de la Compañía no se incorpora por referencia a este Prospecto, ni debe ser considerada parte del mismo.

INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA

Los siguientes cuadros presentan un resumen de la información financiera de la Compañía para cada uno de los períodos indicados. Se recomienda leer esta información junto con los estados financieros consolidados de la Compañía y sus respectivas notas y con la información incluida en las secciones de este Prospecto tituladas “Presentación de Información Financiera y Otra Información”, “Información Financiera Proyectada Consolidada No Auditada” y “RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA”.

Este resumen de información financiera consolidada auditada al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y para los ejercicios finalizados a esas fechas proviene de los estados financieros consolidados auditados de la Compañía que se incluyen en este Prospecto. El resumen de información financiera intermedia no consolidada no auditada al 30 de septiembre de 2017 y para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016 proviene de los estados financieros intermedios condensados consolidados de la Compañía que se incluyen en este Prospecto. La Compañía confeccionó los estados financieros intermedios condensados consolidados de manera uniforme con sus estados financieros auditados. Los estados financieros intermedios condensados consolidados incluyen todos los ajustes, que comprenden únicamente ajustes ordinarios y recurrentes, que la Compañía considera necesarios para una presentación razonable de la situación financiera y resultados de las operaciones de la Compañía para estos períodos. Los resultados de las operaciones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 no son necesariamente representativos de los resultados previstos para el ejercicio completo a finalizar el 31 de diciembre de 2017.

Únicamente para conveniencia del lector, los montos en pesos al y por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 han sido convertidos a dólares estadounidenses. El tipo de cambio utilizado para la conversión de dichos montos fue de Ps. 17,31 por U\$S1,00, el cual fue el tipo de cambio publicado por el Banco de la Nación Argentina para dólares estadounidenses al 29 de septiembre de 2017.

SÍNTESIS DE LA SITUACIÓN FINANCIERA

Estado de Resultados

	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de			Ejercicio finalizado el	
	2017	2017	2016	2016	2015
	(en miles de U\$S) ⁽¹⁾ (no auditado)	(en miles de Ps.) (no auditado)	(no auditado)	(en miles de Ps.) (no auditado)	(no auditado)
Ingresos	U\$S 330.345	Ps. 5.718.278	Ps. 3.905.310	Ps. 5.320.413	Ps. 3.234.775
Costo de ventas	(172.337)	(2.983.155)	(2.287.369)	(3.151.731)	(1.750.209)
Ganancia bruta	158.008	2.735.123	1.617.941	2.168.682	1.484.566
Gastos administrativos y de comercialización	(26.179)	(453.154)	(339.329)	(460.633)	(379.409)
Otros ingresos operativos	18.000	311.588	986.703	1.165.506	741.687
Otros gastos operativos	(2.055)	(35.575)	(105.740)	(84.845)	(53.961)
Ganancia Operativa	147.774	2.557.982	2.159.575	2.788.710	1.792.883
Ingresos financieros	48.284	835.800	496.088	420.988	362.363
Gastos financieros	(28.072)	(485.927)	(639.052)	(634.903)	(160.186)
Resultados por participación en asociadas	12.878	222.915	85.967	147.513	43.390
Ganancia antes del impuesto a las ganancias	180.864	3.130.770	2.102.578	2.722.308	2.038.450
Impuesto a las ganancias del período/ejercicio	(60.756)	(1.051.681)	(699.432)	(953.472)	(696.452)
Resultado neto del período/ejercicio	120.109	2.079.089	1.403.146	1.768.836	1.341.998
Otros resultados integrales, neto	(16.998)	(294.241)	141.273	199.075	132.953
Total resultados integrales del período/ejercicio	103.111	1.784.848	1.544.419	1.967.911	1.474.951

(1) Únicamente para conveniencia del lector, los montos en pesos al 29 de septiembre de 2017 han sido convertidos a dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre de 2017 de Ps. 17,31 por U\$S1,00. Véase “Tipos de Cambio” y “Presentación de Información Financiera y Otra Información” para mayor información sobre las fluctuaciones recientes en el tipo de cambio.

Resumen del Estado de Situación Patrimonial Consolidado

	Al 30 de septiembre de 2017		Al 31 de diciembre	
	(en miles de U\$(1))	(en miles de Ps.)	(en miles de Ps.) 2016	2015
Activo no corriente				
Propiedades, planta y equipo	US\$284.024	Ps.4.916.450	Ps. 2.811.539	Ps.1.968.148
Activos intangibles	11.954	206.916	236.530	276.691
Participación en asociadas	28.513	493.560	307.012	210.529
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar ⁽²⁾	162.136	2.806.567	3.553.129	2.780.635
Otros activos no financieros	12.099	209.428	1.466.547	487.429
Bienes de cambio	1.781	30.830	30.830	29.619
Total activo no corriente	500.507	8.663.751	8.405.587	5.753.051
Activo corriente				
Bienes de cambio	9.744	168.671	137.965	82.672
Otros activos no financieros	8.426	145.859	137.110	135.012
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar ⁽²⁾	197.598	3.420.413	2.215.535	1.267.032
Otros activos financieros	57.310	992.044	1.796.756	1.912.016
Disponibilidades	1.321	22.875	30.008	292.489
Total activo corriente	274.399	4.749.862	4.317.374	3.689.221
Total activo	774.906	13.413.613	12.722.961	9.442.272
Pasivo y patrimonio neto				
Patrimonio neto				
Capital	87.465	1.514.022	1.514.022	199.742
Ajuste de capital	38.416	664.988	664.988	664.988
Prima por fusión	21.755	376.571	376.571	366.082
Reserva legal y otras reservas	29.994	519.189	431.007	363.289
Reserva facultativa	26.047	450.865	68.913	1.507.513
Resultados no asignados	121.040	2.095.209	1.757.051	1.347.763
Otros resultados integrales acumulados	2.340	40.506	334.747	122.286
Participaciones minoritarias	15.311	265.034	6.717	—
Total patrimonio neto	342.368	5.926.384	5.154.016	4.571.663
Pasivo no corriente				
Otros pasivos no financieros	29.232	506.008	635.162	596.632
Otros préstamos y deudas	—	—	—	318.410
Préstamos de CAMMESA	68.997	1.194.341	1.284.783	542.858
Cuentas por pagar en concepto de remuneraciones y beneficios de los empleados ...	4.959	85.842	87.705	56.112
Pasivo por impuesto a las ganancias diferido	51.765	896.059	1.136.481	770.737
Provisiones	—	—	125.201	133.284
Total pasivo no corriente	154.954	2.682.250	3.269.332	2.418.033
Pasivo corriente				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	48.486	839.286	655.598	381.128
Otros pasivos no financieros	36.752	636.170	476.785	177.664
Otros préstamos y deudas	7.117	123.203	1.293.178	511.555
Préstamos de CAMMESA	94.885	1.642.451	1.047.722	661.086
Cuentas por pagar en concepto de remuneraciones y beneficios de los empleados ...	14.497	250.942	205.923	147.770
Impuesto a las ganancias	46.436	803.804	278.922	330.496
Provisiones	29.412	509.123	341.485	242.877
Total pasivo corriente	277.585	4.804.979	4.299.613	2.452.576
Total pasivo	432.538	7.487.229	7.568.945	4.870.609
Pasivo y patrimonio neto	774.906	13.413.613	12.722.961	9.442.272

(1) Únicamente para conveniencia del lector, los montos en pesos al 30 de septiembre de 2017 han sido convertidos a dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente al 29 de septiembre de 2017 de Ps. 17,31 por U\$1,00. Véase “Tipos de Cambio” y “Presentación de Información Financiera y Otra Información” para mayor información sobre las fluctuaciones recientes en el tipo de cambio.

(2) El rubro Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar incluye créditos de CAMMESA. Véase “RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA—Créditos de CAMMESA” y “—Liquidez y recursos de capital”.

EBITDA Ajustado

En este Prospecto, la Compañía define al EBITDA Ajustado como el resultado neto del ejercicio, más gastos financieros *menos* ingresos financieros, menos resultados por participación en asociadas, más el cargo por el impuesto a las ganancias, más depreciación y amortización.

La Compañía considera que el EBITDA Ajustado, una medida financiera no preparada conforme a las NIIF, ofrece información complementaria útil a los inversores acerca de la Compañía y sus resultados. El EBITDA Ajustado es una de las medidas utilizadas por la gerencia de la Compañía para evaluar sus resultados financieros y operativos y tomar decisiones cotidianas de índole operativa y financiera. Por otra parte, el EBITDA Ajustado es una medida frecuentemente utilizada por analistas de títulos valores, inversores y otras partes para evaluar a las firmas que se desenvuelven en la industria de la Compañía. La Compañía considera también que el EBITDA Ajustado es una medida útil para los inversores pues ofrece información adicional acerca de las tendencias de los resultados de sus operaciones antes de considerar el impacto de la estructura del capital, depreciación, amortización e impuestos en sus resultados.

El EBITDA Ajustado no debe considerarse de manera aislada ni como sustituto de otras medidas de desempeño financiero presentadas con arreglo a las NIIF. El EBITDA Ajustado tiene limitaciones como herramienta analítica, entre ellas:

- El EBITDA Ajustado no refleja cambios en las necesidades de capital de trabajo o compromisos contractuales, incluidos los requerimientos de efectivo;
- El EBITDA Ajustado no refleja los gastos financieros o los requerimientos de efectivo para atender los pagos de capital o intereses de la deuda de la Compañía, o los intereses ganados u otros ingresos financieros;
- El EBITDA Ajustado no refleja el cargo por impuesto a las ganancias o los requerimientos de efectivo de la Compañía para hacer frente al impuesto a las ganancias;
- Si bien la depreciación y amortización son cargos no monetarios, en ocasiones, los activos que se deprecian o amortizan deben ser reemplazados en el futuro y el EBITDA Ajustado no refleja los requerimientos de efectivo para efectuar esos reemplazos;
- Si bien el cargo en concepto de resultados por participación en asociadas es no monetario, el EBITDA Ajustado no contempla el posible cobro de dividendos; y
- Es posible que otras compañías calculen el EBITDA Ajustado de otra forma, limitando así su utilidad como medida comparativa.

La Compañía compensa las limitaciones inherentes al uso del EBITDA Ajustado, mediante la exposición de las aludidas limitaciones, la presentación de sus estados financieros consolidados con arreglo a las NIIF y la conciliación del EBITDA Ajustado con el resultado neto, es decir, la medida preparada conforme a las NIIF más directamente comparable.

El siguiente cuadro presenta una conciliación del resultado neto con el EBITDA Ajustado de la Compañía:

	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de			Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2017	2017	2016	2016	2015	
	<i>(en miles de U\$S)⁽¹⁾</i>		<i>(en miles de Ps.)</i>			
Resultado neto del período/ejercicio	U\$S. 120.109	Ps. 2.079.089	Ps. 1.403.146	Ps. 1.768.836	Ps. 1.341.998	
Gastos financieros	28.072	485.927	639.052	634.903	160.186	
Ingresos financieros	(48.284)	(835.800)	(496.088)	(420.988)	(362.363)	
Resultados por participación en asociadas	(12.878)	(222.915)	(85.967)	(147.513)	(43.390)	
Impuesto a las ganancias	60.756	1.051.681	699.432	953.472	696.452	
Depreciación y amortización	12.194	211.082	179.236	242.026	194.460	
EBITDA Ajustado	159.969	2.769.064	2.338.811	3.030.736	1.987.343	

(1) Únicamente para conveniencia del lector, los montos en pesos al 30 de septiembre de 2017 han sido convertidos a dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente al 29 de septiembre de 2017 de Ps. 17,31 por U\$S1,00. Véase “Tipos de Cambio” y “Presentación de Información Financiera y Otra Información” para mayor información sobre las fluctuaciones recientes en el tipo de cambio.

Otra información

	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2017	2016	2016	2015
Relación deuda financiera-EBITDA Ajustado	0,04 ⁽¹⁾	0,31 ⁽¹⁾	0,43	0,42
Índice de Rentabilidad (Resultado del período/ Patrimonio Promedio) ⁽²⁾	0,38	0,26	0,36	0,34
Margen de EBITDA Ajustado (EBITDA Ajustado/ingresos)	48,42%	59,89%	56,96%	61,44%

	Período de nueve meses finalizado el		Ejercicio finalizado el	
	30 de septiembre de	30 de septiembre de	31 de diciembre de	31 de diciembre de
	2017	2016	2016	2015
Acciones en circulación (básicas y diluidas) ⁽³⁾	1.505.695.134	1.505.695.134	1.505.695.134	1.505.695.134
Ganancia neta por acción (básica y diluida) (Ps.)	1,38	0,93	1,17	0,89
Dividendo en efectivo por acción (Ps.)	0,85	-	0,925	0,226

- (1) A los fines de este índice, EBITDA Ajustado se calcula por los últimos doce meses al cierre del período.
- (2) “Patrimonio promedio” significa el valor promedio del patrimonio de la Compañía valuado al inicio y al cierre del período.
- (3) Ajustado para dar efecto retroactivo a la partición accionaria (dividendo) de 2016 y a la reducción del capital social en el marco de la Fusión 2016 (según se define a continuación). Véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—Historia y Desarrollo de la Compañía—Fusión 2016”.

CAPITALIZACIÓN Y ENDEUDAMIENTO

La tabla siguiente establece la capitalización de la Compañía de acuerdo con las NIIF al 30 de septiembre de 2017, sobre una base efectiva y ajustada para reflejar la deuda incurrida después de esa fecha. Dado que la Compañía no recibirá fondos de la oferta global de conformidad con este Prospecto, no se producirá ningún cambio en la capitalización general de la Compañía como resultado de la oferta.

Se recomienda leer esta tabla en conjunto con “Información Financiera y otra Información Seleccionada” y “RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA” y los estados financieros consolidados de la Compañía y las notas relacionadas incluidas en cualquier otra parte de este Prospecto.

	Al 30 de septiembre de 2017			
	Real	Ajustada	Real	Ajustada
	<i>(en millones de Ps.)</i>		<i>(en miles de U\$S)⁽¹⁾</i>	
Deuda de corto plazo				
Garantizada	1.642.451	1.642.451	94.885	94.885
No garantizada ⁽²⁾	123.203	711.743	7.117	41.117
Total	1.765.654	2.354.194	102.002	136.002
Deuda a largo plazo:				
Garantizada	1.194.341	3.084.141	68.997	178.171
No garantizada	—	—	—	—
Total	1.194.341	3.084.141	68.997	178.171
Deuda total	2.959.995	5.438.335	170.999	314.173
Patrimonio total	5.926.384	5.926.384	342.368	342.368
Capitalización total	8.886.379	11.364.719	513.367	656.541

(1) Únicamente para conveniencia del lector, los montos en pesos al 30 de septiembre de 2017 han sido convertidos a dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente al 29 de septiembre de 2017 de Ps. 17,31 por U\$S1,00. Véase “Tipos de Cambio” y “Presentación de Información Financiera y Otra Información” para mayor información sobre las fluctuaciones recientes en el tipo de cambio.

(2) Refiere a deuda incurrida después del 30 de septiembre de 2017. Véase “Resumen—Acontecimiento Recientes”.

DATOS SOBRE DIRECTORES Y ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

Directorio

Según lo previsto bajo la Ley General de Sociedades, el Directorio está a cargo de la administración de la Compañía y por lo tanto adopta todas las decisiones en relación con ello, así como las decisiones expresamente previstas en la Ley General de Sociedades, los estatutos de la Compañía 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.

De acuerdo con el estatuto social de la Compañía, su Directorio debe estar conformado por once directores titulares y los accionistas pueden también designar una cantidad igual o menor de directores suplentes. A la fecha de este Prospecto, el Directorio de la Compañía está compuesto por once directores titulares y once directores suplentes. Todos los directores residen en Argentina.

Los directores titulares y sus suplentes son designados por un plazo de un año por los accionistas reunidos en asamblea anual y son reelegibles. De conformidad con el artículo 263 de la Ley General de Sociedades, los accionistas tienen derecho a elegir hasta un tercio de las vacantes a ocupar por el sistema de voto acumulativo. De acuerdo con el artículo 257 de la Ley General de Sociedades, los directores mantienen sus cargos hasta la siguiente asamblea ordinaria anual donde se designen directores.

La actual composición del Directorio de la Compañía fue resuelta por la asamblea ordinaria de accionistas celebrada el 28 de abril de 2017.

En la primera reunión de directorio que se celebre con posterioridad a que se hayan designado directores, éstos deberán designar un presidente y un vicepresidente del directorio. El vicepresidente reemplazará automática y temporalmente al presidente en caso de ausencia, renuncia, fallecimiento, incapacidad, remoción u otro impedimento para desempeñarse en su cargo. Deberá designarse un nuevo presidente dentro de los diez días de la vacancia. La designación de un nuevo presidente debe tener lugar sólo en el caso de tratarse de una situación previsiblemente irreversible durante el período restante del mandato.

De acuerdo con el Artículo 26 del estatuto social de la Compañía, el Directorio tiene las más amplias facultades y atribuciones para la dirección, organización y administración de la Compañía, sin otras limitaciones que las que resulten de la normativa aplicable. El presidente es el representante legal de la Compañía.

A continuación, se detalla la actual composición del Directorio de la Compañía:

Nombre	Cargo	Fecha de la primera designación en el directorio	Fecha de vencimiento del mandato vigente	Fecha de nacimiento
Jorge Carlos Bledel	Director	24 de febrero de 2010	31 de diciembre de 2017	19 de abril de 1954
Juan José Salas*	Director	9 de septiembre de 2015	31 de diciembre de 2017	23 de febrero de 1960
Oswaldo Arturo Reca	Vicepresidente del Directorio	5 de abril de 2011	31 de diciembre de 2017	14 de diciembre de 1951
Miguel Doderó*	Director	9 de septiembre de 2015	31 de diciembre de 2017	16 de febrero de 1955
Gonzalo Alejandro Pérès Moore	Presidente del Directorio	14 de noviembre de 2006	31 de diciembre de 2017	29 de mayo de 1952
Gonzalo Sundbland*	Director	28 de abril de 2017	31 de diciembre de 2017	18 de octubre de 1964
Rufino Escasany	Director	28 de abril de 2017	31 de diciembre de 2017	25 de marzo de 1985
Jorge Eduardo Villegas *	Director	28 de abril de 2017	31 de diciembre de 2017	9 de enero de 1949
Cristián López Saubidet*	Director	15 de abril de 2009	31 de diciembre de 2017	26 de septiembre de 1974
Mario Luis Espada*	Director	29 de abril de 2016	31 de diciembre de 2017	12 de septiembre de 1951
Liliana Amelia Murisi*	Director	28 de abril de 2017	31 de diciembre de 2017	30 de marzo de 1967
Enrique Ballester *	Gonzalo Director Suplente	28 de abril de 2017	31 de diciembre de 2017	19 de enero de 1954
Justo Pedro Sáenz	Director Suplente	10 de abril de 2008	31 de diciembre de 2017	2 de mayo de 1958

Nombre	Cargo	Fecha de la primera designación en el directorio	Fecha de vencimiento del mandato vigente	Fecha de nacimiento
Marcelo Atilio Suvá.....	Director Suplente	15 de abril de 2009	31 de diciembre de 2017	27 de julio de 1948
Juan Carlos Martín Casas*	Director Suplente	21 de septiembre de 2015	31 de diciembre de 2017	14 de abril de 1955
Diego Fernando Miguens.....	Director Suplente	30 de enero de 2007	31 de diciembre de 2017	25 de enero de 1955
Mario Elizalde	Director Suplente	11 de febrero de 2007	31 de diciembre de 2017	26 de julio de 1954
Alejandro Joaquín de Anchorena	Director Suplente	21 de septiembre de 2015	31 de diciembre de 2017	29 de marzo de 1984
Eduardo José Escasany	Director Suplente	29 de abril de 2016	31 de diciembre de 2017	19 de mayo de 1984
Pablo Javier Vega*	Director Suplente	21 de septiembre de 2015	31 de diciembre de 2017	29 de septiembre de 1972
Juan Pablo Gauna Otero*.....	Director Suplente	28 de abril de 2017	31 de diciembre de 2017	10 de octubre de 1976
Pablo Hourbeigt*	Director Suplente	28 de abril de 2017	31 de diciembre de 2017	6 de noviembre de 1965

* Directores independientes de acuerdo con las normas de la CNV, las cuales difieren de los requisitos impuestos por la NYSE a emisores estadounidenses.

Nota: Sin perjuicio del vencimiento de su mandato vigente, conforme al estatuto de la Compañía, los directores permanecen en sus cargos hasta la próxima asamblea de accionistas.

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales y académicos de los miembros del Directorio de la Compañía. El domicilio comercial de cada uno de los miembros del Directorio es Avda. Thomas Edison 2701, Buenos Aires, Argentina.

Jorge Carlos Bledel se ha desempeñado como miembro del Directorio de la Compañía desde el año 2010. A lo largo de su carrera se ha desempeñado en diferentes cargos en distintas empresas privadas, entre ellas vicepresidente de BBVA Francés Valores Sociedad de Bolsa S.A., gerente de Crédito del Banco del Interior y Buenos Aires, gerente comercial de Corporación Metropolitana de Finanzas, gerente financiero de BBVA Banco Francés S.A., director de la banca mayorista y minorista de BBVA Banco Francés S.A. Adicionalmente, ha cumplido funciones como director de Credilogros Compañía Financiera S.A.

Juan José Salas es Ingeniero egresado de la Universidad de La Plata. Ha sido miembro del Directorio de la Compañía desde el año 2015. Asimismo, en los años 1983 y 1984, realizó un posgrado en el Instituto de Altos Estudios Empresariales. Entre los años 2010 y 2014, se desempeñó como director suplente de Caputo S.A. Desde el año 2010 ocupa el cargo de gerente de operaciones y sistemas de Autopistas del Sol S.A.

Oswaldo Arturo Reca es Ingeniero egresado de la Universidad Católica Argentina. Realizó estudios de posgrado en 1977 en North Carolina State University de Estados Unidos. El Sr. Reca ha sido miembro del Directorio de la Compañía desde 2011. Entre los años 1980 y 1984, fue socio y director de Ingeniería de Avanzada S.A., empresa dedicada a instalaciones sanitarias y de gas en la construcción de barrios de viviendas. A su vez, entre los años 1984 y 1989, fue gerente general de Dufalp S.A., empresa líder en el rubro de indumentaria, siendo “Dufour” su marca principal. Entre los años 1989 y 2002, se desempeñó sucesivamente como gerente comercial, operativo y de planeamiento de Alpargatas S.A., empresa líder en textiles y calzado. Posteriormente comenzó un proyecto de índole agrícola para la producción de cereales y oleaginosas, el cual continúa a la fecha de este Prospecto. A su vez, en la actualidad se desempeña como director de DGCE, IGCU e IGCE, y como presidente de ESSA. El Sr. Reca también se desempeñó como vicepresidente de HPDA desde 2012 hasta 2015 y como director de Transportadora de Gas del Norte S.A., Edesur S.A. y PB Distribución S.A.

Miguel Dodero es Licenciado en Administración de Empresas egresado de la Universidad de Buenos Aires. Es miembro del Directorio de la Compañía desde el año 2015. Anteriormente, ocupó cargos en Agencia Marítima Dodero S.A. y Compañía Argentina de Navegación Intercontinental S.A. Desde el año 1990 hasta septiembre de 2014 se desempeñó como presidente de Dodero Inmobiliaria y Mandataria S.A. Desde 1990, es Presidente de M. Dodero Compañía de Servicios S.A. Asimismo, desde el año 2008 se desempeña como presidente de Full Logistics S.A. y como director de DGCU y DGCE.

Gonzalo Alejandro Pérès Moore es Licenciado en Administración de Empresas, egresado de la Universidad Católica Argentina. El Sr. Pérès Moore es miembro del Directorio de la Compañía desde 2009 y también se desempeñó en tal función entre 2006 y 2007. Entre 1997 y 2001, fue director general de Showcenter, el centro de entretenimiento interior más grande de la Argentina. Entre 1993 y 1996, se desempeñó como director de CCI Capital Investors S.A., empresa de gestión de CEI Citicorp Holdings S.A., una empresa de inversión líder en telecomunicaciones, cable, comunicación y servicios de internet en la Argentina. Entre 1982 y 1993 fue gerente de primera línea de la división internacional y director de banca de inversión de Banco Río de la Plata S.A. (“Banco Río”), así como director y gerente de APDT e IRHE. Mientras trabajaba en Banco Río, el Sr. Pérès Moore estaba a cargo de la oferta pública de Telefónica de Argentina y de Telecom de Argentina en los mercados internacionales, así como también estaba a cargo del departamento de valores y canje de acciones. Entre 1977 y 1982, el Sr. Pérès Moore se desempeñó en puestos de primera línea dentro del ámbito bancario de la Argentina,

principalmente en Banco Francés del Río de La Plata, subsidiaria de JP Morgan. Actualmente, se desempeña como presidente de DGCU y DGCE, y como director de IGCU e IGCE. Adicionalmente, el Sr. Pérès Moore es miembro del directorio de varias empresas del sector privado, incluyendo RPM Gas S.A., CP Renovables S.A., CP La Castellana S.A.U., CP Achiras, RMPE Asociados S.A. (“RMPE”, anteriormente denominada SADESA Servicios S.A.), Gasinvest S.A., PB Distribución S.A., Distrilec Inversora S.A., Edesur S.A., RPE Distribución S.A., RPU Agropecuaria S.A. y Parques Eólicos Australes S.A.

Gonzalo Sundbland es Ingeniero Industrial egresado de la Universidad Católica Argentina y realizó estudios de posgrado en asuntos ambientales en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Desde el año 2001 hasta el año 2005, se desempeñó como gerente comercial de IECA Economía y Negocios S.A. Entre 2005 y 2007, el Sr. Sundbland trabajó como gerente comercial de A C Taquini. Entre 2007 y 2012, se desempeñó como gerente comercial de Corporación América S.A., y, desde 2012 a 2014, trabajó como gerente comercial del Grupo Impsa.

Rufino Escasany es Ingeniero Industrial egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Desde el año 2011 al año 2016, se desempeñó como consultor en Prinex S.A. Entre 2013 y 2016, trabajó como analista operativo en Intelligent Energy Holding. El Sr. Escasany se desempeña como director de Aspiring Citizens Cleantech Ltd. desde el 2016.

Jorge Eduardo Villegas es Abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires. Desde su graduación, ha trabajado como abogado en el sector privado, en forma independiente, a través de su propio estudio jurídico, Estudio Jorge Villegas & Asociados.

Cristian López Saubidet es Ingeniero Industrial, egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Realizó una Maestría en Administración de Empresas en la Universidad de California, Los Angeles. Integra el Directorio de la Compañía desde el año 2009. Entre los años 2005 y 2008, trabajó para HSBC USA Inc. en la unidad de Préstamos de Consumo e Hipotecas. Entre 1998 y 2005, se desempeñó como consultor para McKinsey & Co. Desde el año 2008 ocupa el cargo de director en varias compañías, incluyendo Patagonia Gold S.A., Agropecuaria Cantomi S.A. y San Miguel S.A., donde integra el comité ejecutivo desde el año 2014.

Mario Luis Espada es Abogado, egresado de la Universidad de Morón. Ocupa el cargo de director de la Compañía desde 2016. En la actualidad, es suplente en la Cámara de Diputados del Congreso de la Nación Argentina. También desempeñó funciones como intendente de la Municipalidad de Pellegrini por un mandato, y como intendente de Tres Lomas por dos mandatos. Es profesor adjunto de finanzas y derecho financiero de la Facultad de Derecho y Ciencias Sociales de la Universidad de Morón. Desempeñó funciones como director en Tres Lomas Automotores S.A.C.I. y F. y Hernández, Vehulst y Espada S.A.

Liliana Amelia Murisi es Contadora Pública, egresada de la Universidad Nacional de Córdoba y realizó estudios de posgrado en Administración Financiera del Sector Público en la Universidad Nacional del Comahue. Actualmente, se desempeña como asistente administrativa de la Legislatura de la Provincia de Neuquén. Entre 1997 y 2007, la Sra. Murisi se desempeñó como auditora del Tribunal de Cuentas de la Provincia de Neuquén. Desde el año 2004 hasta el año 2005, trabajó como profesora de finanzas públicas en el Centro de Estudios Terciarios Norpatagónicos y como perito judicial en asuntos laborales.

Enrique Gonzalo Ballester es Licenciado en Economía, egresado de la Universidad Católica Argentina. Desde 1995 hasta 2016, se desempeñó como operador de primera línea en el departamento de finanzas de Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. Desde 1990, el Sr. Ballester se ha desempeñado como director de numerosas compañías, entre las que se incluyen Quenuma S.A., Lanceros Cívicos S.A. y Guardia Cívica S.A. Actualmente es director suplente de Lanceros Cívicos S.A.

Justo Pedro Sáenz completó el “Programa de Gestión Avanzada” en Wharton School, Universidad de Pennsylvania en los Estados Unidos. El Sr. Sáenz es director suplente de la Compañía desde el año 2008. El Sr. Sáenz se desempeña como gerente de administración y recursos humanos en la Compañía desde 2007. Entre 2005 y 2007, trabajó en Cima Investments en el área de nuevas inversiones. Entre 2003 y 2005, se desempeñó como Director Financiero de Banco de Servicios y Transacciones S.A. En el 2002, fue co-fundador de Idun Inversiones S.A. Entre 2000 y 2001, fue socio y gerente de finanzas de Softbank Latin America Ventures, Venture Capital Fund. Entre 1984 y 2000, trabajó en Merchant Bankers Asociados, MBA Banco de Inversiones, MBA Sociedad de Bolsa. Es socio en Merchant Bankers Asociados desde 1992, la cual estaba asociada con Salomon Brothers y la compañía inversora de Nicholas Brady, ex Secretario del Tesoro de Estados Unidos. Adicionalmente, en la actualidad, se desempeña como director suplente de DGCU, DGCE, Parques Eólicos Australes S.A., CP Renovables, CP Patagones S.A.U., CP Achiras, CP Achiras II S.A.U. y CP La Castellana.

Marcelo Suvá es Licenciado en Economía, egresado de la Universidad Católica Argentina. Desde el año 2008 integra el Directorio de la Compañía como director suplente. Asimismo, fue accionista de Coinvest S.A., una compañía de capital privado, así como también accionista y miembro del directorio de MBA Banco de Inversiones S.A., un banco de inversión argentino líder en asesoramiento financiero, donde participó de numerosas operaciones de M&A. A su vez, el Sr. Suvá es director suplente de RMPE y de RPE Distribución S.A. Anteriormente fue director de HNQ.

Juan Carlos Martín Casas es Licenciado en Economía egresado de la Universidad de Maryland y realizó una Maestría en Administración de Empresas en la Universidad George Washington, Estados Unidos. Es director suplente de la Compañía desde 2015. Entre los años 2004 y 2007 fue presidente de Merrill Lynch Argentina S.A. y director gerente de 1998 a 2004. A su vez, fue empleado de Booz Allen and Hamilton en Nueva York y en Merchant Bankers Asociados en Buenos Aires. En la actualidad es Director de Distrilec S.A.

Diego Fernando Miguens se desempeña como director suplente de la Compañía desde el año 2015. El Sr. Miguens trabajó en distintas empresas dedicadas a los rubros agropecuarios y de inversión. Asimismo, se desempeñó como director titular y presidente de El Cardan S.A., ISA S.A., Experience Patagonia S.A., e Inversiones Delta S.A., entre otras. En la actualidad integra el directorio de Plusener S.A., MB Holding S.A. y Abrojo Alto S.A.

Mario Elizalde es Ingeniero Agrónomo, egresado de la Universidad Católica Argentina y tiene un Máster en Ciencia de la Universidad de Texas A&M. Entre 1995 y 1999, el Sr. Elizalde se desempeñó como Gerente General de Call Center S.A., una compañía que brinda servicios de telecomunicación con valor agregado a Citycorp Equity Investments Group. Desde 1982 a 2010, fue gerente y asesor agrónomo de su negocio familiar. Además, desde el año 2000 hasta el año 2007, se desempeñó como director ejecutivo de Telinver S.A., una empresa del Grupo Telefónica. Desde julio de 2007 a septiembre de 2015, trabajó como director de la Compañía y fue miembro del Comité de Auditoría. En la actualidad, es miembro del directorio de DGPU.

Alejandro Joaquín de Anchorena es Ingeniero Industrial recibido en la Universidad Católica Argentina, y realizó un posgrado en IE Business School, Madrid, España. Desde el 2015 se desempeña como director suplente de la Compañía. En su carrera profesional ha trabajado en Unilever S.A. entre los años 2008 y 2011. Posteriormente, trabajó dos años en Ford Argentina S.A. en el área de planeamiento estratégico. Actualmente, es director de San Miguel S.A. y asociado en Hermes Management Consulting.

Eduardo José Escasany es Licenciado en Economía, egresado de la Universidad Católica Argentina. Durante los últimos 30 años, se ha desempeñado como presidente del directorio de diversas compañías, entre las que se incluyen Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., Banelco S.A., Banco de Galicia Uruguay S.A. y Casa Escasany S.A. El Sr. Escasany también fue miembro del directorio de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, Consejo Empresario Argentino e Institute of International Finance. Actualmente, es presidente del directorio de Grupo Financiero Galicia S.A. y Helena Emprendimientos Inmobiliarios S.A., y se desempeña como director suplente de RPE Distribución S.A. e Hidro Distribución S.A.

Pablo Javier Vega es Ingeniero Industrial, egresado de la Universidad Católica Argentina. Fue designado como director suplente de la Compañía en 2015. Anteriormente, desempeñó distintos cargos en la Empresa Provincial de Energía de Neuquén. Asimismo, entre enero de 2004 y abril de 2005, ocupó el cargo de director general de minería en la Dirección Provincial de Minería y Energía Eléctrica de la Provincia de Neuquén. En la actualidad se desempeña como coordinador técnico en el Ministerio de Energía y Servicios Públicos de la Provincia de Neuquén.

Juan Pablo Gauna Otero es Contador Público, egresado de la Universidad Argentina JF Kennedy. Además, realizó estudios de posgrado en Administración Ejecutiva de Empresas en IAE Business School. El Sr. Gauna Otero se desempeñó como gerente financiero de BTM Argentina entre 2010 y 2012. Actualmente, es miembro del directorio de las siguientes compañías: Delta del Plata S.A., Patagonia Gold S.A., Minera Minamalu S.A., Cheyenne S.A., Plusener S.A. y MB Holding S.A.

Pablo Hourbeigt es Abogado, egresado de la Universidad de Buenos Aires y realizó estudios de posgrado en Derecho Administrativo en la Universidad Austral. Desde 1998, ha desarrollado su actividad profesional en el campo del Derecho Energético y en la Reglamentación de los Servicios Públicos. El Sr. Hourbeigt fue coordinador legal de la Subsecretaría de Energía Eléctrica de la Nación entre los años 2000 y 2001 y, desde el año 2016, ha estado a cargo de la dirección del departamento de legales del Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal. Actualmente, es miembro del directorio de las siguientes compañías: Central Térmica Güemes S.A., Ormazabal Argentina S.A., Transpa S.A., Benefit Marketing S.A., Hourbeigt Abogados S.A. y Central Dique S.A.

Relaciones Familiares

El Sr. Rufino Escasany es hijo del Sr. Eduardo José Escasany, y ambos se desempeñan como miembros del Directorio de la Compañía. El Sr. Eduardo Antonio Erosa y el Sr. Horacio Ricardo Erosa son hermanos y se desempeñan como Síndico y Síndico Suplente, respectivamente, en la Comisión Fiscalizadora de la Compañía.

Deberes y responsabilidades de los directores

Los directores están obligados a cumplir sus funciones con la lealtad y diligencia propias de una persona de negocios prudente. En virtud del Artículo 274 de la Ley General de Sociedades, los directores responden solidariamente ante la Compañía, sus accionistas y los

terceros por el mal desempeño de sus funciones, violación de la ley, el estatuto o el reglamento, si hubiera, y por cualquier otro daño causado a estas partes por dolo, abuso de facultades o culpa grave. Se considera como parte del deber de lealtad de un director: (i) la prohibición de utilizar los activos de la sociedad como así también información confidencial para fines privados; (ii) la prohibición de sacar ventaja o permitir que otras partes saquen ventaja, por acción u omisión, de las oportunidades de negocios de la sociedad; (iii) la obligación de ejercer las facultades otorgadas al directorio únicamente para los fines pretendidos por la ley, los estatutos de la sociedad o una resolución de los accionistas o del directorio; y (iv) la obligación de actuar con diligencia estricta de manera que el directorio, directa o indirectamente, no actúe contra los intereses de la sociedad. Los directores deberán comunicar al directorio y a la Comisión Fiscalizadora cualquier conflicto de intereses que pudieran tener en una operación propuesta, y deberán abstenerse de votar al respecto.

En general, un director no será responsable por una decisión que adopte el directorio, aun cuando tal director hubiera participado o tuviera conocimiento de ella (i) si existiera una constancia por escrito de la oposición del director a tal decisión, y (ii) si el director notificara tal oposición a la Comisión Fiscalizadora. Sin embargo, ambas condiciones deben cumplirse antes de que se inicie un reclamo por la responsabilidad del director ante el directorio, la Comisión Fiscalizadora o los accionistas, o la autoridad o tribunales comerciales pertinentes.

El Artículo 271 de la Ley General de Sociedades permite que los directores celebren contratos con la sociedad relacionados con la actividad en que éste opere y siempre que se concierten en las condiciones de mercado. Los contratos que no reúnan alguno de los requisitos antedichos deberán contar con la aprobación previa del directorio (o de la Comisión Fiscalizadora si no existiese quórum del directorio), y deberá notificarse en tal sentido a los accionistas en una asamblea. Si los accionistas no aprobaran el contrato celebrado, los directores o los miembros de la Comisión Fiscalizadora, en su caso, serán responsables solidariamente por los daños y perjuicios causados a la sociedad como resultado de dicho contrato. Los contratos que no cumplan con las condiciones precedentes y que no fueran ratificados por los accionistas son nulos, sin perjuicio de la responsabilidad de los directores o miembros de la Comisión Fiscalizadora por los daños y perjuicios ocasionados a la sociedad.

Los actos o acuerdos que celebre una sociedad con una parte relacionada que involucren una suma significativa deberán cumplir los requisitos establecidos en los Artículos 72 y 73 de la Ley N° 26.831. Según el Artículo 72, los directores y síndicos (así como sus ascendientes, descendientes, cónyuges, hermanos o hermanas, y las sociedades en las que cualquiera de tales personas pueda tener una participación directa o indirecta) son considerados partes relacionadas. Se considera suma significativa la que exceda el 1,00% del patrimonio neto de la sociedad según su último estado de situación patrimonial. El directorio o cualquiera de sus miembros deberán solicitar al comité de auditoría un informe en el que declare si los términos de la operación pueden ser considerados razonablemente adecuados respecto de las condiciones normales de mercado. La sociedad podrá tomar una decisión con el informe que emitan dos firmas evaluadoras independientes que deberán haber informado sobre la misma cuestión y otros términos de la operación. El directorio pondrá a disposición de los accionistas el informe que emita el comité de auditoría o que emitan las firmas evaluadoras independientes, según corresponda, en la sede social, el día hábil posterior a que el directorio adopte la resolución, y deberá comunicar tal hecho a los accionistas de la sociedad en el respectivo boletín de mercado. El acta de directorio que apruebe la operación deberá consignar el voto de cada director. La operación deberá ser sometida a la aprobación de los accionistas de la sociedad cuando el comité de auditoría o ambas firmas evaluadoras hayan considerado que los términos de la operación no son razonablemente adecuados respecto de las condiciones normales de mercado. En caso de que un accionista exija una indemnización por daños y perjuicios ocasionados por una violación del Artículo 73, la carga de la prueba recaerá en la demandada, quien deberá probar que el acto o acuerdo se realizó de conformidad con las condiciones de mercado o que la operación no provocó ningún daño a la sociedad. La transferencia de la carga de la prueba no será aplicable cuando la operación hubiera sido aprobada por el directorio con la opinión favorable del comité de auditoría o de las dos firmas evaluadoras.

La Compañía podrá entablar reclamos contra los directores si así fuera decidido en una asamblea de accionistas. De no iniciarse el reclamo dentro de los tres meses de la resolución de los accionistas por la que se aprueba dicho inicio, cualquier accionista podrá iniciar la acción en representación y por cuenta de la sociedad. También podrán iniciar reclamos contra los directores los accionistas que se hayan opuesto a la aprobación de la gestión de tales directores, si dichos accionistas representaran, en forma individual o en conjunto, como mínimo el 5,00% del capital social de la sociedad.

Excepto en el supuesto de la liquidación obligatoria o declaración de quiebra de la Compañía, la aprobación de los accionistas del desempeño de un director, o la dispensa o el acuerdo expreso aprobados por la asamblea, da por extinguida cualquier responsabilidad de un director hacia la sociedad, con la condición de que los accionistas que representen como mínimo el 5,00% del capital social de la sociedad no se opongan, y con la condición, asimismo, de que dicha responsabilidad no sea el resultado de una violación de la ley o de los estatutos de la sociedad.

Conforme a la ley argentina, el directorio tiene a su cargo la dirección y administración de la sociedad y, como consecuencia, toma todas las decisiones relacionadas con ese fin, así como aquellas decisiones expresamente establecidas en la Ley General de Sociedades, los

estatutos de la sociedad y demás reglamentaciones aplicables. Asimismo, el directorio es el responsable de ejecutar las decisiones tomadas en las asambleas de accionistas y del cumplimiento de las tareas especialmente delegadas por los accionistas.

Reuniones, quórum y mayoría

El Artículo 23 del estatuto social de la Compañía dispone que el Directorio sesionará con la presencia de la mayoría absoluta de los miembros que lo componen y tomará resoluciones por mayoría de votos presentes, ya sea físicamente o a través de videoconferencia.

Las actas de estas reuniones serán confeccionadas y firmadas dentro de los cinco (5) días de celebrada la reunión por los directores y síndicos presentes. Los miembros de la Comisión Fiscalizadora deberán dejar expresa constancia en el acta de los nombres de los directores que han participado a distancia y de la regularidad de las decisiones adoptadas en el curso de la reunión. El acta consignará las manifestaciones tanto de los directores presentes como de los que participen a distancia y sus votos con relación a cada resolución adoptada.

El presidente o quien lo reemplace en virtud de la ley aplicable podrá convocar a reuniones cuando lo considere conveniente o cuando lo solicite cualquier director o miembro de la Comisión Fiscalizadora. La convocatoria para la reunión se hará dentro de los cinco días de recibido el pedido; en su defecto, la convocatoria podrá ser efectuada por cualquiera de los directores. Las reuniones del Directorio de la Compañía deberán ser convocadas por escrito y notificadas al domicilio denunciado por el director, con indicación del día, hora, lugar de celebración, y el orden del día. Podrán tratarse temas no incluidos en la convocatoria si se verifica la presencia de la totalidad y del voto unánime de los directores titulares.

Remuneración

Los accionistas de la Compañía son los que fijan las remuneraciones de los directores, inclusive sus salarios y cualquier otra remuneración adicional que derive del desempeño de una actividad administrativa o técnica con carácter permanente. Las remuneraciones de los directores de la Compañía están reguladas por la Ley General de Sociedades y las normas de la CNV. Toda remuneración que se abone a los directores de la Compañía deberá haber sido previamente aprobada en una asamblea ordinaria de accionistas. El Artículo 261 de la Ley General de Sociedades establece que la remuneración pagada a todos los directores y síndicos en un ejercicio no puede exceder el 5,00% de la ganancia neta de dicho ejercicio, si la sociedad no pagara dividendos respecto de dicha ganancia neta. La Ley General de Sociedades aumenta la restricción anual sobre la remuneración de los directores hasta el 25,00% de la ganancia neta en función del monto de dividendos que se abonen, de haberlos. En el caso de los directores que cumplen funciones en comités especiales o que realizan tareas técnicas o administrativas, se pueden exceder los límites antedichos si la asamblea de accionistas así lo dispusiera, si tal cuestión se incluyera en el orden del día, y si estuviera de acuerdo con las normas de la CNV. En todo caso, la remuneración de todos los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora requiere de la ratificación de los accionistas en asamblea ordinaria de accionistas.

Algunos directores de la Compañía desempeñan funciones ejecutivas, técnicas y administrativas. La Compañía remunera a los directores que desempeñan tales funciones por sus roles como directores y funcionarios ejecutivos.

Durante la asamblea ordinaria anual de accionistas celebrada el 28 de abril de 2017, los accionistas aprobaron un total de honorarios de directores de Ps.2.279.493,53 por los servicios prestados durante 2016, que fueron abonados en 2016.

A la fecha del presente Prospecto, ni la Compañía ni ninguna de sus sociedades vinculadas ha suscripto ningún acuerdo que establezca algún beneficio o remuneración para algún director una vez extinguido su mandato.

Criterios para determinar la independencia de los directores

De conformidad con las disposiciones de la Sección IV, Capítulo I, Título XII “*Transparencia en el Ámbito de la Oferta Pública*” y de la Sección XI, Capítulo III, Título II “*Órganos de Administración y Fiscalización, Auditoría Externa*” de las normas de la CNV, la Compañía está obligada a informar a la asamblea de accionistas, antes de proceder a la votación para la designación de cualquier director, la condición de dicho director como “independiente” o “no independiente”. En la actualidad, Juan José Salas, Miguel Doderó, Gonzalo Sundbland, Jorge Eduardo Villegas, Cristian López Saubidet, Mario Luis Espada, Liliana Murisi, Gonzalo Ballester, Juan Carlos Martín Casas, Pablo Javier Vega, Juan Pablo Gauna Otero, y Pablo Hourbeigt son miembros independientes del Directorio, conforme a los criterios establecidos por la CNV, que pueden diferir con respecto a los criterios de independencia de la NYSE y NASDAQ. Véase “—Comité de Auditoría” para más información sobre los requisitos de independencia que deben cumplir los miembros del Comité de Auditoría de la Compañía al momento de la oferta.

Gobierno Corporativo

La Compañía ha adoptado un código de gobierno corporativo donde se contemplan las mejores prácticas de gobierno corporativo, que se basan en normas estrictas respecto de la transparencia, eficiencia, ética, protección del inversor y tratamiento igualitario de los inversores. El código de gobierno corporativo sigue las normas establecidas por la CNV. Asimismo, la Compañía ha adoptado un código de ética y un código de conducta interno, diseñado cada uno de ellos, para determinar normas respecto de la conducta profesional, moral y desempeño de los empleados.

Gerencia de Primera Línea

El siguiente cuadro expone la composición actual de la gerencia de primera línea de la Compañía:

Nombre	Cargo	Fecha de la primera designación en el cargo	Fecha de Nacimiento
Jorge Rauber	Gerente Ejecutivo	2017	18 de julio de 1969
Fernando Roberto Bonnet	Gerente de Finanzas	2010	23 de marzo de 1977
Eduardo Nitardi.....	Director de Ingeniería	2016	18 de julio de 1955
Alberto Francisco Minnici	Gerente de Producción	2015	14 de abril de 1965
José María Saldungaray	Gerente de Regulación, Planeamiento y Obra	2014	18 de febrero de 1967
Justo Pedro Sáenz	Gerente de Administración y Recursos Humanos	2007	2 de mayo de 1958
José Manuel Pazos	Dirección de Legales	2015	14 de septiembre de 1971
Rubén Omar López.....	Gerente de Planificación y Regulación	2013	17 de abril de 1964
Hector Sergio Falzone.....	Gerente de Comercial y Combustibles	2007	2 de enero de 1961
Leonardo Marinaro	Gerente de Legales	2007	25 de abril de 1963
Javier Alejandro Torre	Gerente de Recursos Humanos	2016	19 de abril de 1967
Rubén Vázquez.....	Gerente de Energías Renovables	2015	5 de marzo de 1962

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales y académicos de los gerentes de primera línea de la Compañía. El domicilio comercial de los miembros de la gerencia de primera línea de la Compañía es Avda. Thomas Edison 2701, Buenos Aires, Argentina.

Jorge Rauber es Ingeniero Eléctrico egresado de la Universidad Nacional de la Plata y realizó un posgrado en Gestión del Mercado Eléctrico en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). El Sr. Rauber se desempeñó como gerente comercial en Hidroeléctrica El Chocón S.A. desde 1997 hasta 1999. Durante el año 2000, trabajó como gerente de planeamiento de Endesa Chile. Asimismo, entre 2000 y 2003, trabajó como gerente comercial de Central Térmica Dock Sud S.A. y, desde 2003 a 2006, como gerente comercial de AES Argentina Generación S.A. Entre 2001 y 2012, el Sr. Rauber se desempeñó como miembro del directorio de las siguientes compañías: CAMMESA, TMB y Termoeléctrica Guillermo Brown. Además, fue vicepresidente de AGEERA. Por último, fue gerente general de Subterráneos de Buenos Aires Sociedad del Estado, entre 2016 y 2017.

Fernando Roberto Bonnet es Contador Público, egresado de la Universidad de Buenos Aires. Adicionalmente, durante los años 2009 y 2010, realizó un posgrado en Administración Ejecutiva de Empresas en IAE Business School, Universidad Austral. El Sr. Bonnet se desempeña como gerente de finanzas de la Compañía desde el 2010 y, entre los años 2008 a 2010, ocupó el cargo de gerente de impuestos. Anteriormente, trabajó en Ernst & Young Argentina como gerente de impuestos. Asimismo, el Sr. Bonnet se desempeñó como director de Distrilec Inversora S.A. y Edesur S.A., y en la actualidad es director suplente de CP Renovables S.A., CP La Castellana, CP Achiras, IGCU, IGCE, y Parques Eólicos Australes S.A.

Eduardo Luis Nitardi es Ingeniero Mecánico Electricista egresado de la Universidad Nacional de Córdoba. Asimismo, desde marzo de 1999 a noviembre de 2000, realizó una Maestría en Administración del MEM en Instituto Tecnológico de Buenos Aires. De marzo de 2002 a noviembre de 2002, el Sr. Nitardi realizó un curso en Desarrollo de Dirección en IAE Business School, Universidad Austral. El Sr. Nitardi tiene 39 años de experiencia en la industria de la energía eléctrica tanto en los segmentos de transmisión como de generación de energía eléctrica. Se desempeña como Director de Ingeniería de Central Puerto desde 2016. Anteriormente, fue CEO de CVOSA de 2012 a 2015, gerente de planeamiento y obras de Central Puerto entre 2011 y 2012, y Director Técnico en Transener S.A. de 2008 a 2011. También se desempeñó como gerente técnico en dicha compañía entre 1997 y 2008.

Alberto Francisco Minnici es Ingeniero Eléctrico egresado de la Universidad Tecnológica Nacional. El Sr. Minnici tiene 31 años de experiencia en la industria de generación de energía eléctrica. El Sr. Minnici ocupa el cargo de Gerente de Producción de Central Puerto desde el 2015. Anteriormente, ocupó el puesto de Gerente de Operaciones de Planta del Complejo Puerto entre 2012 y 2015, y el puesto de Gerente de Operaciones de Planta de la planta de ciclo combinado del Complejo Puerto ubicado en la Ciudad de Buenos Aires entre 2008 y 2012, entre otros puestos dentro de la Compañía.

José María Saldungaray es Ingeniero Eléctrico, graduado de la Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca, Argentina. Desde el año 2014 se desempeña como gerente de regulación, planeamiento y obra de la Compañía. Actualmente, el Sr. Saldungaray ocupa el cargo de director en CAMESA, director suplente de Proener S.A.U., OSA, TGM, y DGCE. Anteriormente, se desempeñó como gerente comercial en HPDA e integró el directorio de CTM y LPC.

José Manuel Pazos es Abogado, egresado de la Universidad Católica Argentina. Además, cuenta con un posgrado en Regulación de Servicios Públicos de la Universidad Austral. El Sr. Pazos se desempeña como director suplente del Directorio de la Compañía desde el año 2015. Entre 1997 y 2002, fue abogado de la Secretaría de Energía de la Nación y Emprendimientos Binacionales S.A. (EBISA) y, desde 2003 hasta 2014, trabajó para el estudio jurídico Bruchou, Fernández Madero & Lombardi. Entre 2007 y 2008, el Sr. Pazos trabajó para Simpson Thacher & Bartlett LLP en Nueva York. Actualmente, se desempeña como director suplente de CP Renovables, CP La Castellana, CP Achiras, y Parques Eólicos Australes S.A.

Rubén Omar López es Ingeniero Eléctrico, egresado de la Universidad Tecnológica Nacional. Posee un posgrado en Administración de Empresas de la Universidad de Buenos Aires. Desde el año 2013 se desempeña como gerente de planificación y regulación de la Compañía. Tiene más de 30 años de experiencia en compañías de servicios públicos donde desempeñó diversos cargos tanto en áreas comerciales como técnicas. Asimismo, se desempeñó como director suplente de Distrilec Inversora S.A. y EDESUR S.A.

Hector Sergio Falzone es Ingeniero Eléctrico, egresado de la Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional de Tucumán. Desde el año 2007 es el gerente de comercial y combustibles de la Compañía. A su vez, durante los meses de abril a agosto del 2007, se desempeñó como gerente de combustibles de Central Puerto, CTM y Ensenada S.A. Anteriormente, se desempeñó como director de negocios de generación para el hemisferio sur en CMS Operating S.A. y CMS Comesa S.A.

Leonardo Marinaro es Abogado, egresado de la Universidad Católica Argentina. Desde el año 2007 se desempeña como gerente de legales de la Compañía. A su vez, el Sr. Marinaro se desempeñó como director de La Plata Cogeneración S.A., CTM y Edesur S.A. En la actualidad es director de TGM, CP Renovables, CP La Castellana, CP Achiras, y Parques Eólicos Australes S.A., y director suplente de DGPU, DGCE, ESSA, IGCU e IGCE.

Javier Alejandro Torre es Licenciado en Recursos Humanos, egresado de la Universidad de Buenos Aires. Se desempeña como gerente de recursos humanos de la Compañía desde el año 2016. Anteriormente, trabajó en ExxonMobil durante casi 20 años, donde ocupó diferentes cargos en las áreas comercial y de recursos humanos. Antes de ocupar el cargo de gerente de recursos humanos en la Compañía, fue el gerente de recursos humanos de las operaciones en Argentina de LyondellBasell.

Rubén Vázquez es Ingeniero Eléctrico, egresado de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Buenos Aires. El Sr. Vázquez ejerce el cargo de gerente de energías renovables desde 2015. El Sr. Vázquez posee más de 30 años de experiencia en servicios públicos, donde ha ejercido distintos cargos, tanto técnicos como comerciales, ganando experiencia en servicios públicos internacionales. Adicionalmente, el Sr. Vázquez ha ejercido el cargo de director de mercado de Edesur hasta el 2015 y, actualmente, es miembro del directorio de Edesur y Distrilec Inversora S.A.

Para la biografía del Sr. Justo Pedro Sáenz véase “—Directorio.”

Remuneración

En 2016, los gerentes de primera línea de la Compañía recibieron remuneraciones por un total de Ps.33,57 millones, de los cuales Ps.7,42 millones consistieron en un bono anual. El bono anual a los miembros de la gerencia consiste en un monto equivalente a tres o cuatro veces sus salarios y se basa en ciertos umbrales de desempeño relacionados con la cantidad del trabajo realizado y su importancia con respecto a la Compañía. La Compañía remunera a los directores que desempeñan funciones ejecutivas, técnicas y administrativas por sus roles como directores y funcionarios ejecutivos.

Comité de Auditoría

Conforme a las normas de la SEC en materia de gobierno corporativo, la Compañía debe contar con un comité de auditoría. Cada uno de los miembros del comité de auditoría debe tener experiencia en el ámbito financiero y conocimientos en materia contable o

relacionados con gestión financiera.

En virtud de la Ley N° 26.831 y sus normas reglamentarias, la Compañía tiene la obligación de contar con un comité de auditoría compuesto por un mínimo de tres miembros del Directorio, que tengan experiencia en asuntos comerciales, financieros, contables, bancarios y de auditoría. Conforme a las normas de la CNV, al menos una mayoría de los miembros del comité de auditoría deben ser directores independientes según los requisitos de la CNV.

El Comité de Auditoría de la Compañía está compuesto por tres miembros designados por el Directorio que tengan experiencia en el ámbito financiero. El Sr. Miguel Dodero y el Sr. Jorge Eduardo Villegas son independientes conforme a la Norma 10A-3 de la Ley de Mercados de Valores (la “Norma 10A-3”) y las normas de la NYSE aplicables, las cuales difieren del análisis general para determinar la independencia de miembros del directorio y de comités. El Sr. Migue Dodero es experto en finanzas en el sentido de las normas adoptadas por la SEC relacionadas con el informe de expertos financieros en comités de auditoría en presentaciones periódicas en virtud de la Ley de Mercados.

Requisitos de independencia en virtud de la Norma 10-A3 de la SEC

Conforme a la Norma 303A.06 de la NYSE, la Compañía está obligada a contar con un comité de auditoría que cumpla con la Norma 10-A3. De conformidad con la norma 10-A3, Central Puerto debe cumplir con ciertos criterios de independencia. Cada miembro del comité de auditoría debe ser independiente y miembro del directorio. De acuerdo con la Norma 10-A3, a los fines de ser considerado “independiente”, un miembro del comité de auditoría de una emisora cuyas acciones cotizan en bolsa no podrá, de otro modo que no sea en su carácter de miembro del comité de auditoría, del directorio o de otro comité:

- aceptar, directa o indirectamente, honorarios, por consultoría, asesoramiento o de otro tipo de la emisora o cualquiera de sus subsidiarias. Los honorarios no incluyen la percepción de montos de remuneración fijos en virtud de un plan jubilatorio (incluyendo remuneración diferida) por servicios previos con la emisora (siempre que tal remuneración no sea contingente en modo alguno con respecto a servicios que continúan); o
- ser una persona afiliada de la emisora o cualquiera de sus subsidiarias.

Asimismo, a la fecha de entrada en vigencia, al menos uno de los miembros del comité de auditoría debe cumplir con los criterios de independencia en virtud de la Norma 10-A3. Luego de transcurridos noventa días de la fecha de entrada en vigencia, todos, a excepción de uno de los miembros del directorio deben cumplir con los criterios de independencia en virtud de la Norma 10-A3.

Dentro del año siguiente a la culminación de esta oferta global, la Compañía prevé que todos los miembros de su Comité de Auditoría cumplirán con los requisitos de independencia impuestos por la SEC y la NYSE aplicables a comités de auditoría de emisoras privadas extranjeras o estarán comprendidos en exenciones en virtud de las normas aplicables, con la exención a la Norma 10A-3. Los miembros del Comité de Auditoría de la Compañía tienen derecho a percibir una remuneración anual en la forma de salario fijo. El Comité de Auditoría de la Compañía también posee dos miembros suplentes, uno de los cuales es independiente conforme a la Norma 10A-3 y las normas de la NYSE aplicables.

La Compañía tomará las medidas necesarias para asegurar que haya miembros suplentes disponibles a fin de completar las eventuales vacantes. El quórum para la toma de decisiones por parte del Comité de Auditoría requerirá la presencia de una mayoría de sus miembros y todas las cuestiones serán decididas por el voto de la mayoría de los miembros presentes en la reunión. Los miembros del Comité de Auditoría, en su primera sesión posterior a su nombramiento, designarán al presidente, quien, en caso de empate, tendrá doble voto. El comité adoptará resoluciones con el voto afirmativo de la mayoría de los miembros presentes, conforme al estatuto de la Compañía. Las decisiones del Comité de Auditoría serán registradas en un libro societario especial y serán firmadas por todos los miembros del comité que estuvieron presentes en la reunión. Según la Sección XVII, Capítulo III, Título II de las normas de la CNV, el Comité de Auditoría deberá celebrar por lo menos una reunión programada regularmente cada tres meses.

Según la Ley N° 26.831, el Comité de Auditoría, entre otras funciones:

- brinda asesoramiento respecto de la propuesta del Directorio para la designación de auditores externos y garantiza su independencia;
- supervisa los mecanismos de control y procedimientos administrativos y contables de la Compañía, y evalúa la confiabilidad de toda la información financiera y demás información pertinente presentada ante la CNV y otros organismos ante quienes la Compañía presenta información;
- supervisa las políticas de información relativas a la gestión de riesgo de la Compañía;

- suministra información completa al mercado sobre las operaciones en las que pudiera existir un conflicto de intereses con los miembros de los diversos órganos societarios o accionistas controlantes de la Compañía;
- brinda asesoramiento respecto de la razonabilidad de honorarios o planes de opción de compra de acciones para los directores y gerentes de la Compañía propuestos por el Directorio;
- brinda asesoramiento respecto del cumplimiento de los requisitos legales y la razonabilidad de los términos de emisión de acciones u otros instrumentos convertibles en acciones en casos de aumentos de capital en los que se excluyan o se vean limitados los derechos de suscripción preferente;
- verifica el cumplimiento de las normas de conducta aplicables; y
- emite opiniones fundadas respecto de las operaciones con partes relacionadas en determinadas circunstancias y presenta tales opiniones ante los entes regulatorios según lo exija la CNV en caso de existir posibles conflictos de intereses.

Asimismo, el Comité de Auditoría debe confeccionar un plan de trabajo anual y presentarlo al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora. Los miembros del Directorio, los miembros de la Comisión Fiscalizadora y los auditores externos deben asistir a las reuniones del Comité de Auditoría si así lo solicitara este Comité, y deben brindar a éste plena colaboración e información. El Comité de Auditoría tiene derecho a contratar otros profesionales independientes para que lo asistan en el desempeño de sus tareas y tiene pleno acceso a toda la información y documentación de la Compañía.

El siguiente cuadro detalla los miembros del Comité de Auditoría de la Compañía conforme a la resolución adoptada en la reunión de Directorio celebrada el 11 de mayo de 2017.

Nombre	Cargo	Fecha de la primera designación en el cargo	Fecha de nacimiento	Condición
Miguel Dodero.....	Miembro	16 de mayo de 2016	16 de febrero de 1955	Independiente
Oswaldo Arturo Reca.....	Presidente	22 de octubre de 2015	14 de diciembre de 1951	No independiente
Jorge Eduardo Villegas	Miembro	11 de mayo de 2017	9 de enero de 1949	Independiente
Jorge Carlos Bledel.....	Miembro Suplente	11 de mayo de 2017	19 de abril de 1954	No independiente
Juan José Salas.....	Miembro Suplente	21 de septiembre de 2015	23 de febrero de 1960	Independiente

(1) Condición en base a las normas de la CNV y de la SEC.

Para las biografías de los miembros del Comité de Auditoría de la Compañía, véase “—Directorio”.

Comisión Fiscalizadora

La Compañía cuenta con un órgano de fiscalización denominado comisión fiscalizadora (“Comisión Fiscalizadora”). La Comisión Fiscalizadora está compuesta por tres síndicos titulares y tres síndicos suplentes designados por los accionistas en la asamblea anual ordinaria de accionistas. Los síndicos titulares y suplentes son elegidos por el plazo de un ejercicio, y tienen las facultades establecidas por la Ley N° 19.550 y demás disposiciones legales aplicables. Toda remuneración que se pague a los síndicos debe haber sido previamente aprobada por asamblea ordinaria de accionistas. El mandato de los miembros de la Comisión Fiscalizadora vence el 31 de diciembre de 2017.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora se encuentran autorizados a asistir a las asambleas de accionistas y las reuniones de directorio, convocar asambleas extraordinarias de accionistas e investigar reclamos escritos presentados por accionistas que posean más del 2,00% del capital social de la Compañía. De conformidad con la Ley General de Sociedades, sólo abogados y contadores habilitados para ejercer en Argentina y que tengan domicilio en Argentina o sociedades civiles compuestas exclusivamente por dichas personas pueden desempeñarse como síndicos en una sociedad anónima o sociedad de responsabilidad limitada argentina. Con posterioridad a la inscripción de la Fusión 2016, los miembros de la Comisión Fiscalizadora podrán convocar a asamblea ordinaria de accionistas bajo supuestos específicos previstos por ley, conforme considere necesario cualquiera de ellos, o cuando sea requerido por accionistas que representen no menos del 5,00% del capital social de la Compañía. De conformidad con el Artículo 294 de la Ley General de Sociedades, la Comisión Fiscalizadora debe revisar los libros y registros de la Compañía cuando resulte conveniente y como mínimo trimestralmente.

Luego de la inscripción de la reforma del estatuto de la Compañía de fecha 3 de junio de 2015, la Comisión Fiscalizadora celebra reuniones y decide con la presencia y el voto afirmativo de al menos dos de sus miembros, sin perjuicio de los derechos otorgados por ley al síndico disidente. Antes de la inscripción de la Fusión 2016, las reuniones de la Comisión Fiscalizadora podían convocarse por cualquiera de sus miembros, las reuniones se llevaban a cabo con la presencia de todos sus miembros y las decisiones eran adoptadas por mayoría de votos, sin perjuicio de los derechos otorgados por ley al síndico disidente.

La Comisión Fiscalizadora debe celebrar reuniones al menos una vez por mes. Las reuniones también pueden ser convocadas a solicitud de cualquiera de sus miembros dentro de los cinco días de la fecha en que la solicitud se presente al presidente de la Comisión Fiscalizadora o del Directorio, según corresponda. Deben notificarse por escrito todas las reuniones en los domicilios indicados por cada síndico al momento de asumir en el cargo.

La Comisión Fiscalizadora debe estar presidida por uno de sus miembros, designado por mayoría de votos, en la primera reunión de cada año. También deberá designarse a la persona que ocupará el lugar de presidente ante su ausencia. El presidente representa a la Comisión Fiscalizadora ante el Directorio.

A continuación, se detalla la actual composición de la Comisión Fiscalizadora de la Compañía conforme fuera decidida en la asamblea ordinaria de accionistas del día 28 de abril de 2017. De acuerdo con la Resolución Técnica No. 15 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas y la Sección III, Capítulo III del Título II de las normas de la CNV, todos los síndicos, tanto titulares como suplentes, son independientes.

Nombre	Cargo	Fecha de la primera designación en el cargo	Profesión	Fecha de nacimiento
Carlos C. Adolfo Halladjian	Síndico Titular	2013	Contador Público	8 de marzo de 1977
Marcelino Diez	Síndico Titular	2007	Contador Público	8 de agosto de 1943
Eduardo Antonio Erosa.....	Síndico Titular	2013	Contador Público	6 de octubre de 1958
Horacio Ricardo Erosa.....	Síndico Suplente	2013	Contador Público	21 de diciembre de 1961
Carlos Adolfo Zlotnitzky	Síndico Suplente	2016	Contador Público	4 de abril de 1981
Mariano Luis Luchetti.....	Síndico Suplente	2016	Abogado	3 de mayo de 1973

A continuación se detallan los antecedentes académicos y profesionales de los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Compañía:

Carlos C. Adolfo Halladjian es Contador Público, egresado de la Universidad de Buenos Aires. Desde el año 2013 se desempeña como síndico titular de la Compañía. El Sr. Halladjian es socio del Estudio Halladjian y Asociados desde 2010. Se desempeña como síndico titular de las siguientes compañías: CVOSA, TJSM, Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (EDESUR S.A.), RPBC Gas S.A., CP Renovables, Magna Asset Management S.A., Central Aimé Painé S.A., CP La Castellana, CP Achiras, PB Distribución S.A. y Parques Eólicos Australes S.A.

Marcelino Diez es Contador Público, egresado de la Universidad de Belgrano. Desde el año 2007 integra la Comisión Fiscalizadora de la Compañía. Entre 1985 y 1995, se desempeñó como director de Noblex S.A. También ocupa el cargo de síndico de Patagonia Gold S.A. y Minera La Paloma S.A.

Eduardo Antonio Erosa es Contador Público, egresado de la Universidad Católica Argentina en el año 1985. Es síndico de la Compañía desde el año 2013. En la actualidad es Gerente Ejecutivo de Compañía Argentina de Navegación de Ultramar S.A. Asimismo, integra los órganos de fiscalización de LE Capital S.R.L., RPM Gas S.A., RPE Distribución S.A., e Hidro Distribución S.A.

Horacio Ricardo Erosa es Contador Público, egresado de la Universidad de Buenos Aires. Desde el año 2013 se desempeña como síndico suplente de la Compañía. En la actualidad, integra el directorio de Compañía Argentina de Navegación de Ultramar S.A. y también es síndico suplente de LE Capital S.R.L., Las Margaritas S.A., e Inversiones Azpiroz S.A.

Carlos Adolfo Zlotnitzky es Contador Público, egresado de la Universidad de Buenos Aires. Desde el año 2015 se desempeña como síndico suplente de la Compañía. Adicionalmente, el Sr. Zlotnitzky se desempeña como contador y asesor impositivo y contable en forma independiente, tanto en el ámbito de empresas privadas como de personas físicas. Actualmente, se desempeña como síndico suplente de DGCE, DGCU, IGCU, IGCE, Central Aime Painé S.A. y ESSA.

Mariano Luís Luchetti es Abogado, egresado de la Universidad Católica Argentina. Anteriormente, ocupó el cargo de síndico suplente en la Comisión Fiscalizadora de la Compañía y fue designado nuevamente en 2016. El Sr. Luchetti es socio del estudio jurídico Bruchou, Fernández Madero & Lombardi. Actualmente, se desempeña como miembro del directorio de Distrilec. El Sr. Luchetti también se desempeña como síndico titular de Proener S.A.U., RPBC Gas S.A., RPE Distribución S.A., CP Renovables, Parques Eólicos Australes S.A., CP La Castellana, CP Achiras, Pecom Servicios Energía S.A., Pecom Servicios Medioambientales S.A. y Skaneu S.A., y como síndico suplente de Vuelta de Obligado S.A., RPM Gas S.A., PB Distribución S.A., Hidro Distribución S.A., Dique Uno Inversiones S.A., PCF S.A., PCFG Advisory S.A. y Sudaica S.A.

Remuneración

Durante la asamblea ordinaria anual de accionistas celebrada el 28 de abril de 2017, los accionistas aprobaron los honorarios de los miembros de la Comisión Fiscalizadora por la suma de Ps.260.742 por los servicios prestados durante 2016.

Tenencia Accionaria de Directores, Gerencia y Fiscalizadores

El cuadro que figura debajo detalla la información relativa a la tenencia accionaria de los directores y miembros de la gerencia y del órgano de fiscalización de la Compañía al 21 de diciembre de 2017.

Nombre	Cargo	Acciones	% de acciones
Eduardo José Escasany	Director Suplente	154.201.690	10,18%
Diego Fernando Miguens ¹	Director Suplente	48.175.635	3,18%

⁽¹⁾ Diego Fernando Miguens es el titular beneficiario de Polinter S.A., que es el titular directo de 48.175.635 acciones ordinarias de la Compañía. Polinter S.A. detenta también una participación accionaria del 19,25% en Plusener S.A., que a su vez, detenta directamente 158.073.984 acciones ordinarias de la Compañía.

Asimismo, al 11 de enero de 2018, cada uno de los siguientes directores y gerentes de primera línea es titular de menos del 1,00% de las acciones ordinarias de la Compañía: Gonzalo Alejandro Pérès Moore, Jorge Carlos Bledel, Marcelo Atilio Suvá y Juan Carlos Martín Casas.

Asesores

El principal asesor legal con el cual Central Puerto mantiene una relación continua es Bruchou, Fernández Madero & Lombardi, con domicilio en Ing. Butty 275, Piso 12 (C1001AFA), Ciudad de Buenos Aires. El Estudio Bruchou, Fernández Madero & Lombardi asesora legalmente a Central Puerto y a los Accionistas Vendedores.

Audidores

Los estados financieros de la Emisora correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, fueron auditados por Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., firma miembro de Ernst & Young Global (“PHM”), contadores públicos independientes, inscriptos en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CPCECABA) bajo el T° 1 F° 13. El domicilio de PHM es 25 de mayo 487, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Los auditores de los últimos tres (3) ejercicios anuales de la Sociedad fueron los siguientes:

Fecha	Auditor	DNI	CUIT	Estudio contable	Domicilio	Matrícula
31 de diciembre de 2014	Dictaminante titular: Ezequiel Alejandro Calciati / Dictaminante suplente: Leonel Germán Tremonti	14.455.908 / 24.036.555	20-14455908-9 / 20-24036555-4	PHM	25 de mayo 487 (1002) Ciudad Autónoma de Buenos Aires	C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163, F° 233 / C.P.C.E.C.A.B.A. T° 315, F° 173
31 de diciembre de 2015	Dictaminante titular: Ezequiel Alejandro Calciati / Dictaminante suplente: Germán Cantalupi	14.455.908 / 24.036.555	20-14455908-9 / 20-24036555-4	PHM	25 de mayo 487 (1002) Ciudad Autónoma de Buenos Aires	C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163, F° 233 / C.P.C.E.C.A.B.A. T° 315, F° 173
31 de diciembre de 2016	Dictaminante titular: Leonel Germán Tremonti / Dictaminante suplente: Leonel Germán Tremonti	24.036.555	20-24036555-4	PHM	25 de mayo 487 (1002) Ciudad Autónoma de Buenos Aires	C.P.C.E.C.A.B.A. T° 315, F° 173

LA OFERTA

A continuación se incluye un breve resumen de los términos de la oferta global. Para una descripción más detallada de las Acciones Existentes, véase “Descripción de los Estatutos y el Capital Social” en este Prospecto.

Compañía	Central Puerto S.A.
Accionistas Vendedores	Cristina Teresa Miguens, Cantomi Uruguay S.A., Polinter S.A., Facundo de la Fuente, Maria Ines Fitte, Maria Luisa Barbara Miguens, Gonzalo Tanoira, Cinco Vientos Uruguay S.A, Mark Patrick Dunfoy, Christopher Jason Gatenby, Christofer Mary Masterson y Vincent Gerald O’Brien, Eduardo José Escasany y Guillermo Pablo Reca. Para más información véase “Accionistas Principales y Accionistas Vendedores.”
Acciones ordinarias ofrecidas en la oferta global	Mediante una colocación por oferta pública de acciones autorizadas por la CNV los Accionistas Vendedores ofrecen hasta 408.095.678 Acciones Existentes (incluyendo la Oferta de Sobre Suscripción) ampliable hasta el monto máximo autorizado por la regulación aplicable en la Oferta Internacional y en la Oferta Local. La oferta en Estados Unidos y otras jurisdicciones fuera de Argentina se denomina la “Oferta Internacional” y la oferta en Argentina, la “Oferta Local”. Se hace referencia a la oferta internacional y la oferta argentina en conjunto como la “Oferta Global”. Los cierres de la Oferta Internacional y de la Oferta Local están condicionados entre sí. Las Acciones Existentes podrán estar representadas por ADS, a opción de los Colocadores Internacionales.
Acciones ordinarias ofrecidas en la oferta internacional	Mediante una colocación por oferta pública de acciones autorizadas por la CNV los Accionistas Vendedores ofrecen 408.095.678 Acciones Existentes ampliable hasta el monto máximo autorizado por la regulación aplicable, a través de los Colocadores Internacionales en Estados Unidos y otros países distintos de Argentina (incluyendo 53.229.870 Acciones Existentes Adicionales si los Colocadores Internacionales ejercen su opción de comprar acciones ordinarias adicionales en su totalidad).
Acciones ordinarias ofrecidas en la oferta argentina	En forma simultánea con la Oferta Internacional, los Accionistas Vendedores ofrecen mediante una colocación por oferta pública de acciones autorizadas por la CNV hasta 408.095.678 Acciones Existentes en una oferta en Argentina a residentes en el país a través del Colocadores Locales ampliable hasta el monto máximo autorizado por la regulación aplicable.
Opción de Sobresuscripción	Como es usual en transacciones internacionales, Guillermo Pablo Reca (el “Vendedor de Acciones Adicionales”) ha otorgado a los Colocadores Internacionales el derecho de comprar, por un plazo de 30 días, hasta 53.229.870 Acciones Existentes Adicionales al precio de suscripción definitivo, menos los descuentos y comisiones de suscripción, para cubrir sobresuscripciones, en su caso.

Precio Indicativo	Sólo a efectos informativos, los Accionistas Vendedores han establecido un rango de precios indicativo no vinculante de entre U\$S 1,75 y U\$S 2,15) (el “Rango de Precio Indicativo”). Dicho Rango de Precio Indicativo podrá ser modificado en el Aviso de Suscripción y/o periódicamente durante el Período de Suscripción.
Mecanismo de Colocación	<p>La colocación de las Acciones Existentes será realizada de conformidad con el artículo 4, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV (conforme la Resolución General 662/2016 de la CNV) a través del proceso denominado de formación de libro conocido internacionalmente como "book building" (el “Mecanismo de Formación de Libro”), que estará a cargo de los Colocadores Internacionales.</p> <p>Los Colocadores Internacionales volcarán las Manifestaciones de Interés recibidas de los potenciales inversores fuera de la Argentina y las recibidas por los Colocadores Locales en la Argentina (quien también recibirá las Manifestaciones de Interés de los Agentes Intermediarios Habilitados ingresadas en el Sistema SICOLP), en un libro de registro llevado de conformidad con las prácticas habituales y normativa aplicable para este tipo de colocaciones internacionales en la Ciudad de Nueva York, Estados Unidos de América, conforme estándares internacionalmente reconocidos según lo previsto en el artículo 1º de la sección I del capítulo IV del título VI de las Normas de la CNV (el “Registro”). El Registro se llevará a través de la plataforma informática de los Colocadores Internacionales e identificará en forma precisa la información correspondiente de las Manifestaciones de Interés, de conformidad con lo requerido por las Normas de la CNV.</p>
Período de Suscripción	La Oferta Global tendrá un período único que comprenderá la difusión pública y suscripción (el “ <u>Período de Suscripción</u> ”) y el cual se iniciará y finalizará en las fechas y en los horarios que se detallan en el aviso de suscripción que oportunamente se publique en la AIF y en Boletín Diario de la BCBA (en virtud de las facultades delegadas por BYMA) (el “ <u>Aviso de Suscripción</u> ”). El Cierre del Registro (según se define más adelante) y la adjudicación de las Acciones Existentes serán realizados en la fecha en que tenga lugar el último día del Período de Suscripción (la “ <u>Fecha de Adjudicación</u> ”), luego de cumplido el horario en que finalice el Período de Suscripción.
Mecanismo para la presentación de Manifestaciones de Interés	<p>Durante el Período de Suscripción los potenciales inversores interesados en suscribir las Acciones Existentes podrán presentar las Manifestaciones de Interés (según se define más adelante) ante los Colocadores Locales, los agentes de negociación y los agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y los miembros de los mercados autorizados por la CNV habilitados (los “Agentes Intermediarios Habilitados”) y los Colocadores Internacionales, en el horario de 10.00 a 16.00 horas, y que culminará en el último día del Período de Suscripción, en el cual los Colocadores Locales recibirán Manifestaciones de Interés hasta las 14:00 horas (la “<u>Fecha Límite de Recepción de Manifestaciones de Interés</u>”).</p> <p>Los potenciales inversores interesados en presentar Manifestaciones de Interés por las Acciones Existentes deberán contactar a los Colocadores Locales y/o a los Agentes Intermediarios Habilitados, según sea el caso, con suficiente anticipación durante el Período de Suscripción a fin de posibilitar el adecuado procesamiento e ingreso en el Sistema de Colocaciones Primarias del BYMA (“<u>SICOLP</u>”) de dichas Manifestaciones de Interés.</p> <p>Para mayor información véase “Plan de Distribución – Proceso de Colocación”</p>
Listado	Las acciones ordinarias de la Compañía están listadas en el BYMA bajo el símbolo “CEPU.” La Compañía ha presentado una solicitud para que los ADS sean aprobados para su cotización en la NYSE bajo el símbolo “CEPU.”
Destino de los fondos	La Compañía no recibirá fondos como resultado de la venta de Acciones Existentes por parte de los Accionistas Vendedores. Véase “Destino de los Fondos.”

ADS	Cada ADS representa 10 Acciones Existentes y podrá estar representado por <i>American Depositary Receipts</i> , o ADR. Los ADS se emitirán bajo un contrato de depósito a ser celebrado entre la Compañía, Citibank N.A. (el “Agente de Depósito de ADS”), y los tenedores y titulares beneficiarios periódicos de los ADS emitidos bajo dicho contrato.
Derechos de voto	Los tenedores de acciones ordinarias de la Compañía tienen derecho a un voto por acción ordinaria en las asambleas de accionistas de la Compañía. Véase “Descripción de los Estatutos y el Capital Social”. De acuerdo con el contrato de depósito y sujeto a las leyes de Argentina y los estatutos de la Compañía, los tenedores de ADS tienen derecho a instruir al Agente de Depósito de ADS que vote u ordene que se vote la cantidad de acciones ordinarias representadas por dichos ADS.
Dividendos	Bajo la ley argentina, la declaración, pago y monto de dividendos sobre las acciones ordinarias está sujeto a la aprobación de los accionistas y a ciertos otros requisitos. Sujeto al contrato de depósito, los tenedores de ADS tendrán derecho a recibir dividendos, si hubiera, declarados sobre las acciones ordinarias representadas por dichos ADS de igual forma que los tenedores de acciones ordinarias. Los dividendos en efectivo se pagarán en pesos y serán convertidos por el Agente de Depósito de ADS a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio fijado por él en la fecha de conversión y pagados a los tenedores de ADS, neto de comisiones por distribución de dividendos, gastos de conversión de divisas, impuestos u otras cargas gubernamentales. Véase “Política de Dividendos” y “Descripción de los Estatutos y el Capital Social”.
Restricciones de venta	La Compañía, los Accionistas Vendedores y los directores y funcionarios ejecutivos de la Compañía han acordado con los Colocadores Internacionales, sujeto a ciertas excepciones, no vender ni transferir acciones ordinarias o títulos convertibles, canjeables o ejercitables por acciones ordinarias del capital social de la Compañía durante el período comprendido entre la fecha de este Prospecto y la fecha en que se cumplan 180 días de la culminación de la oferta global.
Forma y Plazo para la Integración Fecha de Liquidación.	Los inversores cuyas Manifestaciones de Interés hayan sido adjudicados deberán realizar el pago del Precio de Suscripción Definitivo alrededor del tercer Día Hábil contado desde la fecha de fijación del Precio de Suscripción Definitivo, tal como se informe en el Aviso de Resultados (la “Fecha de Pago”), en Dólares Estadounidenses o en Pesos Argentinos al tipo de cambio vendedor billete del Banco de la Nación Argentina informado el día anterior a la Fecha de Liquidación por la cantidad total de Acciones Existentes que les hubieren sido adjudicadas (el “Monto a Integrar”) a través de los Colocadores Locales o a través de los Agentes Intermediarios Habilitados.
Oferta Pública Autorizada	La oferta pública de la totalidad de las acciones de la Emisor ha sido autorizada por Certificado N°430 de fecha 18 de enero de 2017 de la CNV.
Mora en la Integración	La mora en pago de las Acciones Existentes por parte de los inversores se producirá en forma automática por el mero vencimiento de los plazos mencionados y dará derecho a los Accionistas Vendedores a reclamar judicialmente el pago. En caso de que cualquiera de los inversores no integrara y/o pagara oportunamente las Acciones Existentes que se le hayan adjudicado, los Accionistas Vendedores podrán declarar caduco el derecho de dicho inversor de recibir tales Acciones Existentes, o tomar cualquier otra medida respecto de ellas que acuerde con los Colocadores.
Tratamiento impositivo	Para un análisis de las principales consideraciones impositivas vinculadas a una inversión en las Acciones Existentes, véase “Tratamiento Impositivo”.

Jurisdicción y arbitraje

De acuerdo con el artículo 46 de la Ley N°26.831, con sus modificatorias (la “Ley de Mercado de Capitales”), las sociedades cuyas acciones cotizan en un mercado autorizado (incluyendo el BYMA), tal como lo es respecto de las acciones ordinarias de la Compañía, están sujetas a la jurisdicción del tribunal arbitral de dicho mercado autorizado para todos los asuntos vinculados a la relación de dichas compañías con accionistas e inversores, sin perjuicio del derecho de los accionistas e inversores de someter sus controversias ante los tribunales de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Para todos los asuntos relativos al contrato de depósito y los ADS, la Compañía se someterá a la jurisdicción de los tribunales estatales y federales ubicados en el estado de Nueva York.

Colocadores Locales

AR Partners S.A y Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.

Colocadores Internacionales

J.P. Morgan Securities LLC, Merrill Lynch, Pierce, Fenner & Smith Incorporated y Morgan Stanley & Co, LLC

Factores de riesgo

La inversión en Acciones Existentes conlleva riesgos. Véase “Factores de Riesgo” para un análisis de los principales riesgos a considerar antes de adoptar una decisión de inversión.

FACTORES DE RIESGO

Se aconseja a los inversores considerar cuidadosamente los factores de riesgo enumerados a continuación, así como la restante información contenida en el presente Prospecto, antes de tomar cualquier decisión referente a la compra de Acciones Existentes. Los negocios, los resultados de las operaciones, la situación financiera y las perspectivas de la Compañía podrían verse afectados en forma sustancialmente adversa, en caso de producirse cualquiera de dichos riesgos y, como consecuencia de ellos, el precio de mercado de las acciones ordinarias y los ADS de la Compañía podría disminuir y los inversores podrían perder toda o parte de su inversión.

Riesgos relacionados con Argentina

Sustancialmente todos los ingresos de la Compañía son generados en Argentina y, por lo tanto, dependen en gran medida de las condiciones económicas y políticas de Argentina

Central Puerto es una sociedad anónima argentina. Todos los activos y las operaciones de la Compañía están ubicados en Argentina. Por ello, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía dependen, en gran medida, de las condiciones macroeconómicas, regulatorias, sociales y políticas imperantes en Argentina, incluido el nivel de crecimiento, índices de inflación, tipos de cambio, tasas de interés y condiciones y sucesos internacionales que puedan afectar a Argentina. Entre 2007 y 2015, los gobiernos de Fernández de Kirchner incrementaron la intervención directa en la economía argentina, incluso la implementación de medidas de expropiación, controles de precios, controles de cambio y modificaciones en leyes y reglamentaciones que afectaban el comercio exterior y la inversión. Estas medidas tuvieron un efecto adverso sustancial sobre las entidades del sector privado, incluida la Compañía. Es posible que el gobierno actual o los gobiernos futuros de Argentina puedan tomar medidas similares o que los acontecimientos económicos, sociales y políticos en Argentina, respecto de los que la Compañía no tiene control alguno, pudieran tener un efecto adverso sustancial sobre la economía argentina y, a su vez, afectaran negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía. Véase "RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA- Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Compañía – Situación Económica de Argentina".

La economía argentina todavía es vulnerable y cualquier caída significativa podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Compañía

La economía argentina ha experimentado una considerable volatilidad en las últimas décadas, caracterizada por períodos de bajo o nulo crecimiento, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. El crecimiento económico sostenido en Argentina depende de varios factores, incluida la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y la competitividad del Peso frente a otras divisas, la confianza entre los consumidores y los inversores nacionales e internacionales y un índice de inflación estable y el nivel de empleo y las circunstancias de los socios regionales de Argentina.

La economía argentina todavía es vulnerable, según lo demuestran las siguientes condiciones económicas

- La inflación continúa siendo alta y puede continuar en niveles similares en el futuro;
- De acuerdo con la modificación en el cálculo del PBI de 2004 publicado por el INDEC en el mes de marzo de 2017, que forma la base para el cálculo del PBI real de 2004 en adelante, el PBI disminuyó un 2,3% en 2016 (en comparación con 2015), y aumentó un 2,6% en 2015 en comparación con una disminución del 2,5% en 2014 y un crecimiento de 2,4% en 2013. De acuerdo con datos preliminares publicados por el INDEC el 21 de septiembre de 2017, el PBI correspondiente al primer trimestre de 2017 aumentó un 1,1% en comparación con el último trimestre de 2016 y un 0,3% con respecto al mismo período en 2016, mientras que conforme a la misma fuente, el PBI para el segundo trimestre de 2017 aumentó un 0,7% en comparación con el primer trimestre de 2017, y un 2,7% con respecto al mismo período en 2016. El rendimiento del PBI de la Argentina ha dependido en gran medida de los altos precios de los productos básicos que, a pesar de tener una tendencia a largo plazo favorable, son volátiles a corto plazo y exceden el control del gobierno argentino y del sector privado;
- La deuda pública de Argentina como un porcentaje del PBI continúa siendo elevada;
- El aumento discrecional del gasto público ha generado y podría continuar generando un déficit fiscal;
- La inversión como porcentaje del PBI continúa siendo muy baja para sostener la tasa de crecimiento de la última década;
- Podrían llevarse a cabo una cantidad significativa de manifestaciones o huelgas, como sucedió en el pasado, que podrían afectar adversamente los distintos sectores de la economía argentina;

- El suministro de energía o gas natural podría no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo;
- El desempleo y el empleo informal continúan siendo elevados; y
- En el clima creado por las condiciones mencionadas anteriormente, la demanda de divisas podría crecer, generando un efecto de fuga de capitales como en los últimos años.

Como en el pasado reciente, la economía argentina puede resultar afectada adversamente si las presiones sociales y políticas impiden la implementación por parte del gobierno argentino de políticas diseñadas para controlar la inflación, generar crecimiento y mejorar la confianza de los inversores y consumidores, o si las políticas implementadas por el gobierno argentino diseñadas para alcanzar esos objetivos no son exitosas. Estos sucesos podrían afectar en forma sustancialmente adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Cualquier caída del crecimiento económico, una mayor inestabilidad económica o una expansión de las medidas y políticas económicas tomadas por el gobierno argentino para controlar la inflación o abordar otros sucesos macroeconómicos que afecten a las entidades del sector privado, como la Compañía, sucesos que exceden el control de ésta, podrían tener un efecto adverso sobre la situación financiera o los resultados de las operaciones de la Compañía.

El impacto de las elecciones presidenciales y legislativas sobre el entorno político y económico futuro de Argentina es incierto, pero probablemente sea sustancial

El 25 de octubre de 2015 se llevaron a cabo las elecciones presidenciales y legislativas en Argentina, y el 22 de noviembre de 2015 tuvo lugar un balotaje entre los dos primeros candidatos a la Presidencia de la Nación, en el que el Sr. Mauricio Macri resultó elegido. El gobierno de Macri asumió el 10 de diciembre de 2015.

El 22 de octubre de 2017, se celebraron las elecciones legislativas de medio término a nivel nacional y provincial. La alianza Cambiemos de Macri obtuvo la mayoría de los votos en la Ciudad de Buenos Aires, así como también en las provincias de Buenos Aires, Chaco, Córdoba, Corrientes, Entre Ríos, Jujuy, La Rioja, Mendoza, Neuquén, Salta, Santa Cruz y Santa Fe. En consecuencia, a partir del 10 de diciembre de 2017, Cambiemos aumentó su representación en el Congreso Nacional en nueve senadores (con un total de 24 bancas sobre las 72 totales en el Senado) y en 21 diputados (con un total de 107 bancas sobre las 257 totales en dicha Cámara).

Desde su asunción, el gobierno de Macri ha anunciado e implementado varias reformas económicas y políticas, entre ellas:

- *Reformas en el INDEC.* El 8 de enero de 2016, sobre la base de la determinación de que el INDEC había dejado de producir información estadística confiable, particularmente respecto del IPC, el PBI, los datos sobre pobreza y comercio exterior, el gobierno de Macri declaró el estado de emergencia administrativa del sistema estadístico nacional y del INDEC hasta el 31 de diciembre de 2016, el cual no ha sido renovado. El INDEC implementó ciertas reformas metodológicas y ajustó ciertas estadísticas macroeconómicas sobre la base de estas reformas. Véase “-Se ha cuestionado la credibilidad de varios índices económicos de Argentina, lo que ha generado una falta de confianza en la economía argentina y podría afectar la evaluación que se haga de esta oferta y/o el valor de mercado de los ADS”. A la fecha de este Prospecto, el INDEC ha comenzado a publicar ciertos datos modificados, incluidas estadísticas de PBI, pobreza, balanza de pagos y de comercio exterior.
- *Acuerdo con los acreedores no aceptantes.* El gobierno de Macri llegó a acuerdos con la mayoría de los acreedores no aceptantes (en términos de litigios) y restableció el acceso del país a los mercados financieros internacionales. Para más información sobre estos acuerdos, véase “—La falta de financiamiento para las compañías argentinas, debido a los litigios pendientes con los bonistas no aceptantes, podría tener un impacto negativo sobre la situación financiera o flujos de fondos de la Compañía”.
- *Reformas en el mercado de cambios.* El gobierno de Macri implementó una serie de reformas relacionadas con restricciones cambiarias, incluidos ciertos controles de moneda que había impuesto el gobierno de Fernández de Kirchner a fin de brindar mayor flexibilidad y un acceso más fácil al MULC. Seguidamente de las primeras medidas implementadas, el 19 de mayo de 2017, el Banco Central emitió la Comunicación “A” 6244, a través de la cual modificó radicalmente las regulaciones cambiarias aplicables, eliminando las restricciones para acceder al MULC. Véase “Controles Cambiarios”.
- *Reformas en las operaciones de comercio exterior.* Los gobiernos de Kirchner y de Fernández de Kirchner impusieron retenciones de exportación y otras restricciones a diversos sectores, particularmente el sector agrícola. El gobierno de Macri procedió a la eliminación de las retenciones a las exportaciones de trigo, maíz, carne, a la

minería y los productos regionales, y redujo las de las exportaciones de soja un 5,00%, de un 35,00% a un 30,00%. Asimismo, se eliminaron las retenciones del 5,00% a la mayoría de las exportaciones industriales. Con respecto a los pagos de importaciones de bienes y servicios, el gobierno de Macri anunció la eliminación de los límites para acceder al MULC.

- *Política fiscal.* El gobierno de Macri tomó medidas para anclar las cuentas públicas, reduciendo el déficit fiscal primario en aproximadamente un 1,30% del PBI en diciembre de 2015 a través de una serie de medidas fiscales y de otro tipo, y anunció su intención de reducir el déficit fiscal primario en 2016 y 2017 de aproximadamente 5,80% del PBI en 2015, en parte a través de la eliminación de subsidios a los servicios públicos que se encontraban en vigor, tales como los aplicados a los servicios de energía eléctrica y gas. Para 2017, el gobierno argentino fijó un déficit fiscal de meta del 4,2% del PBI. Para los primeros nueve meses de 2017, se informó que el déficit fiscal primario total fue del 2,2% del PBI. El objetivo último del gobierno de Macri es lograr un presupuesto primario equilibrado a más tardar en 2019 con un déficit fiscal primario del 2,2% del PBI.
- *Corrección de desequilibrios monetarios.* El gobierno de Macri anunció la adopción de un régimen de meta de inflación paralelo al régimen de tipo de cambio flotante y fijó las metas de inflación para los próximos tres años, incluido un rango de 12,00%-17,00% para 2017. El Banco Central ha aumentado sus esfuerzos para reducir los desequilibrios monetarios excedentes e incrementó las tasas de interés en pesos para compensar la presión inflacionaria. El 28 de diciembre de 2017, el Banco Central anunció sus metas de inflación para 2018, 2019 y 2020. La meta de inflación para 2018 es del 15%, lo cual refleja un incremento respecto a la anterior meta de inflación fijada por el Banco Central, que oscilaba entre el 8% y el 12% para el mismo año. Las metas de inflación para 2019 y 2020 son del 10% y el 5%, respectivamente.
- *Estado de emergencia nacional en materia de energía eléctrica y reformas.* Luego de años de inversión muy limitada en el sector de energía, y del congelamiento continuo de las tarifas de energía eléctrica y gas natural desde la crisis económica 2001-2002, Argentina comenzó a sufrir carencias energéticas en 2011. En respuesta a la creciente crisis energética, en diciembre de 2015 el gobierno de Macri declaró el estado de emergencia con respecto al sistema nacional eléctrico, que estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia le permitió al gobierno argentino tomar medidas diseñadas para garantizar el suministro de energía eléctrica en el territorio nacional, como indicarle al Ministerio de Energía y Minería que diseñe e implemente, con la cooperación de todas las entidades públicas federales, un programa coordinado para garantizar la calidad y la seguridad del sistema eléctrico. Además, el gobierno de Macri anunció la eliminación de algunos subsidios a la energía y un aumento sustancial de las tarifas eléctricas. Mediante la corrección de tarifas, subsidios y la modificación del marco regulatorio y, el gobierno de Macri busca corregir las distorsiones del sector energético y estimular la inversión. Una vez implementados los aumentos en las tarifas, los consumidores, políticos y algunas ONG que defienden los derechos del consumidor comenzaron a solicitar medidas cautelares para la suspensión de dichos incrementos, pedidos a los que los tribunales argentinos hicieron lugar. En este sentido, cabe destacar dos fallos distintos que suspendieron los incrementos en las tarifas de electricidad para usuarios finales en la provincia de Buenos Aires y en todo el territorio de Argentina. Sin embargo, el 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema revocó las medidas cautelares que suspendían los incrementos en las tarifas de electricidad para usuarios finales en base a objeciones formales y procesales, y, en consecuencia, a la fecha del presente Prospecto, los aumentos de las tarifas de electricidad para usuarios finales no se encuentran suspendidos.

De conformidad con la Resolución N° 522/16, el ENRE ordenó que se llevara a cabo una audiencia pública para evaluar las propuestas para una revisión integral de tarifas presentada por EDENOR y EDESUR para el período que se extiende desde el 1° de enero de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2021. La audiencia se llevó a cabo el 28 de octubre de 2016 y, con posterioridad a dicha audiencia, el 31 de enero de 2017, el ENRE emitió la Resolución N° 63/17, en virtud de la cual dicha autoridad administrativa aprobó las tarifas que habrían de ser aplicadas por EDENOR. En el mismo sentido, la Resolución N° 64/17 aprobó las tarifas de EDESUR. En cuanto a las tarifas de transporte, se llevaron a cabo siete audiencias públicas de conformidad con lo dispuesto en las Resoluciones N° 601/16, 602/16, 603/16, 604/16, 605/16, 606/16, 607/16 del ENRE. En dichas audiencias públicas se evaluaron las propuestas respecto de tarifas presentadas por las empresas de transporte Transener S.A., Distrocuyo S.A., Transcomahue S.A., Ente Provincial de Energía de Neuquén, Transba S.A., Transnea S.A., Transnoa S.A., y Transpa S.A. para el período que se extiende desde el 1° de enero de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2021. En virtud de las Resoluciones N°. 66/17, 68/17, 69/17, 71/17, 73/17, 75/17, 77/17 y 79/17, el ENRE aprobó las nuevas tarifas aplicables de dichas empresas.

El gobierno de Macri no tiene mayoría parlamentaria y, por lo tanto, podría ser difícil adoptar algunas de esas medidas a menos que obtenga apoyo de la oposición, generando incertidumbre respecto de la capacidad del gobierno de Macri de aprobar las medidas que espera implementar. Por su parte, ciertos fallos judiciales dictados recientemente han limitado de manera considerable los esfuerzos del

gobierno de Mauricio Macri para incrementar las tarifas y las manifestaciones que se realizaron en todo el país en contra de dichas medidas han sumado incertidumbre política. Esta incertidumbre política respecto de las medidas económicas podría generar volatilidad en los precios de mercado de los títulos de compañías argentinas.

Los ajustes fiscales, monetarios y cambiarios realizados por el gobierno de Macri pueden atenuar el crecimiento en el corto plazo. Por ejemplo, inmediatamente después del levantamiento de los controles cambiarios el 16 de diciembre de 2015, el desmantelamiento del régimen de múltiples tipos de cambio generó que el tipo de cambio oficial del peso (disponible sólo para cierto tipo de operaciones) cayera un 40,10%, ya que el tipo de cambio Dólar Estadounidense/Peso alcanzó Ps. 13,76/U\$S 1,00 el 17 de diciembre de 2015. Desde entonces, el Banco Central ha permitido que el peso flote con limitada intervención, buscando garantizar la operación ordenada del MULC. El 12 de enero de 2018, el tipo de cambio era de Ps. 18,69 por U\$S 1,00, según lo informado por el Banco de la Nación Argentina para transferencias electrónicas (divisas).

A la fecha de este Prospecto, no es posible predecir el impacto que estas medidas y cualquier futura medida tomada por el gobierno actual pudieran tener sobre la economía argentina en su totalidad y la industria de energía eléctrica en particular. La desregulación de la economía propuesta podría ser perturbadora para la economía y no beneficiar, o afectar incluso, los negocios de la Compañía. Resulta incierto qué medidas adicionales a las anunciadas durante la campaña presidencial serán implementadas por el gobierno de Macri y en qué momento se implementarían, en caso de implementarse. En particular, la Compañía no tiene control sobre la implementación de las reformas al marco regulatorio que regula las operaciones de la Compañía y no puede garantizar que estas reformas sean implementadas o implementadas de un modo que beneficie sus negocios. Si estas medidas no logran cumplir con sus objetivos, ello podría afectar adversamente la economía argentina lo cual, a su vez, podría generar un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Si no bajan los niveles de inflación actuales, la economía argentina podría verse afectada adversamente

Históricamente, la inflación ha debilitado sustancialmente la economía argentina y la capacidad del gobierno argentino de generar condiciones que permitan el crecimiento. En los últimos años, Argentina ha tenido altos índices de inflación. Ver “-Se ha cuestionado la credibilidad de varios índices económicos de Argentina, lo que ha generado una falta de confianza en la economía argentina y podría afectar la evaluación que se haga de esta oferta y/o el valor de mercado de los ADS”, más abajo.

Durante 2016, el índice de inflación de la Ciudad de Buenos Aires fue de 41,05%, mientras que de acuerdo con el IPC de la Provincia de San Luis, el índice de inflación fue del 31,53%. Los nuevos índices de inflación medidos por el IPC del INDEC en enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre de 2017 fueron de 1,3%, 2,5%, 2,4%, 2,6%, 1,3%, 1,2%, 1,7%, 1,4% y 1,9%, respectivamente. En el pasado y en el gobierno de Fernández de Kirchner, el gobierno argentino implementó programas para controlar la inflación y controlar los precios de bienes y servicios esenciales, incluido los intentos de congelamiento de precios de ciertos productos de supermercado y acuerdos de precios realizados entre el gobierno argentino y empresas del sector privado de diversas industrias y mercados, que no trataron las causas estructurales de la inflación y fracasaron en los intentos por reducirla.

Los altos índices de inflación afectan la competitividad de Argentina en el exterior, la desigualdad social y económica, lo que impacta en forma negativa sobre el empleo, el consumo y el nivel de actividad económica y debilita la confianza en el sistema bancario nacional, lo que podría a su vez limitar la disponibilidad y el acceso de empresas locales a créditos nacionales e internacionales.

La inflación continúa siendo un desafío para Argentina, dada la naturaleza constante de los últimos años. El gobierno argentino ha anunciado su intención de reducir el déficit fiscal primario como un porcentaje del PBI en el tiempo y reducir también la dependencia del gobierno argentino del financiamiento del Banco Central. Si, a pesar de las medidas adoptadas por el gobierno argentino, estas medidas no logran tratar los desequilibrios inflacionarios estructurales de Argentina, es posible que los niveles actuales de inflación continúen y tengan un efecto adverso sobre la economía argentina, pudiendo generar asimismo un aumento de la deuda argentina. Adicionalmente, ciertos objetivos del gobierno argentino, como el aumento de las tarifas para incentivar inversiones en el sector energético, podrían crear presiones inflacionarias. La inflación en Argentina ha contribuido a un aumento significativo de los costos operativos, en particular los costos laborales, y ha impactado en forma negativa en la situación financiera patrimonial de la Compañía.

El índice de inflación podría escalar en el futuro, y existe incertidumbre respecto de los efectos que pudiera tener las medidas adoptadas o que pudiera adoptar el gobierno argentino en el futuro para controlar la inflación. Véase “La intervención del gobierno puede afectar adversamente la economía argentina y, como resultado de ello, los negocios y los resultados de las operaciones de la Compañía”. Una mayor inflación podría afectar adversamente la economía argentina, lo cual, a su vez, podría tener un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La NIC 29, Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias, requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente, sean expresados en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio sobre el que

se informa. Si bien la tasa de inflación actual no alcanza el nivel exigido para que Argentina sea considerada una economía hiperinflacionaria bajo la NIC 29, si las tasas de inflación continuaran subiendo en el futuro, el peso argentino podría ser considerado una moneda de una economía hiperinflacionaria según las pautas de la NIC 29, en cuyo caso los estados financieros de la Compañía y otra información financiera deberían ser ajustados aplicando un índice de precios general y expresados en la unidad de medida (la moneda hiperinflacionaria) corriente al cierre de cada período que se informa. A la fecha no es posible determinar el impacto que esto podría tener en la situación financiera de la Compañía. Ver “RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA– Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Compañía—Inflación”.

Se ha cuestionado la credibilidad de varios índices económicos de Argentina, lo que ha generado una falta de confianza en la economía argentina y podría afectar la evaluación que se haga de esta oferta y/o el valor de mercado de los ADS

Durante el gobierno de Kirchner y de Fernández de Kirchner, el INDEC, el organismo estadístico principal del gobierno argentino, fue objeto de reformas institucionales y metodológicas que generaron controversias respecto de la confiabilidad de la información que producía. Los informes publicados por el FMI han indicado que su personal utiliza mediciones alternativas para estimar la inflación para control macroeconómico, incluidos datos generados por fuentes privadas, que han arrojado índices de inflación considerablemente mayores a aquellos publicados por el INDEC entre 2007 y 2015. El FMI también emitió una declaración de censura contra Argentina por no lograr un progreso suficiente, de acuerdo con lo establecido en el Convenio Constitutivo del FMI, en la adopción de medidas correctivas para mejorar la calidad de los datos oficiales, incluso los datos sobre inflación y PBI.

El 8 de enero de 2016, sobre la base de la determinación de que el INDEC no había generado información estadística confiable, en especial respecto del IPC, el PBI, los datos de comercio exterior y pobreza, el gobierno de Macri declaró el estado de emergencia administrativa en el sistema estadístico nacional y en el INDEC, hasta el 31 de diciembre de 2016, el cual no ha sido renovado. El INDEC suspendió la publicación de ciertos datos estadísticos hasta haber finalizado el reordenamiento de la estructura técnica y administrativa para recuperar su capacidad de producir información estadística suficiente y confiable. Durante los primeros seis meses de este período de reordenamiento, el INDEC publicó las cifras oficiales del IPC publicadas por la Provincia de San Luis y la Ciudad de Buenos Aires, para referencia. El 29 de junio de 2016, el INDEC publicó un informe que incluía datos del PBI ajustado para los años 2004 a 2014. Entre otros ajustes, para calcular el PBI correspondiente a 2004, el INDEC introdujo algunos cambios en la composición del PBI que ocasionaron un ajuste a la baja de aproximadamente el 12,00% para ese año. Para calcular el PBI real para años posteriores sobre la base del PBI ajustado de 2004, el INDEC utilizó deflatores de conformidad con su nueva metodología de cálculo de la inflación. Al subestimar la inflación en años anteriores, el INDEC sobreestimó el crecimiento en términos reales. Como consecuencia de los ajustes efectuados por el INDEC, se determinó que el crecimiento del PBI real para el período 2004-2015 fue del 44,8%, frente a una tasa de crecimiento del 63,00% en términos reales para el mismo período, producto de la información utilizada antes del 29 de junio de 2016.

Luego de la publicación de los datos ajustados y un nuevo índice de inflación, el 9 de noviembre de 2016, el FMI levantó la declaración de censura contra Argentina, indicado que el país había reanudado la publicación de información en forma acorde con sus obligaciones bajo el Convenio Constitutivo del FMI.

Las reformas del gobierno argentino buscan generar datos oficiales que cumplan con los estándares internacionales. Sin embargo, para que las reformas sean eficaces, los datos deberán obtenerse en forma oportuna y deberán tomarse otras medidas que exceden el control del gobierno argentino. Si estas reformas no pueden implementarse con éxito, esto podrá afectar adversamente la economía argentina, en particular debilitarán la confianza de los consumidores e inversores. Los datos pasados o futuros del INDEC podrán ser sujetos a una revisión sustancial y revelar una situación financiera o económica diferente en Argentina, lo que podría afectar la percepción de los inversores sobre la Argentina, incluyendo el valor de mercado de los ADS. Adicionalmente, el fracaso o la demora en la implementación de los cambios esperados podrían afectar otras medidas tomadas por el Banco Central para combatir la inflación. Esto, a su vez, podría tener un impacto negativo sobre la economía argentina y, en consecuencia, podría tener un efecto adverso sobre la capacidad de la Compañía para acceder a los mercados de capitales internacionales para financiar las operaciones y el crecimiento, afectando adversamente los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Compañía.

Las fluctuaciones en el valor del peso podrían afectar adversamente la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones de la Compañía

La devaluación del peso puede tener un impacto negativo sobre la capacidad de determinadas empresas argentinas de pagar sus deudas en moneda extranjera, y también ha llevado a un alto nivel de inflación, a una reducción sustancial de los salarios en términos reales y ha puesto en peligro la estabilidad de las empresas, entre ellas la Compañía, cuyo éxito depende de la demanda del mercado interno y afecta adversamente la capacidad del gobierno nacional de pagar sus obligaciones de deuda externa. Luego de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio nominal, el peso se depreció casi un 30,00% respecto del dólar estadounidense en 2013 y 2014. En 2015, el Peso Argentino se devaluó en aproximadamente un 52,00% respecto al Dólar Estadounidense, lo que incluye una devaluación del 10,00% desde el 1 de enero 2015 hasta el 30 de septiembre de 2015 y una devaluación del 38,00% durante el último trimestre del año, la cual se concentró principalmente en el período posterior al 16 de diciembre de 2015 una vez que el gobierno de Macri eliminó

los controles de cambios establecidos por el gobierno anterior. Desde el 1 de enero de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2016 el Peso perdió aproximadamente un 21,86% de su valor con relación al Dólar Estadounidense. Durante los primeros nueve meses de 2017, el Peso perdió aproximadamente un 8,93% de su valor con relación al Dólar Estadounidense. El 12 de enero de 2018, el tipo de cambio era de Ps. 18,69 por U\$S 1,00, según lo informado por el Banco de la Nación Argentina para transferencias electrónicas (divisas).

La alta inflación continua en 2013, 2014, 2015 y 2016, con los controles de cambios formales y “de facto” generaron un tipo de cambio oficial real cada vez más sobrevaluado. Sumado a los efectos de los controles de cambio y las restricciones sobre el comercio exterior, estos precios relativos altamente distorsionados generaron una pérdida de competitividad de la producción argentina, la obstaculización de las inversiones y generaron recesión económica durante este período. Una apreciación significativa del peso respecto del Dólar Estadounidense también presenta riesgos para la economía argentina, incluida la posibilidad de una reducción de las exportaciones (como consecuencia de la pérdida de competitividad externa). Tal apreciación también podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento de la economía y el empleo y reducir la recaudación fiscal en términos reales.

Oportunamente, el Banco Central podrá intervenir en el MULC a fin de mantener la moneda. La volatilidad adicional, la apreciación o depreciación del peso o la reducción de las reservas del Banco Central como resultado de una intervención de la moneda podrían afectar adversamente la economía argentina lo cual, a su vez, podría tener un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Si el peso se devalúa aún más, los efectos negativos sobre la economía argentina podrían tener consecuencias adversas para la situación financiera de la Compañía.

La intervención del gobierno puede afectar adversamente la economía argentina y, como resultado de ello, los negocios y los resultados de las operaciones de la Compañía

Las dos administraciones del gobierno de Fernández de Kirchner, que gobernó desde 2007 al 9 de diciembre de 2015, incrementaron la intervención del estado en la economía, incluso a través de medidas de expropiación y estatización, controles de precios y controles de cambio generalizados.

En 2008, el gobierno de Fernández de Kirchner absorbió y reemplazó el anterior sistema de fondos de jubilaciones y pensiones privadas por un sistema de jubilaciones y pensiones de reparto. Por lo tanto, todos los recursos administrados por el sistema privado de jubilaciones y pensiones, incluidas las participaciones significativas en una amplia gama de sociedades cuyas acciones cotizan en bolsa, fueron transferidos al Fondo de Garantía de Sustentabilidad, o el “FGS” para que sean administrados por la Administración Nacional de la Seguridad Social o “ANSES”. La disolución del sistema privado de jubilaciones y pensiones y la transferencia de sus activos financieros al FGS han tenido importante repercusión en el financiamiento de empresas del sector privado. Los títulos accionarios y de deuda que antes podían colocarse con las administradoras de jubilaciones y pensiones ahora están sujetos a la discreción del ANSES. Desde que adquirió participaciones en sociedades privadas a través del proceso de reemplazo del sistema de jubilaciones y pensiones, el ANSES tiene derecho a designar representantes del gobierno en el directorio de esas entidades. De acuerdo con el Decreto N° 1278/12, emitido por el Poder Ejecutivo el 25 de julio de 2012, los representantes del ANSES deberán informar directamente al Ministerio de Economía y estarán sujetos al sistema de información conforme al cual, entre otras obligaciones, los representantes deberán informar de inmediato al Ministerio de Economía el orden del día de cada reunión del directorio y proporcionar la documentación correspondiente.

En abril de 2012, el gobierno de Fernández de Kirchner decretó la remoción de los directores y alta gerencia de YPF, la compañía gasífera y petrolera más grande del país, que era controlada por el grupo español Repsol, y presentó un proyecto en el Congreso para expropiar las acciones en manos de Repsol que representaban un 51,00% de las acciones de YPF. El Congreso de la Nación aprobó el proyecto en mayo de 2012 a través de la sanción de la Ley N° 26.741, que declaró que la producción, la industrialización, el transporte y la comercialización de hidrocarburos eran actividades de interés público y objetivos prioritarios de Argentina y facultó al gobierno argentino a tomar las medidas que fueran necesarias para lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos. En febrero de 2014, el gobierno nacional y Repsol anunciaron que habían llegado a un acuerdo sobre las condiciones respecto de la compensación pagadera a Repsol por la expropiación de las acciones de YPF. Dicho pago ascendía a la suma de U\$S 5 mil millones, pagaderos mediante la entrega de bonos públicos argentinos con diferentes vencimientos. El acuerdo, que fue ratificado por la Ley N° 26.932, canceló el reclamo presentado por Repsol ante el CIADI.

Los economistas del sector privado coinciden en informar que las expropiaciones, los controles de precios, los controles cambiarios y otras medidas de intervención directa del gobierno de Fernández de Kirchner en la economía tuvieron un impacto adverso sobre el nivel de inversión en Argentina, el acceso de empresas argentinas a los mercados internacionales de capitales y las relaciones comerciales y diplomáticas de Argentina con otros países. Las demás acciones realizadas por el gobierno argentino en relación con la economía, incluidas las decisiones relativas a tasas de interés, impuestos, controles de precios, aumentos de salarios, prestación de beneficios adicionales para empleados y controles de cambio han tenido y podrían continuar teniendo un efecto adverso sustancial sobre el

crecimiento de la economía argentina y, en consecuencia, podrían afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía. Asimismo, cualquier política adicional del gobierno nacional establecida para prevenir conflictos sociales o en respuesta a conflictos sociales podría afectar adversamente y en forma significativa la economía y, por lo tanto, los negocios, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Compañía.

Las medidas adoptadas por el gobierno, y las presiones de sectores sindicales, podrían requerir de aumentos salariales o beneficios adicionales, todo lo cual podría incrementar los costos operativos de las empresas

En el pasado, el gobierno nacional ha sancionado leyes y reglamentaciones obligando a las empresas del sector privado a mantener ciertos niveles salariales y brindar beneficios adicionales a sus empleados. Asimismo, tanto los empleadores públicos como del sector privado han sido objeto de una fuerte presión de parte de su fuerza laboral o de los sindicatos para otorgar aumentos de precios y ciertos beneficios. Ver “Riesgos relacionados con las INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA - La Compañía podría verse afectada por medidas significativas tomadas por los sindicatos de trabajadores”.

Las relaciones laborales en Argentina quedan reguladas por legislación específica, como la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 y la Ley de Convenio Colectivo de Trabajo N° 14.250 que, entre otras cosas, establece de qué manera se llevarán a cabo las negociaciones sobre salarios y de otro tipo. Toda actividad industrial o comercial se encuentra regulada por convenios colectivos de trabajo (“CCT”) que agrupan a empresas según el sector de la industria y por sindicatos. Si bien el proceso de negociación está estandarizado, cada cámara de actividad comercial o industrial negocia los aumentos de salarios y los beneficios laborales con el sindicato correspondiente de dicha actividad comercial o industrial.

Los empleadores argentinos, tanto del sector público y del sector privado, se han visto sometidos a intensas presiones por parte de su fuerza laboral o de los sindicatos que los representan, en demanda de subas salariales y ciertos beneficios adicionales para los trabajadores. En agosto de 2012, el gobierno nacional estableció un incremento del 25,00% en el salario mínimo mensual de Ps. 2.875 a partir de febrero de 2013. El gobierno nacional aumentó el salario mínimo a Ps. 3.300 en agosto de 2013, a Ps. 3.600 en enero de 2014, a Ps. 4.400 en septiembre de 2014, a Ps. 5.588 en agosto de 2015. Asimismo, se decretó un aumento del salario mínimo aplicable a Ps. 6.060 en enero de 2016, a Ps. 6.810 en junio de 2016, a Ps. 7.560 en setiembre de 2016 y a Ps. 8.060 en enero de 2017. En junio de 2017, el Ministerio de Trabajo aumentó el salario mínimo a Ps. 10.000, que sería efectivo en tres tramos: Ps. 8.860 a julio de 2017, Ps. 9.500 a enero de 2018 y Ps. 10.000 a julio de 2018. Debido a los altos índices de inflación, los empleadores del sector público y privado soportan gran presión de los sindicatos y sus empleados para obtener nuevos aumentos. En 2015, el INDEC publicó el Coeficiente de Variación Salarial (“CVS”), un índice que muestra la evolución de los salarios, mostrando un incremento del 33,00% en los salarios del sector privado registrado en 2016, y del 22,46% para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017.

En el futuro, el gobierno podría adoptar nuevas medidas que determinen subas salariales o beneficios adicionales para los trabajadores, y los trabajadores y sus sindicatos pueden ejercer presión en demanda de dichas medidas. Toda suba salarial o beneficio adicional podría derivar en un aumento de los costos y una disminución de los resultados de las operaciones de las empresas argentinas, incluyendo la Compañía. Esos costos adicionales podrían afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La implementación de nuevos controles de cambio y las restricciones al ingreso y salida de capitales podría limitar la disponibilidad del crédito internacional y podrían amenazar el sistema financiero, afectando adversamente la economía argentina y, en consecuencia, las actividades comerciales de la Compañía

En 2001 y en 2002, Argentina impuso controles de cambio y restricciones a la transferencia que limitaban significativamente la capacidad de las empresas de mantener divisas o efectuar pagos en el exterior. Luego de 2002, estas restricciones, incluso las que exigen la previa conformidad del Banco Central para la transferencia de fondos al exterior para pagar el capital y los intereses respecto de las obligaciones de deuda, fueron sustancialmente flexibilizadas durante 2007. Además de las restricciones cambiarias aplicables a la salida de fondos, en junio de 2005, el gobierno nacional adoptó varias normas y reglamentaciones que establecieron controles restrictivos sobre los ingresos de capitales a Argentina, incluso la exigencia de que para determinados fondos remitidos a la Argentina, el equivalente al 30,00% de dichos fondos se deposite en una cuenta en una entidad financiera local en la forma de un depósito en dólares estadounidenses a un año, que no devengue intereses, sin beneficio u otro uso como garantía para cualquier operación.

Asimismo, desde 2011 y hasta la asunción del Presidente Macri, el gobierno nacional incrementó los controles sobre la venta de moneda extranjera y la adquisición de activos extranjeros por residentes locales, limitando la posibilidad de transferir fondos al exterior. Más aún, ciertas reglamentaciones dictadas en 2012 establecieron que determinadas operaciones en moneda extranjera estaban sujetas a la previa aprobación de la Administración Federal de Ingresos Públicos (“AFIP”). Durante el gobierno de Fernández de Kirchner, a través de una combinación de regulaciones cambiarias e impositivas, las autoridades argentinas restringieron significativamente el acceso al

MULC por parte de las personas físicas y las sociedades del sector privado. Asimismo, durante los últimos años de gobierno de Fernández de Kirchner, el Banco Central ha ejercido la potestad de aprobación previa de facto para determinadas operaciones en moneda extranjera autorizadas de otra forma de conformidad con las reglamentaciones aplicables, tales como el pago de dividendos o la amortización del capital de préstamos entre empresas vinculadas, como también la importación de bienes, por medio de la regulación del monto de moneda extranjera a disposición de las entidades financieras para realizar tales operaciones. La cantidad de controles de cambio introducidos en el pasado y especialmente con posterioridad a 2001 durante el gobierno de Fernández de Kirchner provocó que se generara un mercado paralelo para la negociación del dólar estadounidense y que, en dicho mercado, el tipo de cambio peso/dólar estadounidense difiriera significativamente del tipo de cambio oficial. Véase “Controles Cambiarios”.

Adicionalmente, el nivel de reservas internacionales depositadas en el Banco Central disminuyó significativamente de U\$S 47,4 mil millones al 1 de noviembre de 2011 a U\$S 25,6 mil millones al 31 de diciembre de 2015, reduciendo la capacidad del gobierno nacional para intervenir en el MULC y para permitir el acceso a dichos mercados de las empresas del sector privado, como es el caso de la Compañía. El gobierno de Macri anunció un programa destinado a aumentar el nivel de las reservas internacionales depositadas en el Banco Central a través de la firma de acuerdos con diversas entidades nacionales y del exterior. Como resultado de las medidas tomadas en virtud de ese programa y debido a la emisión por parte del gobierno argentino de nuevos títulos de deuda por U\$S 16,5 mil millones y U\$S 2,75 mil millones en los mercados internacionales de capitales el 22 de abril de 2016 y el 6 de julio de 2016, respectivamente, se incrementó el nivel de reservas internacionales a U\$S 38,8 mil millones al 31 de diciembre de 2016. Al 24 de noviembre de 2017, el nivel de las reservas internacionales del Banco Central alcanzó un total de U\$S 55,0 mil millones, un incremento respecto de los U\$S 38,8 mil millones al 31 de diciembre de 2016.

Desde que asumió en funciones, el gobierno de Macri implementó gradualmente una serie de reformas relacionadas con las restricciones cambiarias, incluyendo ciertos controles cambiarios que habían sido impuestos durante el gobierno de Fernández de Kirchner, a los efectos de brindar más flexibilidad y acceso al MULC. El 8 de agosto de 2016, el Banco Central de la República Argentina emitió la Comunicación “A” 6037, a través de la cual modificó radicalmente las regulaciones cambiarias aplicables y eliminó una serie de restricciones para acceder al MULC. Con vigencia al 1º de julio de 2017, de conformidad con la Comunicación “A” 6244, se dejaron sin efecto todas las regulaciones que restringían el acceso al MULC, dejando lugar solamente a la obligación de dar cumplimiento a un régimen informativo. En virtud de la Comunicación “A” 6401, de fecha 26 de diciembre de 2017, se creó un nuevo régimen informativo, bajo el cual el “Relevamiento de emisiones de títulos y de otras obligaciones externas del sector privado financiero y no financiero” previsto en la Comunicación “A” 3602 y el “Sistema de relevamiento de las inversiones directas” establecido por la Comunicación “A” 4237, fueron reemplazados por un relevamiento unificado de inversiones directas y pasivos. Los residentes argentinos deben cumplir con el régimen informativo, aun cuando los fondos no hayan sido vendidos a través del MULC y/o no se contemple el acceso al MULC en el futuro en relación con los fondos que deban informarse. Para más información, Véase “Controles Cambiarios”.

Sin perjuicio de las medidas adoptadas por el gobierno argentino, en el futuro el gobierno argentino podría imponer nuevos controles cambiarios, restricciones a la transferencia o restricciones a los movimientos de capital y/o tomar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o una depreciación significativa del Peso, lo cual podría limitar la capacidad de la Compañía de acceder a los mercados de capitales internacionales y afectar su capacidad para realizar pagos de intereses, de capital o de dividendos en el exterior. Dichas medidas podrían causar nuevas tensiones políticas y sociales y debilitar las finanzas públicas, lo que podría afectar adversamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La falta de financiamiento para las compañías argentinas, debido a los litigios pendientes con los bonistas no aceptantes, podría tener un impacto negativo sobre la situación financiera o flujos de fondos de la Compañía

En 2005 y 2010, Argentina lanzó ofertas de canje para reestructurar parte de su deuda soberana en mora desde fines de 2001 y logró así reestructurar más del 92,00% de su deuda impaga involucrada en la oferta. A partir de 2002, los acreedores no aceptantes del canje iniciaron numerosos juicios contra Argentina en diferentes jurisdicciones, incluidos los Estados Unidos, Italia, Alemania y Japón. Estos juicios en general invocan que Argentina dejó de efectuar los pagos de intereses y/o capital sobre sus bonos en tiempo y forma, y procuran sentencias por el valor nominal y/o los intereses devengados de estos bonos. Se han dictado sentencias en varios de estos juicios en Estados Unidos y Alemania, pero a la fecha, con pocas excepciones, los acreedores no han tenido éxito en lograr ejecutar tales sentencias.

En 2012, los querellantes en Nueva York obtuvieron una resolución de un tribunal de primera instancia estadounidense que prohibió a la Argentina pagar todos los intereses sobre los bonos emitidos en la oferta de canje de 2005 y 2010, salvo que primero pagara íntegramente a los querellantes, fundándose en que los pagos anteriores violaban la cláusula *pari passu* del Convenio de Agencia Fiscal de 1994 que rige estos bonos en mora. El Tribunal Federal de Apelaciones del Segundo Circuito de Estados Unidos confirmó las órdenes llamadas *pari passu* y el 16 de junio de 2014 la Corte Suprema de Estados Unidos rechazó la petición de Argentina de un *writ of certiorari* y el 18 de junio del mismo año se levantó la suspensión de las órdenes *pari passu*.

En 2014, el gobierno nacional dio una serie de pasos demostrando su intención de continuar pagando los bonos emitidos en las ofertas de canje de 2005 y 2010, con poco éxito.

En diciembre de 2015, el gobierno argentino inició negociaciones con los bonistas de bonos en mora con el objeto de dar por finalizados 15 años de litigio. En febrero de 2016, el gobierno argentino celebró acuerdos para conciliar con ciertos tenedores de deuda en mora y presentar una propuesta a otros tenedores de deuda impaga, incluso aquéllos con reclamos pendientes en tribunales estadounidenses, sujeto a dos condiciones: obtener la aprobación del congreso argentino y el levantamiento de las órdenes paripassu. El 2 de marzo de 2016, el tribunal de primera instancia estadounidense aceptó levantar las órdenes paripassu, sujeto a dos condiciones: (i) la derogación de todos los obstáculos legislativos para conciliar con los tenedores de títulos de deuda impagos emitidos en el marco del Convenio de Agencia Fiscal 1994, y (ii) el pago total a los tenedores de órdenes paripassu con quienes el gobierno había celebrado acuerdos en o antes del 29 de febrero de 2016. Esta resolución fue confirmada por el Tribunal Federal de Apelaciones del Segundo Circuito el 13 de abril de 2016. El 30 de junio de 2016, el Congreso argentino derogó las leyes que impedían la celebración de tales acuerdos y aprobó la propuesta de pago. El 22 de abril de 2016, Argentina emitió nuevos títulos de deuda por U\$S16,5 mil millones en los mercados de capitales internacionales y aplicó U\$S9,3 mil millones de los fondos provenientes de dicha colocación a satisfacer los pagos bajo los acuerdos antes mencionados con los acreedores con reclamos por montos de aproximadamente U\$S 4,2 mil millones. El tribunal de primera instancia ordenó el levantamiento de todas las órdenes paripassu en el momento de la confirmación de dichos pagos.

A la fecha del presente Prospecto, continúan en varias jurisdicciones juicios iniciados por bonistas que no aceptaron la oferta de pago de Argentina, aunque la dimensión de los reclamos involucrados ha disminuido considerablemente.

Si bien el levantamiento de las órdenes paripassu elimina un obstáculo importante para el acceso del país al mercado de capitales, las futuras transacciones podrían verse afectadas si los litigios con los acreedores no aceptantes continúan, lo que a su vez podría afectar la capacidad del gobierno argentino de obtener acceso al mercado de capitales internacional, afectando la capacidad de la Compañía de obtener financiamiento para su crecimiento.

Un gasto público elevado podría dar lugar a consecuencias adversas a largo plazo para la economía argentina

En los últimos años, el Gobierno Nacional ha incrementado considerablemente el gasto público. En 2016, el gasto del sector público nacional experimentó un incremento interanual del 37,0% (medido en pesos argentinos nominales) y el gobierno informó un déficit fiscal primario del 4,60% del PBI, según cifras estimadas por el Ministerio de Economía de la Nación (que, a la fecha de este Prospecto, se encuentra dividido en el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Finanzas Públicas). En los últimos años, el gobierno argentino ha recurrido al Banco Central y al ANSES para satisfacer parte de sus requisitos de financiamiento. Por otra parte, el saldo fiscal primario podría verse afectado adversamente en el futuro si el gasto público sigue aumentando a un ritmo más acelerado que el ingreso a causa de, por ejemplo, prestaciones de la seguridad social, asistencia financiera a provincias con problemas financieros y mayor gasto en obras públicas y subsidios, incluidos los subsidios a los sectores de energía y transporte. Un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar adversamente la capacidad del gobierno de acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, limitar más el acceso de las compañías argentinas a dichos mercados. Adicionalmente, un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar la capacidad del gobierno de subsidiar a los consumidores del sector eléctrico.

Una caída en los precios internacionales de las exportaciones de los principales productos básicos del país podría tener un efecto adverso en el crecimiento económico de Argentina

La recuperación financiera de Argentina de la crisis de 2001 y 2002 tuvo lugar en un contexto de alza en los precios de los productos básicos de exportación del país, entre ellas, la soja. Los elevados precios de los productos básicos contribuyeron al fortalecimiento de las exportaciones de Argentina desde el tercer trimestre de 2002 y a una sólida recaudación impositiva en concepto de impuestos de retención a las exportaciones. No obstante, habida cuenta de su dependencia de la exportación de ciertos productos básicos, la economía argentina se ha tornado más vulnerable a las fluctuaciones en dichos precios.

Adicionalmente, los precios de los productos básicos, incluyendo la soja, han caído significativamente desde su precio pico, en gran medida debido a una tasa de crecimiento más lenta en China. La caída continuada de los precios internacionales de los principales productos básicos que exporta Argentina podría tener un efecto negativo en el nivel de ingresos del gobierno y su capacidad de cumplir con el servicio de la deuda pública, pudiendo generar presiones recesivas o inflacionarias, dependiendo de la reacción del gobierno. Cualquiera de estos resultados podría afectar adversamente la economía argentina y, por consiguiente, la situación financiera de la Compañía.

La economía argentina podría verse afectada adversamente por los acontecimientos económicos de otros mercados y por los efectos “contagio” más generalizados

El crecimiento económico débil, chato o negativo de alguno de los principales socios comerciales de Argentina, como Brasil, podría afectar adversamente la balanza de pagos de Argentina y, por lo tanto, el crecimiento económico.

La economía de Brasil, el mercado exportador más importante de Argentina y la principal fuente de importaciones, está pasando por una enorme presión negativa debido a las incertidumbres derivadas de la crisis política actual, incluido el potencial juicio político a la presidente de Brasil, la Sra. Dilma Rousseff. La economía brasileña se contrajo un 3,60% en 2016, principalmente debido a una caída del 4,20% en el consumo de los hogares y una disminución del 10,20% en la formación bruta de capital fijo. Un mayor deterioro de las condiciones económicas en Brasil puede reducir la demanda de exportaciones argentinas y generar ventajas para las importaciones brasileñas. Si bien el impacto de la caída brasileña sobre Argentina no se puede predecir, no podemos ignorar la posibilidad de que la crisis económica y política brasileña pudiera tener como resultado un ulterior impacto sobre la economía argentina.

La economía argentina puede resultar afectada por el efecto “contagio”. La reacción de los inversores internacionales ante hechos que tienen lugar en un país en desarrollo a menudo pareciera seguir un patrón “contagio”, en el cual una región entera o una clase de inversión se ve desfavorecida por los inversores internacionales. En el pasado, la economía argentina ha resultado afectada adversamente por esos efectos contagio en diversas oportunidades, incluida la crisis financiera de México de 1994, la crisis financiera de Asia de 1997, la crisis financiera de Rusia de 1998, la devaluación del real brasileño en 1999, el colapso del régimen de tipo de cambio fijo de Turquía y la crisis financiera internacional que comenzó en 2008.

La economía argentina también puede resultar afectada por condiciones de las economías desarrolladas, como la de Estados Unidos, que son socios comerciales significativos de Argentina o tienen influencia sobre los ciclos económicos internacionales. Si las tasas de interés se incrementan significativamente en las economías desarrolladas, incluida la de Estados Unidos, Argentina y sus socios comerciales de economías en desarrollo, como Brasil, podrían encontrarse con que es más difícil y gravoso tomar capital en préstamo y refinanciar deudas existentes, lo que podría afectar adversamente el crecimiento económico en aquellos países. La reducción del crecimiento de los socios comerciales de Argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los mercados de exportaciones de Argentina y, a su vez, afectar adversamente el crecimiento económico. Cualquiera de estos potenciales riesgos de la economía argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los negocios, la situación financiera, los resultados de las operaciones de la Compañía.

El 23 de junio de 2016, el Reino Unido votó a favor de la salida de la Unión Europea. A la fecha de este Prospecto, las acciones que tomará el Reino Unido para efectivamente salir de la Unión Europea y la duración de dicho proceso son inciertas. Los resultados del referéndum del Reino Unido han causado y se anticipa que continuarán causando, volatilidad en los mercados financieros, que a su vez podría afectar adversamente, en forma significativa, los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

El 8 de noviembre de 2016, Donald J. Trump fue elegido presidente de los Estados Unidos. Los resultados de la elección presidencial han creado gran incertidumbre sobre la futura relación entre los Estados Unidos y otros países, incluso con respecto a políticas de comercio, tratados, regulaciones gubernamentales y tarifas que podrían aplicarse al comercio entre los Estados Unidos y otras naciones. Estos acontecimientos o la percepción de que alguno de ellos pudiera tener lugar, podrían afectar adversamente, en forma significativa, las condiciones económicas globales y la estabilidad de los mercados financieros a nivel mundial. Cualquiera de estos factores podría deprimir la actividad económica y restringir el acceso de la Compañía a los proveedores, afectando adversamente, en forma significativa, los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Riesgos Relacionados con el Sector Eléctrico Argentino

El gobierno argentino ha intervenido el sector eléctrico en el pasado y es probable que esa intervención continúe

Históricamente, el Gobierno Argentino ha tenido un rol activo en el sector eléctrico mediante la titularidad y conducción de empresas estatales dedicadas a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Desde 1992 y tras la privatización de varias empresas estatales, el Gobierno Argentino atenuó su control sobre el sector. No obstante ello, al igual que sucede en la mayoría de los demás países, el sector eléctrico de Argentina sigue estando sujeto a una rigurosa regulación e intervención estatal. Por otra parte, en respuesta a la crisis económica que atravesó Argentina en 2001 y 2002, el gobierno argentino aprobó la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública”) y otras reglamentaciones, a través de las que introdujo una serie de reformas significativas en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico. Estos cambios han tenido importantes efectos adversos en las empresas de generación, distribución y transporte de energía eléctrica e incluyeron el congelamiento de los márgenes de distribución, la revocación de los mecanismos de ajuste por inflación y demás mecanismos indexatorios de las tarifas, la limitación a la capacidad de las empresas de distribución de energía eléctrica de trasladar al consumidor los incrementos en los costos producto de cargos regulatorios, y la introducción de un nuevo mecanismo de fijación de precios en el MEM, los cuales tuvieron un impacto significativo en los generadores de energía eléctrica y provocó diferencias de precios significativas dentro del mercado.

El gobierno de Fernández de Kirchner siguió interviniendo en el sector eléctrico a través de diversas medidas, entre ellas, otorgar incrementos temporarios en los márgenes, proponer un nuevo régimen tarifario para residentes de zonas afectadas por la pobreza, incrementar las remuneraciones que perciben los generadores en concepto de capacidad, operación y servicios de mantenimiento, crear cargos específicos para recaudar fondos que se transfieren a fondos fiduciarios de administración estatal destinados a financiar inversiones en infraestructura de generación y distribución, y ordenar inversiones para la construcción de nuevas plantas de generación y ampliación de las redes de transmisión y distribución existentes.

Por ejemplo, en marzo de 2013, de acuerdo con la Resolución SE 95/13 emitida por la ex Secretaria de Energía, el gobierno de Fernández de Kirchner suspendió la renovación de contratos de venta en el mercado a término y la celebración de nuevos acuerdos en el MEM, y ordenó que la demanda que no fuese satisfecha por generadores argentinos debía ser abastecida directamente por CAMMESA. Por consiguiente, los generadores argentinos deben abastecer a CAMMESA de capacidad y energía eléctrica a precios fijados por la ex Secretaría de Energía.

Desde que el gobierno de Macri asumió en funciones, el Gobierno Argentino ha comenzado a implementar reformas sustanciales en el sector eléctrico nacional. El 16 de diciembre de 2015, el gobierno de Macri declaró el estado de emergencia del sistema eléctrico nacional que tuvo efectos hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia le permitió al gobierno argentino tomar medidas diseñadas para garantizar el suministro de energía eléctrica en Argentina, por ejemplo, ordenar al Ministerio de Energía y Minería la elaboración e implementación, con la cooperación de todas las entidades públicas federales, de un programa coordinado para garantizar la calidad y seguridad del sistema eléctrico y racionalizar el consumo de energía de las entidades públicas. Por otra parte, el gobierno argentino y ciertos gobiernos provinciales han aprobado importantes ajustes en los precios e incrementos en las tarifas aplicables a ciertas empresas de generación y distribución. Una vez implementados los aumentos de tarifas, los consumidores, algunos políticos y ciertas ONG que defienden los derechos del consumidor comenzaron a interponer pedidos de medidas cautelares para la suspensión de dichos aumentos, que fueron aceptados por los tribunales argentinos. En este sentido, cabe destacar dos fallos recientes dictados por la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata y por un juez federal del tribunal de primera instancia de San Martín que suspendieron los incrementos en las tarifas de electricidad aplicables al consumidor final en la provincia de Buenos Aires y en todo el territorio de Argentina, respectivamente. De acuerdo con dichas medidas cautelares (i) se suspendieron los incrementos tarifarios aplicables al consumidor final concedidos a partir del 1 de febrero de 2016, con efecto retroactivo a esa fecha, (ii) las facturas enviadas al consumidor final no debían incluir el incremento, y (iii) se debía proceder al reembolso de los importes ya cobrados al consumidor final como consecuencia del consumo registrado antes de dichos fallos. Sin embargo, el 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema de Justicia dejó sin efectos las medidas cautelares que suspendían los incrementos en las tarifas de energía eléctrica aplicables al consumidor final, alegando objeciones formales y defectos de procedimiento y, entonces, a la fecha del presente Prospecto los aumentos de las tarifas a los consumidores finales no se encuentran suspendidos.

De conformidad con la Resolución N° 522/16, el ENRE ordenó que se llevara a cabo una audiencia pública para evaluar las propuestas para una revisión integral de tarifas presentada por EDENOR y EDESUR para el período 1° de enero de 2017 – 31 de diciembre de 2021. La audiencia se llevó a cabo el 28 de octubre de 2016. El Ministerio de Energía y Minería y el ENRE llevaron a cabo una audiencia pública no vinculante para analizar las propuestas sobre tarifas presentadas por las empresas de distribución para el área del gran Buenos Aires (con 15 millones de habitantes, aproximadamente), incluyendo Edenor, para el período 2017-2021 dentro del marco de la Reforma de Tarifas Integral (RTI).

Con posterioridad a dicha audiencia, el 31 de enero de 2017, el ENRE emitió la Resolución N° 63/17, en virtud de la cual dicha autoridad administrativa aprobó las tarifas que habrían de ser aplicadas por EDENOR. En el mismo sentido, la Resolución N° 64/17 aprobó las tarifas de EDESUR.

El 1° de febrero de 2017, el ENRE dictó varias resoluciones, que, entre otros cambios de política, implementaron una reducción de los subsidios de tarifas de energía eléctrica y un aumento de las tarifas de energía eléctrica para clientes residenciales. Dichos aumentos se ubicaron en el rango de 61% a 148%, dependiendo del volumen de consumo de energía eléctrica del usuario.

En cuanto a las tarifas de transporte, se llevaron a cabo siete audiencias públicas de conformidad con lo dispuesto en las Resoluciones N° 601/16, 602/16, 603/16, 604/16, 605/16, 606/16, y 607/16 del ENRE. En dichas audiencias públicas se evaluaron las propuestas respecto de tarifas presentadas por las empresas de transporte Transener S.A., Distrocuyo S.A., Transcomahue S.A., Ente Provincial de Energía de Neuquén, Transba S.A., Transnea S.A., Transnoa S.A., y Transpa S.A. para el período 1° de enero de 2017 – 31 de diciembre de 2021. En virtud de las Resoluciones N°. 66/17, 68/17, 69/17, 71/17, 73/17, 75/17, 77/17 y 79/17, el ENRE aprobó las nuevas tarifas aplicables de dichas empresas.

Por otra parte, en marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución SEE N° 22/16, a través de la cual ajustó los precios de energía eléctrica aplicables a las ventas de energía de las empresas de generación en virtud del programa Energía Base. Véase

“RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA - Factores que afectan los Resultados de las Operaciones de la Compañía- Ingresos - Energía Base”. La Secretaría de Energía Eléctrica mencionó que los precios del MEM estaban distorsionados y desalentaban la inversión privada en generación de energía y que era necesario incrementar las tarifas para compensar parcialmente los crecientes costos de operación y mantenimiento y para mejorar la capacidad de generación de efectivo de esas empresas. El 1º de febrero de 2017, se completó el proceso de revisión de tarifas y se aprobó el nuevo esquema tarifario para los siguientes cinco años.

El gobierno argentino también lanzó procesos de licitación pública para el desarrollo de nuevos proyectos de generación de fuentes de energía térmica y renovable. Estas medidas no solo apuntan a satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional, sino también a promover inversiones en el sector eléctrico y mejorar la situación económica del MEM, el cual, como se explicó antes, viene experimentando dificultades desde 2001.

Sin perjuicio de las recientes medidas adoptadas por el gobierno argentino, la Compañía no puede asegurar que las modificaciones previstas en el sector eléctrico sean implementadas tal como se esperaba, o si dichos cambios habrán de implementarse en el tiempo propuesto, o si se implementarán en absoluto. Es posible que el gobierno argentino adopte ciertas medidas que podrían afectar adversamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Compañía o bien que el gobierno argentino adopte leyes de emergencia similares a la Ley de Emergencia Pública o resoluciones similares en el futuro que pueden tener un impacto directo en el marco regulatorio del sector eléctrico y un efecto adverso indirecto en la industria de generación de energía eléctrica y, por consiguiente, en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Las compañías de generación, distribución y transporte de energía eléctrica se han visto significativa y adversamente afectadas por las medidas de emergencia adoptadas en respuesta a la crisis económica en Argentina de 2001 y 2002, muchas de las cuales aún siguen vigentes

Desde la crisis económica de 2001 y 2002, el sector eléctrico argentino se ha caracterizado por estar sujeto a reglamentaciones y políticas públicas que han generado importantes distorsiones en el mercado eléctrico, puntualmente, en materia de precios, en toda la cadena de valor del sector (generación, transporte y distribución). Históricamente, los precios de la energía eléctrica en Argentina se calculaban en dólares estadounidenses y los márgenes se ajustaban periódicamente para reflejar las variaciones en relación a los costos. En enero de 2002, la Ley de Emergencia Pública autorizó al gobierno argentino a renegociar sus contratos de servicios públicos. En virtud de esta ley, el gobierno argentino revocó las disposiciones de los contratos de servicios públicos relacionadas con el mecanismo de ajuste y de indexación de acuerdo con la inflación. En lugar de ello, las tarifas en dichos contratos se congelaron y fueron convertidas de sus valores originales en dólares estadounidenses a pesos argentinos, a razón de Ps. 1,00 por U\$S 1,00. Para conocer más información sobre los cambios al marco legal de la industria eléctrica argentina provocados por la Ley de Emergencia Pública, véase “El Sector Eléctrico Argentino”.

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 de mercado. Esta situación, a su vez, llevó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de su endeudamiento financiero (que siguió denominado en dólares estadounidenses a pesar de la pesificación de los ingresos), lo que efectivamente impidió a dichas empresas obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales y efectuar inversiones adicionales.

Después de declarar el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, el gobierno argentino aumentó las tarifas de energía eléctrica en el MEM en virtud de Energía Base. Consumidores, políticos y organizaciones no gubernamentales comenzaron a interponer pedidos de medidas cautelares para la suspensión de dichos aumentos y sentencias recientes suspendieron los aumentos en todo el territorio nacional. El 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema de Justicia dejó sin efecto estas medidas cautelares que suspendían los incrementos en las tarifas de energía eléctrica aplicables al consumidor final y, el 28 de octubre de 2016, se llevó a cabo una audiencia pública para dar tratamiento a las propuestas de revisión tarifaria integral presentadas por EDENOR y EDESUR. Los aumentos tarifarios fueron aprobados el 31 de enero de 2017. Asimismo, el gobierno argentino emitió la Resolución SE N° 21/16 llamando a licitación pública para la instalación de nueva capacidad de generación de fuentes térmicas y renovables, 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. Sin embargo, las tarifas en virtud del programa Energía Base permanecen muy por debajo de los niveles históricos, si bien se han producido aumentos importantes y actualmente se denominan en dólares estadounidenses, lo que mitiga el efecto de las variaciones en el tipo de cambio. Estas medidas u otras medidas futuras podrían no ser suficientes para resolver los problemas estructurales creados por la crisis económica del 2001 y 2002 y sus consecuencias, y podría suceder que en el futuro no se adopten medidas similares a las dictadas durante la crisis económica.

En los últimos tiempos, la Compañía no ha podido cobrar, o cobrar en término, pagos a CAMMESA y otros clientes del sector eléctrico

Durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía obtuvo aproximadamente el 78,54% y el 74,66%, respectivamente, de sus ingresos de las ventas efectuadas a CAMMESA (en virtud de Energía Base, el mercado *spot* y la remuneración contemplada en la Resolución N° 724/2008, relativa a los acuerdos con CAMMESA para mejorar la capacidad existente de generación eléctrica). Asimismo, la Compañía recibe importantes flujos de efectivo de CAMMESA en relación con el FONINMEM y programas similares. Los pagos que la Compañía recibe de CAMMESA, incluyendo las cuotas correspondientes a recuperos del FONINMEM y programas similares, dependen de los pagos que CAMMESA recibe a su vez de otros actores del MEM, tales como las distribuidoras de energía eléctrica y el gobierno argentino.

En los últimos años, debido a las condiciones regulatorias vigentes en el sector eléctrico argentino que afectaron la rentabilidad y la viabilidad económica de las empresas prestadoras de servicios eléctricos, ciertos actores del MEM incumplieron con el pago de las sumas adeudadas a CAMMESA, lo cual afectó en forma adversa la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propias obligaciones de pago asumidas con los generadores de energía eléctrica, incluida la Compañía. Recientemente, en un momento en el que CAMMESA carecía de fondos suficientes para pagar a los generadores, se procedió a convertir una porción significativa de los saldos impagos en LVFVD. Véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA – FONINMEM y Programas Similares”. Debido a los pagos fuera de término que CAMMESA recibió de otros actores del MEM, en el pasado, la Compañía también experimentó demoras en los pagos que recibía en virtud de Energía Base, recibiendo pagos de CAMMESA dentro de, aproximadamente, los 90 días de la finalización del mes en vez de los 42 días exigidos a partir de la fecha de facturación. Dichos pagos fuera de término derivaron en mayores requerimientos de capital de trabajo que la Compañía habitualmente cubría con sus propias fuentes de financiamiento. Desde septiembre de 2016, CAMMESA ha realizado pagos en término de acuerdo con Energía Base. No obstante ello, CAMMESA podría verse nuevamente imposibilitada de efectuar pagos en término o totales a las empresas generadoras tanto por la energía despachada como por la capacidad de generación puesta a disposición, lo que podría afectar de manera sustancial y adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

El incremento en las tarifas podría afectar la demanda de energía eléctrica, lo cual podría derivar en que las compañías de generación, como es el caso de la Compañía, registren una disminución de sus ingresos

Durante la crisis económica producida entre los años 2001 y 2002, la demanda de energía eléctrica en Argentina se redujo. Esta reducción se debió a la disminución general de la actividad económica y por la dificultad de muchos consumidores de pagar sus facturas de energía eléctrica. Durante los años posteriores a la crisis económica de 2001 y 2002, la demanda de energía eléctrica experimentó un crecimiento significativo, con un incremento promedio anual de aproximadamente el 3,86% entre los años 2002 y 2015 (a pesar de la disminución producida en 2009). Este crecimiento se debió a la reducción de los costos como resultado de ciertos subsidios a la energía, el congelamiento de los márgenes y la eliminación de las disposiciones de ajustes por inflación en las concesiones de distribución. En marzo de 2016, el gobierno argentino unificó e incrementó los precios para el consumo de energía en el mercado mayorista en Argentina, eliminó ciertos subsidios a la energía e implementó un plan de incentivos (a través de descuentos) para los consumidores residenciales que registren consumos mensuales de energía eléctrica que estén por lo menos un 10% por debajo del consumo registrado el mismo mes del año anterior. Por el momento, estas medidas se encuentran en la primera etapa de implementación y la Compañía no puede determinar, a la fecha de este Prospecto, cómo afectarán sus ingresos. Cualquier incremento significativo en el precio de la energía para el consumidor (ya sea por un incremento en las tarifas o por un recorte en los subsidios a los consumidores) puede resultar en una disminución en la demanda de la energía generada por la Compañía. Como consecuencia, cualquier efecto significativo adverso en la demanda de energía eléctrica podría llevar a que las compañías de generación, como es el caso de la Compañía, registren una disminución en los ingresos y resultados de las operaciones en comparación con los que se prevén actualmente.

En Argentina existen ciertas restricciones al transporte y la distribución de energía eléctrica que afectan de manera adversa la capacidad de las empresas generadoras de inyectar toda la energía que pueden producir, lo que deriva en una reducción de las ventas

La energía que los generadores pueden entregar al sistema de transporte para su posterior entrega al sistema de distribución depende en todo momento de la capacidad de los sistemas de transporte y distribución con los que se conectan. Los sistemas de transporte y distribución operan actualmente a capacidad casi completa y tanto las empresas de transporte como de distribución no pueden garantizar un aumento del abastecimiento de energía eléctrica a sus clientes. En los últimos años, el aumento de la demanda de energía eléctrica ocasionó cortes de luz en Buenos Aires y otras ciudades argentinas, con la consecuente capacidad excedente para los generadores. Como resultado de ello, se genera una cantidad de energía hidroeléctrica y termoeléctrica mayor que la que los sistemas de transporte y distribución pueden transportar o distribuir. Cualquier limitación en el transporte o la distribución para los generadores puede reducir la energía vendida, afectando de manera adversa la situación financiera de la Compañía.

El equipamiento, las instalaciones y las operaciones de la Compañía se encuentran sujetos a regulaciones sobre medio ambiente, seguridad e higiene

Las actividades de generación de la Compañía se encuentran sujetas a legislación nacional y provincial así como a la supervisión de organismos de gobierno y entes reguladores responsables de la implementación de leyes y políticas sobre medio ambiente. La Compañía trabaja cumpliendo con la legislación vigente y las directivas impartidas por las autoridades competentes y CAMMESA; sin embargo, es posible que la Compañía se encuentre sujeta a controles que podrían derivar en la imposición de sanciones, tales como la revocación del Contrato de Concesión HPDA. Asimismo, es posible que futuras regulaciones ambientales exijan a la Compañía realizar inversiones a fin de cumplir con los requisitos exigidos por las autoridades, en vez de realizar otras inversiones programadas, afectando así de manera adversa y significativa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La Compañía opera en un sector altamente regulado que impone significativos costos a sus negocios y podría ser objeto de multas y penalidades, que a su vez podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de sus operaciones

La Compañía está sujeta a un amplio espectro de controles y normas nacionales, provinciales y municipales, entre ellas las leyes y reglamentaciones tarifarias, laborales, previsionales, de salud pública, de protección al consumidor, ambientales y de defensa de la competencia. Asimismo, Argentina posee 23 provincias y una ciudad autónoma (la Ciudad de Buenos Aires), y cada una de ellas está facultada por la Constitución Nacional a sancionar su propia legislación sobre impuestos, temas ambientales y el uso del espacio público. Dentro de cada provincia, los gobiernos municipales también tienen facultades para regular estos temas. Si bien la generación de energía eléctrica es considerada una actividad de interés general sujeta a la legislación nacional, debido a que la Compañía cuenta con plantas situadas en distintas provincias, también está sujeta a la legislación provincial y municipal. Los futuros acontecimientos que puedan ocurrir en las provincias y municipalidades respecto de temas impositivos (entre ellos, impuestos a las ventas, tasas de higiene y seguridad e impuestos a los servicios en general), asuntos ambientales, el uso del espacio público u otras cuestiones podrían tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Compañía. El cumplimiento de las leyes y reglamentaciones actuales o futuras podría obligar a la Compañía a realizar gastos significativos y tener que desviar fondos de las inversiones programadas, con el consecuente efecto adverso significativo sobre sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación financiera.

Asimismo, la falta de cumplimiento de las leyes y normas existentes por parte de la Compañía, o la reinterpretación de las normas actualmente vigentes, así como las nuevas leyes o reglamentaciones que puedan sancionarse, tales como las relativas a las instalaciones de almacenamiento de combustibles y de otro tipo, sustancias volátiles, seguridad informática, emisiones al aire o calidad del aire, el transporte y disposición de residuos sólidos y peligrosos y otras cuestiones ambientales, así como los cambios en la naturaleza del proceso regulatorio de la energía, podrían hacer pasible a la Compañía de multas y penalidades, causando un efecto adverso significativo sobre sus resultados financieros.

Las centrales eléctricas de la Compañía están sujetas al riesgo de averías mecánicas y eléctricas. Así pues, la consiguiente falta de disponibilidad de dichas centrales podría afectar la capacidad de la Compañía de cumplir con sus compromisos contractuales y de otra índole y, por lo tanto, afectar adversamente su negocio y sus resultados financieros

Las unidades de generación de energía eléctrica de la Compañía están expuestas al riesgo de que se produzca una avería mecánica o eléctrica y pueden experimentar períodos de falta de disponibilidad que afecten la capacidad de la Compañía de generar energía eléctrica. Por ejemplo, algunos de los turbogrupos del Complejo Puerto de la Compañía, incluidos los generadores 5, 6, 7 y 8, comenzaron a funcionar en la década del sesenta y, por lo tanto, datan de más de cincuenta años atrás. Debido a su antigüedad, estos generadores presentan un mayor riesgo de sufrir averías mecánicas o eléctricas. Una falta de disponibilidad imprevista de las centrales de generación de la Compañía podría afectar adversamente su situación financiera o los resultados de sus operaciones.

Riesgos a los que podría verse expuesto el negocio de la Compañía como consecuencia del cambio tecnológico en el mercado energético

El mercado energético está supeditado a cambios tecnológicos de gran alcance, tanto desde la perspectiva de la generación como de la demanda. Por ejemplo, en lo que respecta a la generación de energía, cabe destacar el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (baterías de almacenamiento en el rango de megavatios) o instalaciones para el almacenamiento temporal de energía por conversión a gas (conocida por el nombre de tecnología “power-to-gas”) y el aumento del abastecimiento de energía como resultado de nuevas aplicaciones tecnológicas, entre ellas, la técnica de *fracking* o la digitalización de las redes de generación y distribución.

En lo que respecta a la demanda, el surgimiento de nuevas tecnologías que permitan incrementar la eficiencia energética y mejorar la aislación térmica para generación directa de energía a nivel del consumidor, o bien que permitan mejorar el proceso de realimentación (por ejemplo, al utilizar el almacenamiento de energía para generar energías renovables) podría dar lugar a cambios estructurales en el mercado en favor de aquellas fuentes de energía sin o con bajo nivel de emisiones de CO₂, o bien de la generación de energía descentralizada (por ejemplo, mediante centrales eléctricas de menor escala ubicadas dentro o en las cercanías de áreas residenciales o instalaciones industriales).

Si la actividad comercial de la Compañía no logra reaccionar ante los cambios generados por los nuevos avances de la tecnología y ante los consiguientes cambios en la estructura del mercado, su situación financiera y patrimonial, sus resultados, su funcionamiento y su negocio podrían verse afectados adversa y significativamente.

La Compañía podría tener que enfrentar competencia

Los mercados de generación de energía eléctrica en los que opera la Compañía se caracterizan por tener numerosos participantes fuertes y capaces, muchos de los cuales tienen vasta y diversificada experiencia en materia de operaciones o desarrollo (tanto en el ámbito nacional como en el internacional) y recursos financieros similares o significativamente superiores a los de la Compañía. Véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—Competencia”. Una mayor competencia podría traer aparejada una baja en los precios y un aumento en los costos de adquisición de combustibles, materias primas y activos existentes y, por lo tanto, afectar en forma adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La Compañía compite con otras empresas de generación por los megawatt de capacidad que se asignan mediante procesos de licitación pública. El 7 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía finalizó el proceso licitatorio para la instalación de nuevas unidades de energía renovable y adjudicó 1.108,65 MW, lo que incluyó un proyecto de biomasa, doce proyectos de energía eléctrica y cuatro proyectos de energía solar, de los cuales la Compañía resultó adjudicataria de un proyecto de energía eólica de 99 MW de capacidad de generación a un precio de U\$S 61,50 por MWh. El 31 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería, en virtud de la Resolución N° 252/16, lanzó la Ronda 1.5 del Programa RenovAR como continuación de la Ronda 1 y el 25 de noviembre de 2016 adjudicó 1.281,5 MW, lo que incluyó 10 proyectos de energía eólica y 20 proyectos de energía solar. De esta ronda, la Compañía resultó adjudicataria de un proyecto de energía eólica de 48 MW de capacidad de generación a un precio de U\$S 59,38 por MWh. Tras las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAR, el Ministerio de Energía y Minería, mediante la Resolución N° 257/17, que lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017, adjudicó 2.043 MW de capacidad de generación de energía renovable. La Compañía presentó ofertas en la Ronda 2 del Programa RenovAR el 19 de octubre de 2017 y, el 29 de noviembre de 2017, se le adjudicó un proyecto de energía eólica llamado “La Genoveva I”, que le permitió sumar una capacidad adicional de 86,6 MW a su cartera y seguir aumentando su presencia en el sector de energías renovables.

En virtud de la Resolución SEE N.º 287-E/17, la Secretaría de Energía Eléctrica lanzó una convocatoria para la presentación de propuestas para el suministro de energía eléctrica que se generará a través de unidades existentes, la conversión de unidades de ciclo combinado abiertas en unidades de ciclo combinado cerradas o la instalación de unidades de cogeneración. La Compañía presentó sus ofertas el 9 de agosto de 2017, y el 25 de setiembre de 2017 resultó adjudicataria de los dos proyectos de cogeneración. Los proyectos de la Compañía, recientemente adjudicados, la Terminal 6 San Lorenzo y Luján de Cuyo, cuentan con las dos fuentes de ingresos potenciales que se consignan a continuación: (i) ventas de energía eléctrica a CAMMESA a través de PPA por un plazo de 15 años cuyos precios se fijan en dólares estadounidenses; y (ii) ventas de vapor a través de contratos para el suministro de vapor separados negociados con compradores privados cuyos precios probablemente estarán fijados en dólares estadounidenses.

Asimismo, la Compañía ha adquirido cuatro turbinas de gas de gran potencia y alta eficiencia y un predio de 130 hectáreas en el norte de la Provincia de Buenos Aires. Con estos activos, la Compañía espera contar con el potencial para desarrollar nueva capacidad de generación y así sumar 1.255 MW a su capacidad instalada total a través de una o varias unidades de ciclo. Por ejemplo, la Compañía empleará una turbina de gas Siemens, con una capacidad de 286 MW, para el proyecto de cogeneración en la Terminal 6 San Lorenzo descripto anteriormente. El objetivo es usar las tres unidades restantes y el predio antedicho, en el que la Compañía ya ha invertido U\$S 134 millones, para participar en uno o más proyectos, en futuros llamados a licitación convocados por el gobierno argentino para ampliar la capacidad de generación. Debido a la competencia que existe entre las empresas de generación en estos procesos de licitación, la Compañía no puede predecir si resultará adjudicataria de los proyectos y si podrá utilizar dichos activos del modo previsto. Adicionalmente, a la fecha del presente prospecto, la Compañía ha pagado SEK\$ 381,37 (que, convertidos al tipo de cambio publicado por el Bank Central en las fechas de cada pago, equivalen a U\$S 45,46 millones) para adquirir dos turbinas de gas Siemens adicionales para el proyecto Luján de Cuyo.

La Compañía y sus competidores están conectados a la misma red eléctrica. Esta red tiene una capacidad de transporte limitada y, por lo tanto, en determinadas circunstancias, puede alcanzar su límite de capacidad. Por lo tanto, existe la posibilidad de que nuevos

generadores se conecten a esa red o bien que los generadores existentes incrementen su producción y despachen más energía eléctrica a la misma, impidiendo que la Compañía pueda entregar la energía eléctrica que produce a sus clientes. Por otra parte, el gobierno argentino (o cualquier otro entre que actúe en su nombre) podría no efectuar las inversiones necesarias para aumentar la capacidad del sistema de modo tal que, en el supuesto de producirse un incremento en la producción de energía, le permita a la Compañía y a los generadores nuevos y existentes despachar de manera eficiente la energía eléctrica producida a la red eléctrica y a los clientes. Por consiguiente, una mayor competencia podría afectar la capacidad de la Compañía de entregar sus productos a los clientes, con el consiguiente efecto negativo en sus negocios, situación financiera y resultado de sus operaciones.

El negocio de la Compañía está sujeto a los riesgos asociados a desastres naturales, catástrofes y ataques terroristas

Las plantas de generación de la Compañía o la infraestructura de transporte de energía eléctrica o transporte de combustible de terceros que la Compañía utiliza pueden sufrir daños a causa de inundaciones, incendios, terremotos u otros desastres catastróficos provocados por causas naturales o por el hombre, en forma accidental o intencional. La Compañía podría experimentar graves interrupciones en sus actividades y mermas significativas en sus ingresos a causa de una menor demanda producto de una catástrofe, o incurrir en considerables costos adicionales no contemplados por las cláusulas de las pólizas de seguro por lucro cesante derivado de la interrupción de los negocios. Es posible que transcurra un lapso de tiempo importante entre el acaecimiento de un accidente mayor, una catástrofe o un ataque terrorista y el cobro de la indemnización final de las pólizas de seguro de la Compañía, las que habitualmente están sujetas a franquicias no recuperables y a límites máximos por incidente. Por otra parte, cualquiera de estos acontecimientos podría tener efectos adversos en la demanda de energía eléctrica de algunos de los clientes de la Compañía y de los consumidores en general, en el mercado afectado. Algunas de estas consideraciones podrían tener un efecto adverso significativo en los negocios, la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Compañía.

Es posible que la Compañía esté sujeta al riesgo de expropiación u otros riesgos similares

Todos o prácticamente todos los activos de la Compañía están ubicados en Argentina. La Compañía se dedica a la generación de energía eléctrica y, por consiguiente, el gobierno puede considerar que su actividad y sus activos son un servicio público o son esenciales para el suministro de un servicio público. En este sentido, la actividad de la Compañía está sujeta a incertidumbres políticas, entre ellas, la posibilidad de expropiación o nacionalización de sus negocios o activos, la pérdida de concesiones, la renegociación o revocación de los contratos vigentes y otros riesgos similares. Por ejemplo, el Contrato de Concesión HPDA bajo el cual la Compañía puede operar la planta Piedra del Águila expira el 29 de diciembre de 2023.

Si se produjera alguno de esos acontecimientos, la Compañía tendrá derecho a recibir una indemnización por la transferencia de sus activos. Sin embargo, el precio recibido podría no ser suficiente y, en tal caso, la Compañía se vería obligada a iniciar acciones legales en reclamo de una indemnización adecuada. Los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía podrían verse afectados adversamente por el acaecimiento de cualquiera de estos hechos.

Los cambios en los marcos regulatorios en virtud de los cuales la Compañía vende su electricidad pueden afectar su situación patrimonial y los resultados de las operaciones

Actualmente la Compañía vende su disponibilidad de capacidad y su electricidad de conformidad con diversos marcos regulatorios, incluyendo Energía Base y Energía Plus. Véase “Información sobre la Compañía—Clientes” y “El Sector Eléctrico Argentino.” El 16 de diciembre de 2016, el gobierno argentino declaró el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional hasta el 31 de diciembre de 2017. No es dable garantizar que el gobierno argentino no introducirá más cambios en los marcos regulatorios de Energía Base u otros marcos regulatorios en virtud de los cuales la Compañía vende su disponibilidad de potencia o electricidad incluyendo si dichos cambios o cambios futuros no tendrán un efecto negativo sobre los resultados de las operaciones. Es más, no es dable asegurar bajo qué marco regulatorio la Compañía podrá vender su capacidad de generación y su electricidad en el futuro.

No es dable asegurar que la introducción de modificaciones en las leyes y las reglamentaciones aplicables en la actualidad o las interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentaciones no tendrán un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Compañía. Además, algunas de las medidas propuestas por el nuevo gobierno también pueden generar oposición política y social que puede a su vez impedirle al nuevo gobierno adoptar las medidas que se proponen.

Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía

Los resultados de la Compañía dependen principalmente de la remuneración establecida por la Secretaria de Energía Eléctrica y obtenida de CAMMESA

A partir del dictado de la Resolución SE No. 95/2013 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, con sus modificatorias, la remuneración de la Compañía ha dependido en gran medida en la remuneración variable determinada por la producción y disponibilidad de energía. Esta resolución fue reemplazada en febrero de 2017 por la Resolución SEE N° 19/17 de la Secretaría de Energía Eléctrica. A excepción de las ventas en virtud de contratos, los ingresos por producir energía se canalizan a través de CAMMESA bajo Energía Base, en base al reconocimiento de costos fijos y variables, cuyo valor fue determinado por la Secretaría de Energía Eléctrica en virtud de la reciente Resolución SEE No. 19/17. Véase “RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA – Factores que afectan los resultados de las operaciones - Ingresos - Energía Base” y “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con el Sector Eléctrico Argentino – En los últimos tiempos, la Compañía no ha podido cobrar, o cobrar en término, pagos a CAMMESA y otros clientes del sector eléctrico”. Estas tarifas bajo el programa Energía Base, que fueron incrementadas en febrero, mayo y noviembre de 2017, están expresadas en dólares estadounidenses. Las ventas resultantes son convertidas a pesos argentinos al tipo de cambio vigente el último día del mes de la operación y se pagan dentro de los 42 días posteriores.

Como consecuencia de este sistema, los ingresos de la Compañía dependen en gran magnitud de las acciones tomadas por las autoridades regulatorias. Cualquier cambio en el sistema vigente podría tener un efecto significativo adverso en los ingresos y, por ende, en los resultados de las operaciones de la Compañía.

Es posible que factores que excedan el control de la Compañía pueden afectar su capacidad de resultar adjudicataria en licitaciones públicas para nueva capacidad de generación o afectar o demorar la finalización de nuevas centrales eléctricas una vez que haya resultado adjudicataria de proyectos

El plan de negocios de la Compañía contempla una inversión en nuevos proyectos de generación eléctrica para expandir la capacidad de generación en más de 2.020,27 MW. Esto abarca más de 628,27 MW a partir de fuentes renovables, lo que incluye proyectos de energía eólica, como también la instalación de nuevas unidades de generación térmica con una capacidad de generación instalada de 1.392 MW.

El 7 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía finalizó el proceso licitatorio para la instalación de nuevas unidades de energía renovable y adjudicó 1.108,64 MW, de los cuales la Compañía resultó adjudicataria de un proyecto de energía eólica de 99 MW de capacidad de generación a un precio de U\$S 61,50 por MWh. El 31 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería, en virtud de la Resolución N° 252/16, lanzó la Ronda 1.5 del Programa RenovAR como continuación de la Ronda 1 y el 25 de noviembre de 2016 adjudicó 1281.5 MW. De esta ronda, la Compañía resultó adjudicataria de un proyecto de energía eólica de 48 MW de capacidad de generación a un precio de U\$S 59,38 por MWh. Tras las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAR, el Ministerio de Energía y Minería, mediante la Resolución N° 257/17, que lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017, adjudicó 2.043 MW de capacidad de energía renovable. La Compañía presentó ofertas en la Ronda 2 del Programa RenovAR el 19 de octubre de 2017 y, el 29 de noviembre de 2017, se le adjudicó un proyecto de energía eólica llamado “La Genoveva I”, que le permitió sumar una capacidad adicional de 86,6 MW a su cartera y seguir aumentando su presencia en el sector de energías renovables.

En virtud de la Resolución SEE N.º 287-E/17, la Secretaría de Energía Eléctrica lanzó una convocatoria para la presentación de propuestas para el suministro de energía eléctrica que se generará a través de unidades existentes, la conversión de unidades de ciclo combinado abiertas en unidades de ciclo combinado cerradas o la instalación de unidades de cogeneración. La Compañía presentó sus ofertas el 9 de agosto de 2017, y el 25 de setiembre de 2017 resultó adjudicataria de los dos proyectos de cogeneración. Los proyectos de la Compañía, recientemente adjudicados, la Terminal 6 San Lorenzo y Luján de Cuyo, cuentan con las dos fuentes de ingresos potenciales que se consignan a continuación: (i) ventas de energía eléctrica a CAMMESA a través de PPA por un plazo de 15 años cuyos precios se fijan en dólares estadounidenses; y (ii) ventas de vapor a través de contratos para el suministro de vapor separados negociados con compradores privados cuyos precios probablemente estarán fijados en dólares estadounidenses.

Asimismo, la Compañía ha adquirido cuatro turbinas de gas de gran potencia y alta eficiencia y un predio de 130 hectáreas en el norte de la Provincia de Buenos Aires. Con estos activos, la Compañía espera contar con el potencial para desarrollar nueva capacidad de generación y así sumar 1.255 MW a su capacidad instalada total a través de una o varias unidades configuradas como de ciclo simple. Por ejemplo, la Compañía empleará una turbina de gas Siemens, con una capacidad de 286 MW, para el proyecto de cogeneración en la Terminal 6 San Lorenzo descrito anteriormente. El objetivo es usar las tres unidades restantes y el predio antedicho, en el que la Compañía ya ha invertido U\$S 134 millones, para participar, a través de uno o más proyectos, en futuros llamados a licitación convocados por el gobierno argentino para ampliar la capacidad de generación. Dado el nivel de competencia entre las compañías de generación en estos procesos licitatorios, la Compañía no puede predecir si se le adjudicarán estos proyectos o si podrá utilizar estos activos del modo previsto. Adicionalmente, a la fecha del presente prospecto, la Compañía ha pagado SEK\$ 381,37 (que, convertidos al tipo de cambio publicado por el Bank Central en las fechas de cada pago, equivalen a U\$S 45,46 millones) para adquirir dos turbinas de gas Siemens adicionales para el proyecto Luján de Cuyo.

Las demoras en la construcción o en el inicio de las operaciones de la capacidad ampliada de la Compañía en sus centrales eléctricas existentes o nuevas, podrían generar un incremento en sus necesidades financieras y también provocar que los retornos financieros de sus nuevas inversiones sean inferiores a los esperados, con el consiguiente efecto adverso significativo en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Entre los factores que pueden incidir en la capacidad de la Compañía de poner en funcionamiento centrales eléctricas existentes o de construir nuevas centrales eléctricas se incluyen: (i) la omisión de los contratistas de finalizar la construcción o poner en funcionamiento las plantas o instalaciones auxiliares en las fechas acordadas o dentro del presupuesto establecido; (ii) demoras inesperadas de terceros, por ejemplo, distribuidores de gas o energía eléctrica, en entregar o aceptar hitos del proyecto en la construcción o el desarrollo de la infraestructura necesaria vinculada con la actividad de generación de la Compañía; (iii) la demora u omisión de los proveedores de turbinas de abastecer turbinas plenamente operativas de manera oportuna; (iv) dificultades o demoras para obtener el financiamiento necesario en términos satisfactorios para la Compañía o imposibilidad de obtener dicho financiamiento; (v) demoras en obtener autorizaciones regulatorias, incluso permisos ambientales; (vi) fallos judiciales contra autorizaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como permisos ambientales; (vii) escasez o aumentos en los precios de equipos reflejados a través de órdenes de cambio, materiales o mano de obra; (viii) oposición de grupos políticos, ambientalistas y étnicos, locales y/o internacionales; (ix) huelgas; (x) cambios desfavorables en el entorno político y regulatorio de Argentina; (xi) problemas de ingeniería, ambientales y geológicos inesperados; y (xii) condiciones climáticas adversas, desastres naturales, accidentes u otros acontecimientos imprevistos. Los excedentes de costos podrían ser significativos. Por otra parte, cualquiera de estos factores podría demorar la finalización de la ampliación de capacidad en las centrales eléctricas existentes o la construcción de la nueva central eléctrica de la Compañía, con el consiguiente efecto adverso significativo en sus actividades, situación financiera y resultado de las operaciones. Estas demoras también podrían dar como resultado la imposición de sanciones a corto plazo por parte de CAMMESA y, en casos extremos, sanciones por la duración del contrato.

La finalización de la central de ciclo combinado de CVOSA podría verse demorada por factores ajenos al control de la Compañía

La Compañía anticipa recibir flujos de efectivo provenientes de la central de ciclo combinado de CVOSA la cual, según lo previsto, tendrá una capacidad de generación instalada de 816 MW y entrará en funcionamiento durante el primer trimestre de 2018.

Las demoras en la construcción o en el inicio de las operaciones de la central de ciclo combinado de CVOSA podrían demorar la fecha en la que la Compañía comenzará a recibir de CAMMESA los pagos de las cuotas mensuales por ventas de energía realizadas entre 2008 y 2011. Al 30 de septiembre de 2017, los créditos por ventas de energía eléctrica correspondientes al período 2008-2011 ascendían a un total de Ps. 1,29 mil millones. Una vez que la central de ciclo combinado inicie sus operaciones, la suma a pagar se convertirá a dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a la fecha del acuerdo (es decir, Ps. 3,97-U\$S 1,00). Los pagos mensuales expresados en dólares estadounidenses en virtud del acuerdo de CVO deben abonarse en pesos, convertidos al tipo de cambio vigente a la fecha de realización de cada pago mensual. Una demora en tales pagos podría tener un efecto adverso significativo en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía. Véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA - FONINMEM y Programas Similares”.

Las actividades pueden requerir de importantes inversiones en bienes de capital para satisfacer requisitos de mantenimiento permanente y para la ampliación de su capacidad de generación instalada

Es posible que se deban efectuar cada vez más inversiones en bienes de capital para financiar el mantenimiento permanente necesario para mantener la generación de energía y el desempeño operativo de la Compañía, como también para mejorar las capacidades de sus plantas de generación eléctrica. Por otra parte, también se requerirá de inversiones en bienes de capital para financiar el costo de la ampliación actual y futura de la capacidad de generación de la Compañía. Si la Compañía no puede financiar dichas inversiones en bienes de capital o no logra hacerlo en términos que le resulten satisfactorios, sus actividades, situación financiera y resultado de sus operaciones podrían verse negativamente afectados. La capacidad de financiamiento de la Compañía podría verse limitada por las restricciones del mercado en materia de disponibilidad de financiamiento para sociedades argentinas. Véase “ – Riesgos relacionados con Argentina—La falta de financiamiento para las compañías argentinas, debido a los litigios pendientes con los bonistas no aceptantes, podría tener un impacto negativo sobre la situación financiera o flujos de fondos de la Compañía” y “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera”.

Si no se cumplen las condiciones para la venta de la Planta de La Plata, el resultado de las operaciones de la Compañía podría verse afectado negativamente

El 20 de diciembre de 2017, YPF EE aceptó la oferta propuesta por la Compañía para la venta de la planta de La Plata, con sujeción a ciertas condiciones. La transferencia efectiva de la planta de La Plata está sujeta a las siguientes condiciones: (i) la culminación del

proceso de *due diligence* durante el cual YPF puede, a su propio criterio, rescindir la Venta de la Planta de La Plata, (ii) el pago por YPF EE del precio de compra para la Planta de La Plata; (iii) la prórroga del contrato de suministro de vapor que la Compañía tiene con YPF en la planta de Luján de Cuyo por un período de hasta 24 meses contados a partir del 1° de enero de 2019 conforme a los mismos términos que el contrato de suministro de vapor vigente, que la Compañía prevé suscribir en enero de 2018; (iv) el cumplimiento por la Compañía e YPF EE de la reglamentación vigente relativa a la reventa de la capacidad de transporte total bajo un contrato de capacidad de transporte en firme (“FTC”) a YPF EE, y la adjudicación por MEGSA (Mercado Eléctrico de Gas) de dicha capacidad de transporte total bajo el contrato FTC a YPF EE; (v) la renovación de dos contratos entre la Compañía y ciertos terceros y la aceptación por éstos de la cesión de dichos contratos a favor de YPF EE; y (vi) otras condiciones formales. La Compañía transferirá efectivamente la planta de La Plata a YPF EE en la Fecha de Vigencia de la Venta de la Planta de La Plata.

Si la Venta de la Planta de La Plata no se lleva a cabo, la Compañía continuará estando sujeta a ciertas obligaciones a perfeccionarse en oportunidad de la extinción del contrato que tiene vigente con YPF para la venta de energía eléctrica y vapor con relación a la planta de La Plata, el cual, con respecto al suministro de vapor a YPF, fue prorrogado por un plazo de cinco meses desde el 31 de octubre de 2017. Al extinguirse dicho contrato, salvo que se renueve, la Compañía deberá dismantelar todas las instalaciones, equipos, herramientas y demás activos que conforman la planta de cogeneración, incluidas las obras civiles, dentro de los 180 días de finalizado el plazo contractual y sin mediar notificación alguna. La Compañía es la única responsable de los gastos incurridos en dismantelar dichos activos e instalaciones y ha provisionado al 30 de septiembre de 2017 que dichos gastos ascenderán a Ps. 131 millones. Para mayor información, véase “Información Financiera Proyectada Consolidada No Auditada”.

La falta de renovación o rescisión anticipada del Contrato de Concesión HPDA podría afectar negativamente el resultado de las operaciones de la Compañía

El Contrato de Concesión HPDA firmado entre la Compañía y el gobierno argentino por medio del cual la Compañía opera la central Piedra del Águila vence el 29 de diciembre de 2023. Dicha central tiene una capacidad instalada total de 1.440 MW y representó aproximadamente un 15,12% de la generación total y un 12,46% de los ingresos de la Compañía en 2016 y, aproximadamente, un 17,46% de la generación total y un 13,90% de los ingresos de la Compañía en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017. La Compañía se encuentra abocada a renovar el Contrato de Concesión HPDA antes de su vencimiento. En caso de que el Contrato de Concesión HPDA venza sin renovarse, la Compañía deberá devolver los activos al gobierno argentino. Asimismo, el Contrato de Concesión HPDA contiene diversos requisitos referidos a la operación del complejo hidroeléctrico y el cumplimiento de leyes y reglamentaciones. La violación del Contrato de Concesión HPDA podría dar origen a ciertas multas y en algunos casos a la rescisión de la concesión. Si la concesión fuera rescindida, le sería otorgada a una nueva sociedad creada por el gobierno argentino y se llevaría a cabo una oferta pública de adquisición para la venta de las acciones de la nueva sociedad. El producto que la Compañía recibiría de esa oferta pública de adquisición se calculará en función de una fórmula en virtud de la cual el producto de la subasta disminuye en relación directa a la proximidad del vencimiento del plazo de la concesión. La falta de renovación o rescisión anticipada del Contrato de Concesión HPDA podría afectar de manera significativamente adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La participación de la Compañía en TJSM, TMB y CVOSA podría diluirse significativamente

A la fecha de este Prospecto, la Compañía ostenta una participación del 30,8752% en TJSM y una participación del 30,9464% en TMB, encontrándose ambas sociedades dedicadas a administrar la adquisición de equipos y a construir, operar y mantener las centrales eléctricas construidas en el marco del programa FONINVEMEM. La Compañía tiene derecho a nombrar dos de los nueve directores de cada sociedad. A la fecha de este Prospecto, la Compañía también ostenta una participación del 56,19% de CVOSA, la sociedad que opera la central térmica de Timbúes. Una vez transcurridos diez años de operaciones de cada sociedad (el 2 de febrero de 2020 para el caso de TJSM, el 7 de enero de 2020 para el caso de TMB y 10 años después de que comiencen las operaciones en CVOSA), cada sociedad tiene derecho a recibir derechos de propiedad sobre dichas centrales eléctricas que los respectivos fideicomisos actualmente poseen. En esa oportunidad, dado que el gobierno argentino financió parte de la construcción, será incorporado como accionista de TJSM, TMB y CVOSA, y la participación de la Compañía en TJSM, TMB y CVOSA podría diluirse. En los casos de TJSM y TMB, la Compañía no puede estimar los efectos exactos de una eventual dilución debido a que la participación del gobierno argentino en estas sociedades depende de los fondos provistos por el gobierno argentino para la construcción de cada planta, lo cual aún no ha sido definido. En el caso de CVOSA, si bien el efecto de una eventual dilución no ha sido definido por las mismas razones, la participación del gobierno argentino en CVOSA será de al menos el 70% en virtud de los acuerdos FONINVEMEM para CVOSA. La eventual dilución de la participación de la Compañía en TJSM, TMB o CVOSA podría reducir sus ganancias y, por consiguiente, afectar adversamente el resultado de sus operaciones. Véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA–FONINVEMEM y Programas Similares”.

Las variaciones futuras en la cantidad de precipitaciones en la cuenca del Río Limay pueden afectar adversamente los ingresos provenientes de la concesión de Piedra del Águila y, por ende, los resultados financieros de la Compañía

Como toda represa hidroeléctrica, Piedra del Águila depende de la disponibilidad de recursos hídricos en la cuenca del Río Limay para generar energía eléctrica, lo que a su vez depende de la cantidad de precipitaciones que se produzcan en la zona. En 1996, 2007 y 2012, y en particular en 1998, 1999 y 2016, el área experimentó una caída récord de precipitaciones. La falta de agua produjo una menor generación de energía eléctrica y, por lo tanto, menores ingresos. Sin embargo, la cantidad de precipitaciones y en virtud de ello la generación eléctrica, fue significativamente mayor al promedio durante 1995, 2001, 2002, 2005 y 2006. Para mayor información respecto de la estacionalidad de Piedra del Águila, véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA – Estacionalidad”

Si se dieran niveles de agua excesivamente bajos, la Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas, a cargo de la administración de la cuenca de los ríos Limay, Neuquén y Negro, está facultada a administrar los caudales de agua de acuerdo con sus normas de control de caudales, lo que podría derivar en menores recursos hídricos para la Compañía y ello, a su vez, en una disminución de las actividades de generación. Asimismo, de conformidad con el Contrato de Concesión HPDA, la Compañía no tiene derecho a recibir una indemnización por pérdida de ingresos como consecuencia de dichas medidas.

El caudal de la cuenca del Río Limay podría resultar insuficiente para mantener el nivel regular de generación de Piedra del Águila y la autoridad de aplicación podría implementar medidas perjudiciales para Piedra del Águila y, por ende, para la Compañía, lo que podría afectar negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La capacidad de la Compañía de operar parques eólicos en forma rentable depende, en gran medida, de la existencia de condiciones eólicas y climáticas asociadas adecuadas

La cantidad de energía generada por los parques eólicos y su rentabilidad dependen en gran medida de las condiciones climáticas, en particular, las condiciones eólicas que pueden variar materialmente dependiendo de los puntos geográficos, las estaciones y los años. Las variaciones en las condiciones eólicas en los sitios donde se ubican los parques eólicos son resultado de las fluctuaciones diarias, mensuales y estacionales en las corrientes de viento y, en el largo plazo, como consecuencia de cambios y virajes climáticos más generales. Dado que las turbinas sólo funcionan cuando las velocidades de los vientos caen dentro de ciertos rangos específicos que varían según el tipo y el fabricante de las turbinas, si las velocidades de los vientos caen fuera de dichos rangos o se ubican en los extremos inferiores de los mismos, la producción de energía en los parques eólicos de la Compañía sufriría una disminución.

Si en el futuro los recursos eólicos de las áreas en las que se ubican los parques eólicos de la Compañía fueran inferiores a los esperados, la producción de electricidad en dichos parques eólicos sería inferior a lo esperado y en consecuencia los resultados de las operaciones de la Compañía podrían sufrir un efecto adverso.

Los seguros contratados por la Compañía podrían no cubrir plenamente los daños y la Compañía podría no ser capaz de obtener seguros contra ciertos riesgos

La Compañía mantiene pólizas de seguro destinadas a mitigar siniestros causados por riesgos habituales. Estas pólizas brindan cobertura para sus activos contra daños materiales, pérdida de ingresos y asimismo responsabilidad frente a terceros. No obstante, la Compañía podría carecer de seguros suficientes para cubrir cualquier riesgo o pérdida en particular. Si se produce un accidente u otro hecho que no esté cubierto por sus actuales pólizas de seguro, la Compañía podría experimentar pérdidas significativas o verse obligada a desembolsar montos significativos de sus propios fondos, hechos que podrían tener un efecto sustancial adverso sobre sus operaciones y situación financiera. Asimismo, la insuficiencia de las pólizas de seguro contratadas por la Compañía podría tener un efecto adverso sobre ésta. Si ello sucediera, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía podrían verse afectados de manera adversa. Véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA – Seguros”.

La actividad de generación implica el manejo de elementos peligrosos tales como combustibles lo que podría derivar en potenciales daños a las instalaciones y personal de la Compañía

Si bien la Compañía cumple con todas las normas y mejores prácticas aplicables en materia de seguridad ambiental, un siniestro que involucre los combustibles con los cuales opera la Compañía podría tener consecuencias ambientales perjudiciales y podría dañar las instalaciones industriales y el personal de la Compañía.

Un daño estructural en la presa o en cualquier otra estructura de las centrales hidroeléctricas de las Compañía podría comprometer su capacidad de generación eléctrica. Las limitaciones a la generación como consecuencia de daños estructurales podrían afectar seriamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La Compañía puede estar expuesta a litigios y/o procedimientos administrativos que pueden afectar adversamente su situación financiera y el resultado de las operaciones

En el curso habitual de los negocios, la Compañía celebra contratos con CAMMESA y otras partes. Si bien actualmente la Compañía no tiene litigios o procedimientos administrativos significativos, los litigios y/o procedimientos regulatorios son impredecibles por naturaleza y, en ocasiones, las sentencias que se dictan pueden ser excesivas. Los resultados desfavorables de acciones legales o investigaciones pueden representar daños monetarios significativos, lo que incluye el pago de indemnizaciones, o medidas cautelares que pueden tener un efecto adverso en la capacidad de la Compañía de llevar a cabo sus operaciones, como también en su situación financiera y en el resultado de sus operaciones.

La demanda de energía eléctrica es estacional, mayormente, a causa de factores climáticos

La demanda de energía eléctrica fluctúa según la estación del año, pudiendo verse afectada significativa y adversamente por factores climáticos. En verano (de diciembre a marzo), la demanda de energía eléctrica puede incrementar sustancialmente debido al uso de equipos de aire acondicionado. En invierno (de junio a agosto), la demanda de energía eléctrica puede fluctuar, en razón de las necesidades de iluminación y calefacción. Por consiguiente, los cambios estacionales pueden tener un efecto adverso significativo en la demanda de energía y, por ende, en el resultado de las operaciones y la situación financiera de la Compañía (puntualmente, las ventas generadas en virtud del marco regulatorio de Energía Plus, el cual depende de la demanda y no de la capacidad comprometida por contrato).

La Compañía podría realizar adquisiciones e inversiones para ampliar o complementar sus operaciones lo que podría derivar en dificultades operativas o afectar de otro modo de manera adversa su situación financiera y los resultados de las operaciones

A fin de ampliar su negocio, la Compañía podría realizar periódicamente adquisiciones e inversiones que ofrezcan valor agregado y sean congruentes con o complementarias de su estrategia comercial.

Por ejemplo, en 2015, la Compañía adquirió: (i) una participación directa e indirecta equivalente al 24,99% del paquete accionario de DGCU, y (ii) una participación directa e indirecta equivalente al 44,10% del paquete accionario de DGCE, las cuales operan en una industria altamente regulada. Los resultados de las operaciones de dichas compañías dependen del marco regulatorio aplicable y de la interpretación y aplicación de dicho marco por el ENARGAS, el organismo estatal creado para regular a las empresas de transporte y distribución de gas natural privatizadas. Las licencias de estas empresas están sujetas a revocación en ciertas circunstancias. De ocurrir alguno de estos hechos, podría tener un efecto adverso y significativo para las mismas y, por ende, para la Compañía.

En relación con las potenciales operaciones de adquisición e inversión, la Compañía podría verse expuesta a varios riesgos, incluyendo aquéllos surgidos de: (i) no haber evaluado con precisión el valor, potencial de crecimiento futuro, puntos fuertes y débiles y posible rentabilidad de las empresas a ser eventualmente adquiridas; (ii) las dificultades en integrar, operar, mantener o administrar con éxito las nuevas operaciones adquiridas, incluido su personal; (iii) los costos inesperados de dichas operaciones; o (iv) pasivos contingentes o de otro tipo imprevistos o reclamos que pudieran derivarse de dichas operaciones. Si alguno de estos riesgos se materializara, podría afectar negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Si la Compañía decidiera adquirir en el futuro otra compañía del sector energético, es posible que dicha adquisición se encuentre sujeta a la aprobación de la CNDC

La Ley de Defensa de la Competencia establece que las operaciones que involucren la adquisición, transferencia o control de los activos de otra empresa estarán sujetas a la previa aprobación y consentimiento de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC) en los casos en que: (i) la suma del volumen de negocios total de las empresas afectadas, durante el último ejercicio, supere en el país la suma de Ps. 200.000.000; y (ii) el monto de la operación o el valor de los activos transferidos situados en el país supere la suma de Ps. 20.000.000.

La CNDC determinará si una adquisición supeditada a su aprobación previa afecta negativamente la competencia en los mercados en los que se desenvuelve la Compañía, o si esa adquisición afecta negativamente a los consumidores de esos mercados. Si bien a la fecha de este Prospecto la Compañía no contempla intervenir en ninguna operación de concentración económica, si la CNDC llegase a rechazar alguna concentración económica, o tomase alguna medida tendiente a imponer condiciones o compromisos de desempeño a la Compañía, como parte del proceso de aprobación de una eventual concentración económica, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía podrían verse afectados adversamente, impidiéndole a ésta materializar los beneficios previstos de dicha adquisición.

La Compañía depende de su personal directivo y otros empleados claves para su desempeño actual y futuro

El desempeño actual y futuro de la Compañía depende significativamente de su equipo directivo calificado y de su capacidad de atraer y retener a dichos directivos calificados. Las futuras operaciones de la Compañía pueden verse afectadas si cualquiera de los altos directivos o empleados claves dejara de trabajar para la Compañía. La competencia por atraer a altos directivos es intensa, al tiempo que la Compañía podría verse impedida de retener a su personal o de atraer personal calificado. La pérdida de un alto directivo puede implicar que los restantes tengan que desviar atención inmediata y substancial al cumplimiento de las tareas del directivo saliente y buscar un remplazo. Cualquier impedimento para conseguir reemplazo en posiciones directivas en su debido momento puede afectar la capacidad de la Compañía de implementar su estrategia comercial, afectando a su vez el negocio y el resultado de las operaciones.

La Compañía podría verse afectada por medidas significativas tomadas por los sindicatos de trabajadores

A pesar de que la Compañía mantiene relaciones estables con sus trabajadores, ha experimentado en el pasado ceses de tareas organizados y paros laborales y podría experimentar tales ceses o paros laborales en el futuro. Los reclamos laborales en el rubro energético son habituales en Argentina y, en el pasado, empleados sindicalizados han bloqueado el acceso y han ocasionado daños a las instalaciones de distintas compañías del sector. Adicionalmente, la Compañía no mantiene una cobertura de seguro por lucro cesante derivado de interrupciones de la actividad originadas por medidas de los trabajadores, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de sus operaciones.

La Compañía está sujeta a la normativa en materia de lucha contra la corrupción, el soborno y el lavado de dinero, además de a otras leyes y reglamentaciones

La Compañía está sujeta a las leyes contra la corrupción, el soborno y el lavado de dinero, además de otras leyes y reglamentaciones. La Compañía podría ser objeto de investigaciones y procedimientos por parte de las autoridades por supuestos incumplimientos de dicha normativa. Si bien la Compañía implementa procesos de cumplimiento y mantiene sistemas de control interno, los citados procedimientos podrían dar lugar a multas u otras responsabilidades y tener un importante efecto adverso sobre la reputación, el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Compañía. Si alguna de esas subsidiarias, empleados u otros terceros intervienen en prácticas fraudulentas o corruptas u otras prácticas comerciales desleales, o bien infringen la normativa o los controles internos aplicables, la Compañía podría quedar sujeta a una o más medidas tomadas por la autoridad de aplicación, o bien podría determinarse que la Compañía ha incurrido en incumplimiento de dichas leyes, lo cual podría dar lugar a penalidades, multas y sanciones y, a su vez, afectar negativamente la reputación, el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Compañía.

La capacidad de la Compañía de generar electricidad en sus plantas de generación termoeléctrica depende en parte de la disponibilidad de gas natural y, en menor medida, de combustible líquido.

El abastecimiento y el precio del gas natural y del combustible líquido empleado en las plantas de generación termoeléctrica de la Compañía se encontraron en el pasado, y pueden encontrarse en el futuro, afectados por, entre otras cosas, la disponibilidad de gas natural y de combustible líquido en Argentina a raíz de la escasez actual del abastecimiento de gas natural y la disminución de las reservas en Argentina. En particular, muchos yacimientos de petróleo y gas en Argentina llegaron a un estadio de madurez y en años recientes no fueron objeto de inversiones ni de actividades de desarrollo y exploración significativas y por lo tanto es probable que las reservas se agoten.

En virtud de la Resolución N.º 95/2013, según fuera modificada, CAMMESA está a cargo de gestionar y proveer todos los combustibles necesarios para la operación de las plantas de generación termoeléctrica de la Compañía. Si en el futuro la Compañía se viera ante la necesidad de comprar su propio gas natural o combustible líquido a terceros, la Compañía no podrá garantizar que podrá comprar gas natural o combustible líquido a precios que son totalmente reembolsables por CAMMESA y, aún en el caso de que CAMMESA aceptara reembolsar a la Compañía por dichos montos, el momento en que se produzcan dichos reembolsos puede ser incierto. Además, la entrega de gas natural depende de la infraestructura (incluye establecimientos para barcazas, caminos y gasoductos para el transporte de gas natural) disponible para que esté al servicio de las instalaciones de generación. En consecuencia, las plantas de generación termoeléctrica de la Compañía están sujetas a los riesgos de interrupciones o disminuciones en la cadena de suministro de combustible e infraestructura. Cualquiera de dichas interrupciones o disminuciones puede derivar en la indisponibilidad o en un aumento de los precios del gas natural o del combustible líquido. Es más, si en el futuro se le solicitara a la Compañía adquirir su propio gas natural o combustible líquido de terceros a precios que no son totalmente reembolsables por CAMMESA, dicha situación puede tener un efecto adverso sustancial sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Riesgos relacionados con las Acciones y los ADS de la Compañía

Podría resultar difícil que los inversores puedan obtener o ejecutar sentencias contra la Compañía

La Compañía se encuentra constituida en Argentina. Todos sus directores y funcionarios ejecutivos residen fuera de los Estados Unidos y substancialmente todos los activos de la Compañía y de sus directores y funcionarios se encuentran fuera del territorio estadounidense. Por ello, los inversores podrían verse impedidos de cursar traslado de notificaciones procesales en los Estados Unidos a estas personas o de ejecutar sentencias dictadas en contra de ellas o de la Compañía en tribunales estadounidenses. Los asesores jurídicos especiales de la Compañía en Argentina, Bruchou, Fernández Madero & Asociados, han informado que existen dudas con respecto a la exigibilidad en acciones iniciadas originariamente en tribunales argentinos de responsabilidades basadas únicamente en leyes de títulos valores federales de los Estados Unidos y con respecto a la exigibilidad en tribunales argentinos de sentencias dictadas por la justicia estadounidense en acciones basadas en las disposiciones sobre responsabilidad civil de las leyes de títulos valores federales de Estados Unidos. La ejecución de dichas sentencias podría estar sujeta al cumplimiento de ciertos recaudos contemplados en la ley argentina, tales como los artículos 517 a 519 del Código de Procedimiento Civil y Comercial de la Nación Argentina, incluida la condición de que dichas sentencias no resultan violatorias de los principios de orden público consagrados por la legislación argentina, todo ello conforme lo determine un tribunal argentino. Adicionalmente, un tribunal argentino no podrá ordenar el embargo de bienes ubicados en Argentina que fuesen considerados por dicho tribunal como esenciales para la provisión de un servicio público.

Futuros controles cambiarios y las restricciones a la repatriación de capital desde Argentina podrían afectar la capacidad de los tenedores de ADS de recibir dividendos y distribuciones sobre, y el producto de cualquier venta de, las acciones que subyacen bajo los ADS, lo que podría afectar el valor de mercado de los ADS

En 2001 y 2002, Argentina impuso controles cambiarios y restricciones a las transferencias que limitaban sustancialmente la capacidad de las empresas de retener moneda extranjera o realizar pagos al exterior, incluyendo pagos de dividendos. Asimismo, se dictaron nuevas normas durante el último trimestre de 2001, que restringieron significativamente el acceso al MULC por personas físicas y entidades del sector privado. Recientemente, desde diciembre de 2015, el nuevo gobierno argentino ha levantado muchas de las restricciones cambiarias que habían sido impuestos en 2011, incluyendo la suspensión de ciertas restricciones que recaían sobre la repatriación de inversiones de cartera realizadas por inversores no residentes. Como resultado de ello, con respecto al producto de cualquier venta de acciones ordinarias subyacentes a los ADS, a la fecha de este Prospecto, la conversión de pesos a dólares estadounidenses y la remesa de dichos dólares al exterior no están sujetos a la aprobación previa del Banco Central de la República Argentina, siempre que el beneficiario en el exterior sea una persona física o jurídica domiciliada o constituida y ubicada en jurisdicciones, territorios o estados asociados que son considerados “cooperadores a los fines de la transparencia fiscal”.

Argentina podría imponer nuevos controles cambiarios más estrictos y restricciones a la transferencia en el futuro, entre otras medidas, como respuesta a la fuga de capitales o una depreciación significativa del peso. En tal caso, el Agente de Depósito de ADS podría verse impedido de convertir las sumas en pesos que reciba en Argentina por cuenta de los tenedores de ADS. Si dicha conversión no fuera posible, el contrato de depósito autoriza al Agente de Depósito de ADS a distribuir la divisa únicamente a aquellos tenedores de ADS a quienes es posible hacerlo. Si el tipo de cambio fluctúa significativamente durante una época en la cual el Agente de Depósito de ADS no pueda convertir la moneda extranjera, los tenedores de los ADS podrían perder algo o todo el valor de la distribución de dividendos. Asimismo, si no pudieran realizarse pagos en dólares estadounidenses en el exterior, la repatriación de los fondos cobrados por los inversores extranjeros en pesos en Argentina podría estar sujeta a restricciones. En tales circunstancias, la capacidad de los accionistas extranjeros de la Compañía y de los tenedores de ADS de obtener el valor total de sus acciones y ADS y el valor de mercado de las acciones y los ADS de la Compañía podría verse afectada negativamente.

Las acciones de la Compañía se negociarán en más de un mercado y ello podría dar lugar a variaciones de precios; asimismo, es posible que los inversores no puedan mover fácilmente las acciones para su negociación de un mercado a otro

Con anterioridad a la fecha de este Prospecto, las acciones ordinarias de la Compañía cotizaban en el BYMA. La Compañía solicitará que sus ADS sean aprobados para su cotización en la NYSE. Los mercados que podrían desarrollarse para las acciones ordinarias o los ADS pueden no contar con liquidez y el precio al cual podrían venderse las acciones ordinarias o los ADS es incierto.

La negociación de los ADS o las acciones ordinarias de la Compañía en dichos mercados tendrá lugar en diversas monedas (Dólares estadounidenses en la NYSE y Pesos en el BYMA), y en diferentes horarios (como consecuencia de las diferencias en zonas horarias, días de negociación y días feriados en los Estados Unidos y Argentina). Los precios de negociación de dichos títulos en esos dos mercados podrían diferir debido a éstos y otros factores. Cualquier reducción del precio de las acciones ordinarias de la Compañía en el BYMA podría dar lugar a una reducción del precio de negociación de los ADS en la NYSE. Los inversores podrían procurar vender o comprar las acciones de la Compañía para beneficiarse de cualquier diferencia de precios entre los mercados a través de una práctica conocida como arbitraje. Toda actividad de arbitraje podría dar lugar a una volatilidad imprevista en los precios de las acciones de la

Compañía en una de las bolsas y en el precio de los ADS disponibles para negociación en la otra bolsa. Asimismo, los tenedores de los ADS no estarán en condiciones de entregar de inmediato sus ADS y retirar las acciones ordinarias subyacentes para su negociación en otro mercado sin llevar a cabo los procedimientos necesarios con el Agente de Depósito de ADS. Ello podría dar lugar a demoras y costos adicionales para los tenedores de los ADS.

En virtud de la Ley General de Sociedades de Argentina, los derechos de los accionistas podrían ser más reducidos o no estar tan claramente definidos como en otras jurisdicciones

Los asuntos corporativos de la Compañía se rigen por sus estatutos y por lo dispuesto en la Ley N° 19.550 de Argentina, con sus modificaciones (la “Ley General de Sociedades de Argentina”), que difieren de los principios legales que serían de aplicación en el caso que la Compañía se hubiera constituido en una jurisdicción de los Estados Unidos (tal como Delaware o Nueva York), o en otras jurisdicciones fuera de Argentina. Por ende, los derechos de los tenedores de los ADS o las acciones ordinarias de la Compañía en virtud de la Ley General de Sociedades de Argentina para proteger sus intereses en relación con las acciones del Directorio de la Compañía podrían ser más reducidos o no estar tan claramente definidos como en las legislaciones de esas otras jurisdicciones. No obstante, el hecho de que la compra y venta de títulos sobre la base de información que no está al alcance del público en general y la manipulación de precios constituyen actividades ilegales en virtud de la legislación argentina, los mercados de valores argentinos podrían no estar tan fuertemente regulados o supervisados como los mercados de valores de los Estados Unidos o los mercados de alguna de las demás jurisdicciones. Asimismo, las normas y políticas que establecen una prohibición respecto operaciones que implican un conflicto de intereses y que propenden a la preservación de los derechos de los accionistas podrían no estar tan bien delineadas y su cumplimiento podría no exigirse en Argentina del mismo modo que podría serlo en los Estados Unidos u otras jurisdicciones fuera de Argentina, colocando a los tenedores de las acciones ordinarias y los ADS de la Compañía en una situación de potencial desventaja.

Los tenedores de las acciones ordinarias y los ADS de la Compañía ubicados en los Estados Unidos podrían no estar en condiciones de ejercer sus derechos de suscripción preferente o derechos de acrecer

En virtud de la Ley General de Sociedades de Argentina, si la Compañía emite nuevas acciones como parte de un aumento de capital, sus accionistas podrían tener el derecho de suscribir un número proporcional de acciones para mantener su porcentaje de tenencia accionaria. Los derechos de suscribir acciones en dichas circunstancias son denominados derechos de suscripción preferente. Asimismo, los accionistas gozan del derecho de suscribir las acciones no suscriptas que permanezcan al término de la oferta de derechos de suscripción preferente, sobre una base proporcional, a los que se hace referencia como los derechos de acrecer. Al producirse cualquier futuro aumento del capital social de la Compañía, los tenedores estadounidenses de acciones ordinarias o los ADS podrán no estar en condiciones de ejercer los derechos de suscripción preferente o derechos de acrecer relacionados correspondientes a dichas acciones ordinarias o ADS a menos que se encuentre en vigor una declaración de registro en virtud de la Ley de Títulos Valores en relación con dichas acciones ordinarias o los ADS o se encuentre en vigor una exención respecto de las exigencias de registro contempladas en la Ley de Títulos Valores. La Compañía no se encuentra obligada a presentar una declaración de registro con respecto a dichas acciones ordinarias o los ADS. La Compañía podría no presentar una declaración de registro o podría no encontrarse en vigor una exención respecto de las exigencias de registro. Excepto que dichas acciones ordinarias o los ADS se encontraran registrados o fuera aplicable una exención respecto de las exigencias de registro, un tenedor estadounidense de las acciones ordinarias o los ADS de la Compañía podría recibir únicamente los fondos netos provenientes de dichos derechos de suscripción preferente y derechos de acrecer si dichos derechos pudieran ser vendidos por el Agente de Depósito de los ADS; en caso de no poder ser vendidos, se permitirá que caduquen. Asimismo, los derechos accionarios de los tenedores de acciones ordinarias o los ADS ubicados en los Estados Unidos podrían diluirse proporcionalmente en ocasión de futuros aumentos de capital.

Las compañías no argentinas que sean tenedoras de acciones ordinarias de la Compañía en forma directa y no como ADS podrían verse impedidos de ejercer sus derechos como accionistas a menos que se encontraran registrados en Argentina

En virtud de la legislación argentina, las compañías extranjeras que sean tenedoras de acciones en una compañía argentina deben inscribirse ante la *Inspección General de Justicia* (“IGJ”), a los fines de ejercer ciertos derechos de los accionistas, incluyendo los derechos de voto. Los tenedores de acciones ordinarias en forma directa (en lugar de ADS) que no sean compañías argentinas y no se encuentran inscriptas en la IGJ podrán ver limitada su capacidad de ejercer sus derechos como tenedores de acciones ordinarias de la Compañía.

Los derechos de voto y otros derechos con respecto a los ADS se encuentran limitados por los términos del contrato de depósito

Los tenedores podrán ejercer derechos de voto con respecto a las acciones ordinarias subyacentes a los ADS únicamente de conformidad con las disposiciones del contrato de depósito. No existen disposiciones en las leyes argentinas o en los estatutos de la Compañía que limiten la capacidad de los tenedores de los ADS de ejercer sus derechos de voto a través del Agente de Depósito de ADS con respecto a las acciones ordinarias subyacentes, excepto que si el Agente de Depósito de ADS fuera una entidad extranjera y no se encontrara

inscripta en la IGJ. El Agente de Depósito de ADS se registre en la IGJ. Sin embargo, existen limitaciones prácticas sobre la capacidad de los tenedores de los ADS de ejercer sus derechos de voto debido a formalidades de procedimiento adicionales relativas a las comunicaciones con dichos tenedores. Por ejemplo, la Ley N° 26.831 dispone que la Compañía deberá convocar a sus accionistas a asambleas de accionistas a través de publicaciones en determinados periódicos oficiales y privados con una antelación de no menos de 20 días y no más de 45 días previos a la fecha de celebración de dichas asambleas. Los tenedores de los ADS no recibirán convocatorias a asambleas de accionistas cursadas en forma directa por la Compañía. De conformidad con lo establecido en el contrato de depósito, la Compañía cursará convocatoria al Agente de Depósito de los ADS el cual, a su vez, y ante el requerimiento de la Compañía, cursará a cada tenedor de los ADS, tan pronto como sea posible luego de ello:

- la convocatoria a dicha asamblea;
- los formularios de instrucciones para votar; y
- una declaración acerca de la forma en que los tenedores podrán brindar instrucciones.

A los fines de ejercer sus derechos de voto, los tenedores de los ADS deben impartir instrucciones al Agente de Depósito de los ADS acerca de cómo emitir los votos respecto de las acciones subyacentes a los ADS. Debido a las formalidades de procedimiento adicionales en relación con el Agente de Depósito de los ADS, el proceso para el ejercicio de los derechos de voto podrá ser más extenso para los tenedores de los ADS que para los tenedores de las acciones ordinarias de la Compañía. Excepto por lo descripto en este Prospecto, los tenedores de los ADS no podrán ejercer derechos de voto correspondientes a los ADS.

Asimismo, el artículo 7.6 del contrato de depósito dispone que cada una de las partes del contrato de depósito (incluyendo, sin limitación, cada tenedor y titular beneficiario) renuncia, con el máximo alcance permitido por la ley aplicable, a su derecho a tener un juicio por jurado en todo procedimiento legal entablado contra la Compañía y/o el Agente de Depósito de los ADS. Esta disposición puede tener el efecto de limitar y desalentar la interposición de demandas contra la Compañía y/o el Agente de Depósito de los ADS. A su vez, los inversores podrían verse imposibilitados de ejercer sus derechos de voto o no poder acceder a recursos legales si las acciones que subyacen sus ADS no se votan conforme a lo solicitado.

La relativa volatilidad e iliquidez de los mercados de valores argentinos podría limitar significativamente la capacidad de los tenedores de los ADS de la Compañía de vender acciones ordinarias subyacentes a dichos ADS al precio y en el momento en que éstos deseen

Invertir en títulos que se negocien en mercados emergentes, tales como Argentina, a menudo implica un riesgo mayor que invertir en títulos de emisores de los Estados Unidos. El mercado de títulos argentino es substancialmente más pequeño, menos líquido, más concentrado y puede ser más volátil que los principales mercados de títulos de los Estados Unidos, y no está tan fuertemente regulado o fiscalizado como alguno de esos otros mercados. Asimismo, existe una concentración significativamente mayor en el mercado de títulos argentino que en los principales mercados de títulos de los Estados Unidos. Durante diciembre de 2017, las diez empresas argentinas de mayor envergadura en términos de peso en el índice Merval representaron aproximadamente un 63,19% de su composición. En forma acorde, si bien los tenedores de los ADS de la Compañía tienen derecho a retirar las acciones ordinarias subyacentes a los ADS del Agente de Depósito de los ADS en cualquier momento, su capacidad para vender dichas acciones al precio y en el momento en que deseen hacerlo podría verse substancialmente limitada. Asimismo, los nuevos controles de capital impuestos por el Banco Central podrían afectar aún más la liquidez del BYMA haciendo que la compra de acciones en el mercado secundario en Argentina no resulte atractiva para las personas que no son argentinas. Véase “Controles Cambiarios”.

Las ventas significativas de acciones ordinarias o ADS de la Compañía luego de la oferta global podrían dar lugar a una disminución del precio de las acciones ordinarias o los ADS

Luego de la oferta global, los accionistas existentes continuarán siendo tenedores de una gran cantidad de acciones. La Compañía, los directores de la Compañía, alguno de sus accionistas principales, incluidos los accionistas vendedores, y miembros de la gerencia de primera línea detallados en “Datos sobre Directores y Administradores, Gerentes, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización—Gerencia de Primera Línea”, que, en total, son titulares del 53,29% de las acciones ordinarias en circulación de la Compañía con anterioridad a la oferta global, han acordado con los Colocadores Internacionales, sujeto a ciertas excepciones, no ofrecer, vender, acordar vender o de otro modo disponer de o cubrir acciones de capital o ADS o títulos de la Compañía convertibles en o ejercitables o canjeables por acciones de capital o ADS durante el plazo de 180 días siguientes a la fecha de este Prospecto, sin el previo consentimiento escrito de los representantes. Véase “Suscripción”. Luego de la finalización de estos acuerdos cerrojo, estarán en condiciones de vender sus títulos en el mercado público. A su vez, el gobierno argentino autorizó al Ministerio de Energía y Minería a que promueva las medidas necesarias para llevar a cabo la venta, cesión o transferencia de participaciones detentadas por el gobierno argentino en centrales eléctricas, incluyendo su participación en la Compañía (representativa del 8,25% de las acciones en circulación de la Compañía). Véase “Resumen—El gobierno argentino ha autorizado al Ministerio de Energía y Minería a proceder con la venta de su participación en las centrales de energía, incluida su participación en la Compañía”. El precio de mercado de las acciones ordinarias o los ADS de la

Compañía podría descender significativamente si vendieran las acciones ordinarias o los ADS de la Compañía o si el mercado percibiera su intención de proceder a dicha venta.

Los accionistas de la Compañía podrían quedar sujetos a responsabilidad respecto de ciertos votos emitidos con respecto a sus títulos

Los accionistas de la Compañía no son responsables por las obligaciones de ésta. En cambio, los accionistas son generalmente responsables únicamente por la integración de las acciones que suscriben. No obstante ello, podría determinarse que los accionistas que tengan un conflicto de intereses con la Compañía y que no se abstengan de votar son responsables de reparar los daños causados a la Compañía, aunque solamente si la operación no hubiera sido aprobada de no haber sido por los votos de los accionistas. Asimismo, los accionistas que, mediando dolo o culpa, votaran a favor de una resolución que posteriormente fuera declarada nula por un tribunal con motivo de ser contraria a la Ley General de Sociedades de Argentina o los estatutos de la Compañía podrán ser considerados responsables en forma solidaria por la reparación de los daños causados a la Compañía o a terceros, incluyendo otros accionistas.

La Compañía es una “sociedad en crecimiento emergente” y se ampara en el beneficio de menores exigencias sobre presentación de informes aplicables a las sociedades en crecimiento emergentes, por lo cual los ADS o las acciones ordinarias de la Compañía podrían resultar atractivos para los inversores

La Compañía es una "sociedad en crecimiento emergente", según la definición que se brinda a dicho término en la Ley estadounidense de Reactivación de Creación de Empresas de 2012, y es intención de la Compañía acogerse a ciertas exenciones de cumplimiento de algunas exigencias de presentación de informes que son aplicables a otras compañías cuyas acciones cotizan en bolsa y que no son "sociedades en crecimiento emergentes", incluso no estar obligada a cumplir con el requerimiento de la certificación de auditores contemplada en el Artículo 404(b) de la Ley Sarbanes-Oxley y obligaciones menos gravosas sobre presentación de informes relativos a la remuneración de ejecutivos.

La Compañía no puede prever si los inversores encontrarán a los ADS o sus acciones ordinarias menos atractivos en virtud del hecho que la Compañía pudiera ampararse en dichas exenciones. Si algunos inversores determinaran que los ADS o las acciones ordinarias de la Compañía son menos atractivos como consecuencia de dicha situación, podría haber un mercado de negociación menos activo para los ADS o las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de los ADS o las acciones ordinarias de la Compañía podría ser más volátil. La Compañía podrá ampararse en estas exenciones respecto de la presentación de informes hasta que deje de ser una sociedad en crecimiento emergente.

La Compañía dejará de ser una sociedad en crecimiento emergente en ocasión de producirse uno de los siguientes hechos, lo que ocurra en primer lugar: (1) el último día del ejercicio durante el cual la Compañía obtuviera ingresos de U\$S 1,07 mil millones o más, (2) el último día del ejercicio posterior a la fecha en que se cumpla quinto aniversario de la fecha de esta oferta, (3) la fecha en que la Compañía haya emitido deuda no convertible por un monto superior a U\$S 1 mil millones durante el período de tres años anterior, o (4) cuando la Compañía se torne en una "registrante con gran capitalización de mercado," según se define en la Norma 12b-2 bajo la Ley de Mercados.

Como emisora privada extranjera, la Compañía se encuentra exenta del cumplimiento de varias disposiciones en virtud de las leyes de títulos valores estadounidenses y puede presentar menos información ante la SEC que una compañía estadounidense. Esto podría limitar la información disponible a los tenedores de los ADS de la Compañía.

La Compañía es una "emisora privada extranjera," según se define en las normas y regulaciones de la SEC y, en consecuencia, no se encuentra sujeta a todos los requisitos sobre presentación de información aplicables a las compañías constituidas dentro de los Estados Unidos. Por ejemplo, la Compañía está exenta del cumplimiento de determinadas normas bajo la Ley de Mercados que regulan las obligaciones de presentación de información y exigencias procesales relacionadas con solicitudes de cartas poder, consentimientos o autorizaciones aplicables a un título valor registrado bajo la Ley de Mercados. Asimismo, los funcionarios y directores de la Compañía se encuentran exentos de dar cumplimiento a las disposiciones sobre presentación de información y recupero de beneficios por compra y venta a corto plazo del Artículo 16 de la Ley de Mercados y normas afines con respecto a sus operaciones de compra y venta de los títulos de la Compañía. Por otra parte, si bien la Compañía contempla presentar ante la SEC datos financieros consolidados por períodos intermedios en forma trimestral en el Formulario 6-K de la SEC, no se encuentra obligada a presentar informes y estados financieros periódicos ante la SEC con la misma frecuencia o inmediatez con que ello es exigido a las empresas estadounidenses cuyas acciones cotizan en bolsa.

Como emisora privada extranjera, la Compañía no está sujeta a ciertas normas de gobierno corporativo de la NYSE aplicables a sociedades estadounidenses cuyas acciones cotizan en bolsa

La Compañía se basa en una disposición del Manual de Sociedades que Cotizan en Bolsa de la NYSE que le permite seguir la legislación argentina con relación a ciertos aspectos en materia de gobierno corporativo. Ello permite a la Compañía guiarse por ciertas prácticas

de gobierno corporativo que difieren en aspectos significativos de los requisitos de gobierno corporativo aplicables a sociedades estadounidenses que cotizan en la NYSE.

Por ejemplo, la Compañía se encuentra exenta del reglamento de la NYSE que requiere que una sociedad estadounidense que cotiza en bolsa deba, entre otras cosas:

- contar con una mayoría de directores independientes;
- establecer un comité de candidaturas y remuneraciones integrado en su totalidad por directores independientes;
- adoptar y divulgar un código de ética y conducta en los negocios para directores, funcionarios y empleados; y
- celebrar en forma anual una reunión únicamente para directores independientes.

El precio de mercado de las acciones ordinarias o ADS de la Compañía podría ser extremadamente volátil, y las acciones ordinarias o ADS se podrían negociar a precios por debajo del precio de oferta inicial

Es probable que el precio de mercado de las acciones ordinarias o de los ADS de la Compañía con posterioridad a la oferta global fluctúe significativamente a lo largo del tiempo en respuesta a los siguientes factores:

- fluctuaciones en los resultados operativos periódicos de la Compañía;
- cambios en las estimaciones, recomendaciones o proyecciones financieras realizadas por los analistas de títulos valores;
- cambios en las condiciones o tendencias de la industria a la que se dedica la Compañía;
- cambios en los resultados económicos o la valuación de mercado de los competidores de la Compañía;
- anuncios efectuados por empresas competidoras de adquisiciones, desinversiones, alianzas estratégicas, joint ventures o compromisos de capital significativos;
- hechos que afecten los mercados de capitales de los países en donde opera la Compañía;
- medidas legales o regulatorias que afecten la situación financiera de la Compañía;
- la decisión de miembros de la gerencia y personal clave de desvincularse de la Compañía; o
- potenciales litigios o la resolución de juicios en trámite en forma desfavorable para la Compañía o sus subsidiarias.

La volatilidad del precio de las acciones ordinarias o los ADS de la Compañía podría ser causada por factores que exceden su propio control y podría no vincularse o ser desproporcionada en relación con los resultados operativos de la Compañía. En particular, los anuncios de acontecimientos potencialmente adversos, a saber: propuestas de cambios regulatorios, nuevas investigaciones gubernamentales o el inicio efectivo o inminente de juicios contra la Compañía, al igual que el anuncio de cambios en los planes de negocios de la Compañía o de sus competidores, podrían afectar adversamente el precio al cual se negocian las acciones ordinarias o los ADS, independientemente del resultado probable de dichos acontecimientos o procedimientos. Por otra parte, las declaraciones formuladas sobre la Compañía, sea en forma pública o privada, pueden ser malinterpretadas, en particular si se las lee fuera de contexto. En un mensaje personal en español a un conocido en Argentina en diciembre de 2017, que fuera retransmitido sin autorización, el Sr. Pérès Moore, Presidente del Directorio de la Compañía, manifestó en efecto que Central Puerto es una compañía valiosa, que sus acciones han experimentado un sustancial incremento y todavía quedaba por determinar si existía el potencial para mayores aumentos. El Sr Pérès Moore no se propuso expresar ninguna opinión sobre el valor futuro de las acciones que no fuera la incertidumbre derivada de factores tales como los que se describen en este factor de riesgo.

Numerosos factores de mercado y de la industria podrían afectar negativamente el precio de mercado de las acciones ordinarias o los ADS, independientemente del rendimiento operativo real de la Compañía. Como consecuencia de ello, las acciones ordinarias o ADS podrían negociarse a precios significativamente menores al precio de oferta pública inicial.

Tras convertirse en una sociedad inscripta cuyas acciones cotizan en bolsa y a medida que continúe con la verificación de controles internos, la Compañía podría identificar problemas de control interno

Aún no se exige que los controles internos que realiza la Compañía respecto de la presentación de información financiera cumplan con todos los estándares contemplados en el Artículo 404 de la Ley Sarbanes-Oxley. La falta de realización y mantenimiento de controles internos efectivos de la presentación de la información financiera de conformidad con el Artículo 404 de la Ley Sarbanes-Oxley podría tener un efecto adverso significativo sobre los negocios de la Compañía y sus acciones ordinarias o los ADS.

Dado que actualmente la Compañía no cuenta con documentación integral de sus controles internos y todavía no ha verificado sus controles internos de acuerdo con el Artículo 404, la Compañía no puede concluir, de conformidad con el citado artículo, que no presenta debilidades significativas en sus controles internos o una combinación de deficiencias significativas que podrían llevar a la conclusión de que la Compañía presenta importantes puntos débiles en sus controles internos. Se requerirá a la Compañía documentar, revisar y, de corresponder, mejorar sus controles y procedimientos internos previendo que, eventualmente, quede sujeta a los requisitos del Artículo 404 de la Ley Sarbanes-Oxley, que exigirán evaluaciones anuales por parte de la gerencia de la eficacia de los controles internos de la Compañía respecto de la presentación de la información financiera comenzando a partir de la presentación por la Compañía del segundo informe anual ante la SEC y, cuando la Compañía deje de ser una sociedad en crecimiento emergente, una certificación emitida por los auditores independientes de la Compañía en la que se analicen estas evaluaciones. Durante el curso de las pruebas a ser implementadas por la Compañía, ésta podría identificar deficiencias de las que actualmente no tiene conocimiento.

Las cuestiones que afectan los controles internos de la Compañía podrían impedir que ésta presente su información financiera en forma oportuna y, por ende, hacerla objeto de consecuencias regulatorias adversas, incluyendo sanciones de la SEC. Asimismo, podría darse una reacción negativa en los mercados financieros debido a la pérdida de la confianza de los inversores en la Compañía y en la fiabilidad de sus estados financieros consolidados. La confianza en la fiabilidad de los estados financieros consolidados de la Compañía también podría verse dañada si la propia Compañía o su estudio de contadores públicos matriculados e independientes informara la existencia de puntos débiles significativos en los sistemas de control interno de la presentación de información financiera. A su vez, esta circunstancia podría limitar el acceso de la Compañía a los mercados de capital y, posiblemente, afectar los resultados de sus operaciones, llevando a una reducción del precio al que se negocian las acciones ordinarias o los ADS.

Las protecciones otorgadas a los accionistas minoritarios en Argentina son diferentes y más limitadas que las protecciones existentes en los Estados Unidos y podrían ser más difíciles de hacer valer

De acuerdo con la legislación argentina, las protecciones otorgadas a los accionistas minoritarios son diferentes y mucho más limitadas que las existentes en los Estados Unidos. Por ejemplo, el marco legal aplicable a las controversias entre accionistas, tales como las acciones interpuestas por los accionistas en nombre de la sociedad y las acciones de clase, está menos desarrollado bajo la ley argentina que bajo la ley estadounidense como consecuencia de los escasos antecedentes que registra Argentina en este tipo de reclamos y la existencia de muy pocos casos de éxito. Asimismo, existen diferentes requisitos de procedimiento para interponer este tipo de acciones por parte de los accionistas. Por este motivo, podría ser más dificultoso para los accionistas minoritarios de la Compañía hacer valer sus derechos contra esta última o sus directores o su accionista mayoritario que lo que sería para los accionistas de una sociedad estadounidense.

Los tenedores de acciones ordinarias de la Compañía podrían decidir no pagar dividendos

De acuerdo con las disposiciones de la Ley General de Sociedades N° 19.550 de Argentina, con sus modificatorias, a la que se hará referencia como la Ley General de Sociedades de Argentina, después de imputar el 5% como mínimo de las utilidades netas anuales para crear una reserva legal, la Compañía puede pagar dividendos a los accionistas con las ganancias realizadas y líquidas, de existir, que arrojen los estados financieros consolidados de la Compañía confeccionados de conformidad con las NIIF. La aprobación, monto y pago de dividendos están sujetos a la aprobación de la asamblea ordinaria anual de la Compañía. La aprobación de dividendos requiere el voto favorable de la mayoría de los accionistas con derecho a votar en la asamblea. Por ende, la Compañía no puede garantizar a los inversores que será capaz de generar suficientes ganancias realizadas y líquidas para pagar dividendos o que sus accionistas decidirán pagar dividendos.

La Compañía podría ser una sociedad de inversión extranjera pasiva a los fines del impuesto federal a las ganancias de los Estados Unidos

Una sociedad no estadounidense será considerada como una sociedad de inversión extranjera pasiva (PFIC, por sus siglas en inglés) a los fines del impuesto federal a las ganancias estadounidense en cualquier ejercicio impositivo en el cual el 75% o más de sus resultados brutos es “ganancia pasiva” o 50% o más de sus activos (determinados en base a un promedio trimestral) constituyen “activos pasivos”. La determinación acerca de si una sociedad no estadounidense es una PFIC descansa en la aplicación de complejas normas que regulan el impuesto federal a las ganancias estadounidense (sujetas a diferentes interpretaciones), la composición de la ganancia y los activos de la sociedad no estadounidense y, en ciertos casos, la naturaleza de las actividades desarrolladas por sus funcionarios y empleados.

Sobre la base de las ganancias, activos y actividades actuales y proyectadas de la Compañía, no se prevé que la misma sea considerada como una PFIC durante el ejercicio impositivo en curso o los venideros. Sin perjuicio de ello, debido a que la determinación acerca de si la Compañía es una PFIC se basará en la composición de su ganancia, activos y la naturaleza de la actividad comercial que desarrolla, al igual que en las ganancias, activos y actividad comercial de las entidades en las cuales la Compañía ostenta una participación de al

menos un 25%, y debido a que existen incertidumbres con respecto a la aplicación de la reglamentación pertinente, no pueden brindarse garantías de que la Compañía no será considerada como una PFIC en cualquier ejercicio impositivo.

Si se determinara que la Compañía es una PFIC en cualquier ejercicio impositivo durante el cual un Tenedor Estadounidense, tal como se define en “Tratamiento Impositivo—Ciertas Consideraciones relativas al Impuesto a las Ganancias Federal de Estados Unidos,” es titular de ADS o acciones ordinarias, el Tenedor Estadounidense podría estar sujeto a un aumento de sus obligaciones en el impuesto federal a las ganancias de los Estados Unidos y a obligaciones adicionales de presentación de información. Véase “Tratamiento Impositivo— Ciertas Consideraciones relativas al Impuesto a las Ganancias Federal de Estados Unidos —Sociedad de Inversión Extranjera Pasiva.” Se exhorta a los Tenedores Estadounidenses a consultar a sus propios asesores impositivos en relación con la aplicabilidad de las normas PFIC a la compra, titularidad y disposición por su parte de los ADS o las acciones ordinarias.

Los requisitos que implica ser una sociedad cuyas acciones cotizan en bolsa podrían representar una carga para los recursos de la Compañía y distraer la atención de la gerencia, lo que dificultaría la gestión de los negocios de la Compañía

Una vez finalizada la oferta global, la Compañía deberá cumplir con varios requisitos regulatorios e informativos, incluidos los exigidos por la SEC, además de los requisitos informativos ya existentes que aplica la CNV. El cumplimiento de estos requisitos regulatorios e informativos demandará mucho tiempo, lo que derivará en mayores costos para la Compañía u otras consecuencias adversas.

Por tratarse de una sociedad que cotiza en bolsa, la Compañía estará sujeta a los requisitos de presentación de información de la Ley de Mercados, y a los requisitos de la Ley Sarbanes-Oxley, como así también a la Ley de Mercados de Capitales de Argentina y al reglamento de la CNV. Estos requisitos podrían suponer una carga para los sistemas y recursos de la Compañía. La Ley de Mercados aplicable a la Compañía exige la presentación de informes anuales y actualizados con respecto a sus negocios y situación financiera. Asimismo, el reglamento de la CNV exige la realización de presentaciones anuales y trimestrales y el cumplimiento de obligaciones informativas, incluyendo informes actualizados. La Ley Sarbanes-Oxley requiere que la Compañía mantenga controles y procedimientos efectivos de divulgación de información y controles internos sobre la presentación de información financiera. Para mantener y mejorar la eficacia de los controles y procedimientos de divulgación de información, la Compañía deberá comprometer recursos significativos, contratar personal adicional y ampliar la supervisión de la gerencia. La Compañía implementará procedimientos y procesos adicionales a los efectos de satisfacer las normas y requerimientos aplicables a las empresas que cotizan en bolsa. Estas actividades podrían desviar la atención de la gerencia de otros negocios, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Compañía.

DESTINO DE LOS FONDOS

La Compañía no recibirá fondos por la venta de Acciones Existentes por parte de los Accionistas Vendedores en esta oferta.

INFORMACIÓN FINANCIERA PROYECTADA CONSOLIDADA NO AUDITADA

La siguiente información financiera proyectada consolidada no auditada se basa en los estados financieros consolidados históricos de la Compañía, ajustados para proyectar la venta de la planta de La Plata, que se encuentra en la Ciudad de La Plata, Ensenada, Provincia de Buenos Aires. El estado de resultados proyectado consolidado no auditado correspondiente al periodo de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 toma en cuenta la Venta de la Planta de La Plata como si hubiera ocurrido el 1 de enero de 2015. El estado de situación patrimonial proyectado consolidado no auditado al 30 de septiembre de 2017 toma en cuenta la Venta de la Planta de La Plata como si hubiera ocurrido el 30 de septiembre de 2017. Para mayor información acerca de la Venta de la Planta de La Plata, véase “Resumen—Acontecimientos Recientes—Venta de la Planta de La Plata.”

Las presunciones y cálculos subyacentes a los ajustes no auditados a la información financiera proyectada consolidada no auditada se describen en las notas, que se deben leer en conjunto con la información financiera proyectada consolidada no auditada.

La información financiera proyectada consolidada no auditada se debe leer en conjunto con los estados financieros consolidados históricos de la Compañía incluidos en otra sección de este Prospecto.

La información financiera proyectada consolidada no auditada no necesariamente refleja cuáles hubieran sido la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Compañía de haber ocurrido la venta en las fechas indicadas. Asimismo, es posible que no resulte útil para predecir la situación patrimonial y los resultados de las operaciones a futuro de la Compañía. La situación patrimonial y los resultados de las operaciones reales podrían diferir significativamente de los montos proyectados no auditados reflejados en el presente como resultado de diversos factores.

Estado de situación patrimonial proyectado consolidado no auditado
Al 30 de septiembre de 2017

	Histórico	Ajustes proyectados	Notas	Ajustados proyectados
	en miles de Ps.	en miles de Ps.		en miles de Ps.
Activo				
Activo no corriente				
Propiedades, planta y equipo	4.916.450	(111.990)	(a)	4.804.460
Activos intangibles	206.916	-		206.916
Participación en asociadas	493.560	-		493.560
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	2.806.567	-		2.806.567
Otros activos no financieros	209.428	-		209.428
Efectivo y equivalentes de efectivo	30.830	-		30.830
	<u>8.663.751</u>	<u>(111.990)</u>		<u>8.551.761</u>
Activo corriente				
Bienes de cambio	168.671	(24.695)	(a)	143.976
Otros activos no financieros	145.859	-		145.859
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	3.420.413	-		3.420.413
Otros activos financieros	992.044	-		992.044
Efectivo y equivalentes de efectivo	22.875	542.115	(b)	564.990
	<u>4.749.862</u>	<u>517.420</u>		<u>5.267.282</u>
Total activo	<u>13.413.613</u>	<u>405.430</u>		<u>13.819.043</u>
Pasivo y patrimonio neto				
Capital	1.514.022	-		1.514.022
Ajuste de capital	664.988	-		664.988
Prima por fusión	376.571	-		376.571
Reserva legal y otras reservas	519.189	-		519.189
Reserva facultativa	450.865	-		450.865
Resultados no asignados	2.095.209	348.701	(c)	2.443.910
Otros resultados integrales acumulados	40.506	-		40.506
Patrimonio neto atribuible a tenedores de la matriz	<u>5.661.350</u>	<u>348.701</u>		<u>6.010.051</u>
Participaciones minoritarias	265.034	-		265.034
Total patrimonio neto	<u>5.926.384</u>	<u>348.701</u>		<u>6.275.085</u>
Pasivo no corriente				
Otros pasivos no financieros	506.008	-		506.008
Préstamos de CAMMESA	1.194.341	-		1.194.341
Ctas p pag en c. de rem. y benef. empleados	85.842	-		85.842
Pasivo por impuesto a las ganancias diferido	896.059	7.149	(a)	903.208
Provisiones	-	-		-
	<u>2.682.250</u>	<u>7.149</u>		<u>2.689.399</u>
Pasivo corriente				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	839.286	-		839.286
Otros pasivos no financieros	636.170	-		636.170
Préstamos de CAMMESA	1.642.451	-		1.642.451
Otros préstamos y deudas	123.203	-		123.203
Ctas. p pag en c. de rem. y benef. empleados	250.942	-		250.942
Impuesto a las ganancias	803.804	180.612	(d)	984.416
Provisiones	509.123	(131.032)	(a)	378.091
	<u>4.804.979</u>	<u>49.580</u>		<u>4.854.559</u>
Total pasivo	<u>7.487.229</u>	<u>56.729</u>		<u>7.543.958</u>
Total pasivo y patrimonio neto	<u>13.413.613</u>	<u>405.430</u>		<u>13.819.043</u>

Ver las notas a los estados financieros proyectados consolidados no auditados

Estado de resultados proyectado consolidado no auditado
correspondiente al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017

	<u>Histórico</u> en miles de Ps.	<u>Ajustes</u> <u>proyectados</u> en miles de Ps.	<u>Notas</u>	<u>Ajustados</u> <u>proyectados</u> en miles de Ps.
Ingresos	5.718.278	(1.696.898)	(e)	4.021.380
Costo de ventas	<u>(2.983.155)</u>	<u>1.027.553</u>	(e)	<u>(1.955.602)</u>
Ganancia bruta	2.735.123	(669.345)		2.065.778
Gastos administrativos y de comercialización	(453.154)	13.852	(f)	(439.302)
Otros ingresos operativos	311.588	(7.207)	(g)	304.381
Otros gastos operativos	<u>(35.575)</u>	<u>13.822</u>	(g)	<u>(21.753)</u>
Ganancia operativa	2.557.982	(648.878)		1.909.104
Ingresos financieros	835.800	-		835.800
Gastos financieros	(485.927)	-		(485.927)
Resultados por participación en asociadas	<u>222.915</u>	<u>-</u>		<u>222.915</u>
Ganancia antes del impuesto a las ganancias	3.130.770	(648.878)		2.481.892
Impuesto a las ganancias del periodo	<u>(1.051.681)</u>	<u>227.107</u>	(i)	<u>(824.574)</u>
Resultados netos del periodo	<u>2.079.089</u>	<u>(421.771)</u>		<u>1.657.318</u>
Atribuible a:				
- Tenedores de acciones de la matriz	2.085.652	(421.771)		1.663.881
- Participaciones minoritarias	<u>(6.563)</u>	<u>-</u>		<u>(6.563)</u>
	<u>2.079.089</u>	<u>(421.771)</u>		<u>1.657.318</u>
Ganancia por acción:				
- Básica y diluida (ARS)	<u>1,37</u>			<u>1,10</u>
Prom. ponderado de cant de acciones ordinarias	1.505.695.134			1.505.695.134

Ver las notas a los estados financieros proyectados consolidados no auditados

Estado de resultados proyectado consolidado no auditado
correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016

	Histórico	Ajustes proyectados	Notas	Ajustados proyectados
	en miles de Ps.	en miles de Ps.		en miles de Ps.
Operaciones continuadas				
Ingresos	5.320.413	(1.757.692)	(e)	3.562.721
Costo de ventas	<u>(3.151.731)</u>	<u>1.081.979</u>	(e)	<u>(2.069.752)</u>
Ganancia bruta	2.168.682	(675.713)		1.492.969
Gastos administrativos y de comercialización	(460.633)	15.221	(f)	(445.412)
Otros ingresos operativos	1.165.506	(25.947)	(g)	1.139.559
Otros gastos operativos	<u>(84.845)</u>	<u>(1.823)</u>	(g)	<u>(86.668)</u>
Ganancia operativa	2.788.710	(688.262)		2.100.448
Ingresos financieros	420.988	-		420.988
Gastos financieros	(634.903)	14.455	(h)	(620.448)
Resultados por participación en asociadas	<u>147.513</u>	<u>-</u>		<u>147.513</u>
Gcia antes del imp a las gcias de op cont.	2.722.308	(673.807)		2.048.501
Impuesto a las ganancias del periodo	<u>(953.472)</u>	<u>235.833</u>	(i)	<u>(717.639)</u>
Resultado neto del ejercicio	<u>1.768.836</u>	<u>(437.974)</u>		<u>1.330.862</u>
Atribuible a:				
- Tenedores de acciones de la matriz	1.768.843	(437.974)		1.330.869
- Participaciones minoritarias	<u>(7)</u>	<u>-</u>		<u>(7)</u>
	<u>1.768.836</u>	<u>(437.974)</u>		<u>1.330.862</u>
Ganancia por acción:				
- Básica y diluida (ARS)	<u>1,17</u>			<u>0,88</u>
Promedio ponderado de cantidad de acciones ordinarias	1.505.695.134			1.505.695.134

Ver las notas a los estados financieros proyectados consolidados no auditados

Estado de resultados proyectado consolidado no auditado
correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015

	Histórico (en miles de Ps.)	Ajustes proyectados (en miles de Ps.)	Notas	Ajustados proyectados (en miles de Ps.)
Operaciones continuadas				
Ingresos	3.234.775	(580.595)	(e)	2.654.180
Costo de ventas	(1.750.209)	352.844	(e)	(1.397.365)
Ganancia bruta	1.484.566	(227.751)		1.256.815
Gastos administrativos y de comercialización	(379.409)	7.924	(f)	(371.485)
Otros ingresos operativos	741.687	(9.965)	(g)	731.722
Otros gastos operativos	(53.961)	5.054	(g)	(48.907)
Ganancia operativa	1.792.883	(224.738)		1.568.145
Ingresos financieros	362.363	—		362.363
Gastos financieros	(160.186)	21.878	(h)	(138.308)
Resultados por participación en asociadas	43.390	—		43.390
Ganancia antes del impuesto a las ganancias de operaciones continuadas	2.038.450	(202.860)		1.835.590
Impuesto a las ganancias del ejercicio	(696.452)	71.001	(i)	(625.451)
Resultado neto del ejercicio	1.341.998	(131.859)		1.210.139
Atribuible a:				
—Tenedores de acciones de la matriz	1.341.998	(131.859)		1.210.139
—Participaciones minoritarias	—	—		—
	1.341.998	(131.859)		1.210.139
Ganancia por acción:				
—Básica y diluida (ARS)	0,89			0,80
Promedio ponderado de cantidad de acciones ordinarias	1.505.695.134			1.505.695.134

Ver las notas a los estados contables proyectados consolidados no auditados

NOTAS A LA INFORMACIÓN FINANCIERA PROYECTADA CONSOLIDADA NO AUDITADA

Nota 1—Bases de presentación—Venta de la Planta de La Plata

Los estados financieros consolidados históricos de la Compañía se ajustaron en la información financiera proyectada consolidada no auditada para proyectar eventos que son (1) directamente atribuibles a la Venta de la Planta de La Plata, tal como se describe a continuación, (2) tienen sustento en los hechos, y (3) con respecto al estado de resultados proyectado consolidado no auditado, se espera que tengan un impacto continuado sobre los resultados luego de la venta.

El 20 de diciembre de 2017, YPF EE aceptó la oferta de la Compañía correspondiente a la Venta de la Planta de La Plata, sujeto a determinadas condiciones habituales, por U\$S 31,5 millones en efectivo. Se prevé que la transferencia efectiva de la planta de La Plata tenga lugar en el primer trimestre de 2018. Se espera que las actividades de la planta de La Plata se clasifiquen como actividades discontinuadas en los estados financieros históricos de la Compañía, conforme a la NIIF 5, Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades discontinuadas. En consecuencia, el estado de resultados proyectado consolidado no auditado refleja los resultados de las operaciones continuadas de la Compañía. Para mayor información sobre la Venta de la Planta de La Plata, véase “Resumen—Acontecimientos Recientes—Venta de la Planta de La Plata”, “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía—Si no se cumplen las condiciones para la Venta de la Planta de La Plata, el resultado de las operaciones de la Compañía podría verse adversamente afectado” e “Información Financiera Proyectada Consolidada No Auditada”.

Nota 2—Ajustes proyectados

Ajustes al estado de situación patrimonial proyectado consolidado no auditado

- (a) Este ajuste refleja la eliminación de activos y pasivos atribuibles a la planta de La Plata, que consiste principalmente en propiedades (por ejemplo, la planta), repuestos y la provisión por desmantelamiento de la planta.
- (b) Este ajuste representa el recibo de contraprestación en efectivo en la Fecha de Vigencia de la Venta de la Planta de La Plata.
- (c) Este ajuste refleja la ganancia, después del impuesto a las ganancias, que surge de la transacción. Esta ganancia estimada no se ha reflejado en el estado de resultados proyectado consolidado no auditado debido a que se considera de naturaleza no recurrente.
- (d) Refleja el impuesto a las ganancias que surge de la Venta de la Planta de La Plata.

Ajustes al estado de resultados proyectado consolidado no auditado

- (e) Este ajuste refleja la eliminación de ingresos y el costo de ventas de la planta de La Plata.
- (f) Este ajuste refleja la eliminación de gastos administrativos y gastos de comercialización de la planta de La Plata.
- (g) Este ajuste refleja la eliminación de otros ingresos y gastos operativos de la planta de La Plata.
- (h) Este ajuste refleja la eliminación del saneamiento del descuento periódico de la provisión del desmantelamiento de la planta.
- (i) Este ajuste representa el cálculo del efecto de los ajustes proyectados no auditados sobre el impuesto a las ganancias. El efecto impositivo de los ajustes proyectados no auditados se calculó utilizando la tasa legal del impuesto a las ganancias (35%) vigente durante los periodos presentados.

RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

Esta sección contiene declaraciones sobre hechos futuros que involucran riesgos e incertidumbres. Los resultados reales de la Compañía pueden diferir significativamente de los analizados en las declaraciones sobre hechos futuros como consecuencia de una pluralidad de factores, incluyendo, sin carácter limitativo, los indicados en las secciones “Declaraciones sobre Hechos Futuros”, “Factores de Riesgo” y las cuestiones que se detallan en este Prospecto en términos generales.

Este análisis debe leerse junto con los estados financieros consolidados de la Compañía y con la información financiera proyectada consolidada no auditada, incluidos en este Prospecto.

Reseña

Central Puerto es la empresa de generación de energía del sector privado más grande de Argentina, en términos de energía eléctrica generada, según datos facilitados por CAMMESA. Durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la Compañía generó un total de 12.239 GWh netos de electricidad, y durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía generó un total de 15.544 GWh netos de electricidad, representando aproximadamente un 20% del total de energía generada por empresas del sector privado en el país durante cada uno de estos períodos, según datos suministrados por CAMMESA. Al 30 de septiembre de 2017, la Compañía tenía una capacidad de generación instalada de 3.791 MW.

La Compañía tiene una cartera de activos de generación diversificada en términos geográficos y tecnológicos, con plantas distribuidas en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en las provincias de Buenos Aires, Mendoza, Neuquén y Río Negro. La Compañía utiliza tecnologías convencionales (incluida energía hidroeléctrica) para generar energía y sus activos de generación incluyen unidades de ciclo combinado, turbinas a gas, turbinas a vapor, y centrales de generación hidroeléctrica y cogeneración.

Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Compañía

Situación económica de Argentina

La Compañía es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República Argentina, y sustancialmente todos sus activos, operaciones y clientes están ubicados en Argentina. En consecuencia, su situación patrimonial y los resultados de las operaciones dependen, en gran medida, de la situación macroeconómica y política imperante en Argentina en un momento dado.

Habida cuenta de que Central Puerto se ve afectada por las condiciones de la economía argentina, la cual históricamente ha sido volátil y ha afectado negativa y sustancialmente la situación patrimonial y las proyecciones de múltiples sectores, entre ellos, el sector eléctrico, el siguiente análisis puede no ser indicativo de los futuros resultados de las operaciones, liquidez y recursos de capital de la Compañía.

El siguiente cuadro presenta información sobre ciertos indicadores económicos de Argentina para los períodos indicados. Para obtener información sobre la fiabilidad de estos datos y las razones por las cuales la Compañía presenta tres medidas de inflación, véase la sección “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Se ha cuestionado la credibilidad de varios índices económicos de Argentina, lo que ha generado una falta de confianza en la economía argentina y podría afectar la evaluación que se haga de esta oferta y/o del valor de mercado de los ADS”.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016 ⁽¹⁾	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017
Actividad económica							
PBI real (en Ps. de 2004) (% de variación) ⁽¹⁾	6,0%	(1,0)%	2,4%	(2,5)%	2,6%	(2,3)%	2,5%
PBI nominal en U\$S corrientes ⁽²⁾ (en millones de U\$S)	527.527	579.400	610.760	563.955	631.819	542.846	613.749
Inversión nacional bruta real ⁽³⁾ (en Ps. de 2004) (% de variación) como % del PBI	10,7%	(6,1)%	(0,1)%	(4,35)%	1,2%	(3,3)%	5,5%
Índices de precios e información sobre el tipo de cambio							
IPC del INDEC (% de variación) ⁽⁴⁾	9,5%	10,8%	10,9%	24,0%	11,9%	16,9%	17,6%
Actividad económica							
Inflación (medida según el IPC de la Ciudad de Buenos Aires) (% de variación) ⁽⁵⁾	N/D	N/D	26,60%	38,0%	26,9%	41,0%	18,8%
Inflación (medida según el IPC de la Provincia de San Luis) (% de variación) ⁽⁵⁾	23,2%	23,1%	32,0%	39,4%	31,6%	31,5%	N/D
Índice de Precios Mayoristas (IPM) (% de variación)	12,7%	13,1%	14,7%	28,3%	10,6%(5)	34,5%(5)	13,5%
Tipo de cambio nominal ⁽⁶⁾ (en Ps./U\$S al cierre del ejercicio)	4,30	4,92	6,52	8,55	13,00	15,89	17,31

Fuentes: Ministerio de Obras Públicas de la Nación, Banco de la Nación Argentina e Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

- (1) Variación informada por el INDEC a septiembre de 2017. Los datos del PBI real del período 2011-2014 fueron ajustados por el INDEC. La variación correspondiente al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 fue informada con respecto al PBI Real por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016.
- (2) Cálculos basados en el PBI nominal en Pesos informado por el INDEC en septiembre de 2017, dividido por el tipo de cambio nominal promedio entre el Ps. y el U\$S para cada período, según lo informado por *Banco de la Nación Argentina*.
- (3) Cálculos para los ejercicios 2011 a 2016 basados en la inversión nacional bruta real (pesos de 2004) y el PBI informado por el INDEC en marzo de 2017. Cálculos para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 basados en la inversión nacional bruta real (pesos constantes de 2004) y PBI informados por el INDEC en diciembre de 2017.
- (4) Los datos disponibles para el año 2015 son hasta octubre de ese año (última fecha publicada). Las autoridades recientemente designadas del INDEC, las cuales asumieron sus funciones en diciembre de 2015, declararon el estado de emergencia de sistema de estadísticas de Argentina. Así pues, el sitio web del INDEC advierte que las series estadísticas publicadas desde enero de 2007 hasta diciembre de 2015 debían ser consideradas con reservas, excepto las que ya hayan sido revisadas en 2016, según informado por el INDEC en su sitio web. El INDEC, en el marco de las atribuciones conferidas por los decretos 181/15 y 55/16, dispuso las investigaciones requeridas para establecer la regularidad de procedimientos de obtención de datos, su procesamiento, elaboración de indicadores y difusión. El IPC contiene datos de abril a diciembre de 2016.
- (5) El 8 de enero de 2016, tras determinar que las series estadísticas elaboradas por el INDEC no eran fiables, incluso las referidas al IPC, el gobierno de Mauricio Macri declaró al sistema de estadísticas nacional y al INDEC en un estado de emergencia administrativa hasta el 31 de diciembre de 2016. El INDEC implementó ciertas reformas metodológicas y ajustó ciertas estadísticas macroeconómicas en función de dichas reformas. Véase "Factores de Riesgo—Se ha cuestionado la credibilidad de varios índices económicos de Argentina, lo que ha generado una falta de confianza en la economía argentina y podría afectar la evaluación que se haga de esta oferta y/o del valor de mercado de los ADS por parte de los posibles inversores". Durante los primeros seis meses de este período de reorganización, el INDEC dio a conocer las cifras oficiales del IPC publicada por la Ciudad de Buenos Aires y la provincia de San Luis a modo de referencia; las cuales se incluyen en el presente.
- (6) Tipo de cambio divisas vendedor publicado por el Banco de la Nación Argentina.

De acuerdo con los datos revisados publicados por el INDEC el 21 de marzo de 2017, el PBI real de Argentina aumentó un 6,0% en 2011 debido a un aumento en el consumo privado y las inversiones. En 2012, el PBI real de Argentina disminuyó un 1 %. Esta recesión económica obedeció a factores internos y externos, fundamentalmente, a la desaceleración del crecimiento en economías en desarrollo, incluidos los principales socios comerciales de Argentina, y una sequía generalizada que afectó la producción agrícola. Tras la retracción de 2012, el PBI real de Argentina repuntó en 2013, registrando un crecimiento del 2,4% en comparación con 2012, mientras

que la demanda interna en 2013 ayudó a compensar la falta de vigor de la demanda del resto del mundo. En 2014, el PBI real de Argentina disminuyó un 2,5% en comparación con 2013, lo cual refleja el impacto de la desaceleración del crecimiento en economías en desarrollo en las exportaciones de Argentina, generando mayores incertidumbres en el sector financiero y fluctuaciones en los tipos de cambio.

En 2015, el PBI real de Argentina aumentó un 2,6%, principalmente, como consecuencia de: (i) un aumento del 3,8% en la inversión bruta, el cual obedece a un aumento del 6,6% en inversiones en equipos de larga vida útil para fines productivos y un aumento del 2,5% en las inversiones en construcción; y (ii) un aumento del 6,8% en el consumo del sector público y del 3,5% en el consumo del sector privado. Estos factores se vieron parcialmente compensados por un aumento del 5,7% en las importaciones, motivado por una mayor actividad económica, lo cual generó un saldo de la balanza comercial negativo.

En 2016, el PBI de Argentina se contrajo un 2,3%, primordialmente, como consecuencia de: (i) un aumento del 5,4% en las importaciones de bienes y servicios en lugar de consumir la producción interna, y (ii) una caída del 5,5% en inversiones en equipos de larga vida útil para fines productivos. Estos factores se vieron parcialmente compensados por un aumento del 3,7% en los bienes y servicios exportados.

Durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, en comparación con el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, el PBI de Argentina aumentó en un 2,5%, principalmente como resultado de (i) un aumento del 8,1% en inversiones en equipos de larga vida útil, (ii) un aumento del 3,1% en el consumo del sector privado, (iii) un aumento del 2,2% en el consumo del sector público, y (iv) un aumento del 0,2% en exportaciones. Estos factores se vieron parcialmente compensados por un aumento del 11,3% en las importaciones.

A la fecha de este Prospecto, Argentina tiene importantes retos por delante, entre ellos, la necesidad de atraer inversiones en bienes de capital que posibiliten el crecimiento sustentable y reduzcan la presión inflacionaria, renegociar los contratos de servicios públicos y resolver la crisis energética actual. Si bien el gobierno de Macri ha comenzado a implementar reformas que se espera mejorarán los fundamentales a largo plazo del sector eléctrico y lo transformarán en un sector más orientado al mercado y sustentable, el contexto y los desequilibrios macroeconómicos (tales como el alto índice de inflación, el déficit fiscal y las restricciones al comercio), producto de políticas adoptadas en los últimos años, representan importantes obstáculos para las reformas en las políticas anunciadas por el gobierno de Macri. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina”.

En vista de estas incertidumbres, la evolución a largo plazo de la economía argentina sigue siendo incierta. La tasa de crecimiento del PBI real se redujo en 2016, mientras que el índice de inflación se mantuvo elevado, superando los niveles de 2015, tras la depreciación del Peso ocurrida después de la liberalización del MULC en diciembre de 2015. Según el FMI, para 2017 se espera una leve reactivación económica, acompañada por un menor índice de inflación que en 2016, pues se espera que las políticas anti-inflacionarias implementadas por el Banco Central de Argentina atenuarán la inflación en 2017.

Inflación

Argentina debió enfrentar y sigue enfrentando presiones inflacionarias. Desde el año 2011 a la fecha, la Argentina experimentó aumentos en la tasa de inflación medidos según el IPC y el IPM, reflejo del continuado incremento en los niveles de consumo privado y actividad económica (incluidas las exportaciones y la inversión pública y privada), ejerciendo cada vez más presión en la demanda de bienes y servicios.

En períodos altamente inflacionarios, los sueldos y jornales tienden a caer y los consumidores adaptan sus patrones de consumo, eliminando gastos innecesarios. El aumento del riesgo inflacionario puede llegar a socavar el crecimiento macroeconómico y limitar más aún la disponibilidad de financiamiento, con el consiguiente impacto negativo en las operaciones de la Compañía. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina—Si no bajan los niveles de inflación actuales, la economía argentina podría verse afectada adversamente”.

El aumento de la inflación también tiene un efecto negativo en el costo de ventas, en los gastos administrativos y de comercialización, en especial, en los sueldos y las cargas sociales de la Compañía. La Compañía no puede garantizar que un incremento en los costos producto de la inflación se podrá compensar, en todo o en parte, con incrementos en las tarifas de la energía eléctrica que produce.

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 hiperinflacionaria, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente, sean expresados en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del

ejercicio sobre el que se informa. Si bien la norma no establece una tasa única de inflación que, al ser sobrepasada, determinaría la existencia de una economía hiperinflacionaria, es práctica generalizada considerar para ese propósito una variación del nivel de precios que se aproxime o exceda el 100% acumulativo durante los tres últimos años, junto con otra serie de factores cualitativos de orden macroeconómico.

El Gobierno Argentino ha iniciado un proceso de reorganización del INDEC. El INDEC ha publicado datos sobre la evaluación del IPM y del IPC de 2016 al 31 de diciembre de 2016, pero no ha publicado información sobre el IPM para los meses de noviembre y diciembre de 2015 o información sobre el IPC para los meses de noviembre de 2015 a abril de 2016. El IPM correspondiente al período enero-diciembre de 2016 fue del 34,5%, mientras que el IPC del período abril-diciembre de 2016 fue del 16,9%. Al 31 de diciembre de 2016, la tasa acumulada de inflación (IPM) correspondiente al período de tres años finalizado en esa fecha, medida sobre la base de este índice sin computar los datos faltantes sobre inflación correspondientes a los meses de noviembre y diciembre de 2015, fue de aproximadamente 92%. A la fecha de este Prospecto, el último IPM publicado por el INDEC corresponde al mes de septiembre de 2017 y la tasa acumulada de inflación correspondiente al período de tres años finalizado en ese mes, medida sobre la base de dicho índice sin computar los datos faltantes sobre inflación correspondientes a los meses de noviembre y diciembre de 2015, fue de aproximadamente 76,85%.

La Compañía considera que, al mes de diciembre de 2016, el Peso Argentino no reúne las características objetivas necesarias para ser calificado como la moneda de una economía hiperinflacionaria según las pautas establecidas en la NIC 29. Por lo tanto, los estados financieros consolidados auditados que se incluyen en el presente no han sido reexpresados en moneda constante. Para más información, véase la Nota 2.1.2 a los estados financieros consolidados auditados de la Compañía.

Sin embargo, en los últimos años, ciertas variables macroeconómicas que afectan el negocio de la Compañía, por ejemplo, el costo de la mano de obra, el tipo de cambio del Peso en relación al Dólar Estadounidense y el precio de los insumos (por ejemplo, lubricantes, filtros de aire y filtros de combustible, entre otros), han experimentado variaciones anuales significativas que, si bien es posible que no superen los niveles establecidos en la NIC 29, son de todas formas significativas y deben considerarse en la evaluación e interpretación de los resultados financieros informados en este Prospecto.

Fluctuaciones del tipo de cambio

La Compañía está expuesta al riesgo cambiario respecto a la relación entre el Peso Argentino y el Dólar Estadounidense, debido a que una parte de sus gastos de capital, obligaciones financieras y gastos operativos está denominada en Dólares Estadounidenses. Este riesgo cambiario fue mayor antes de febrero de 2017, pues con anterioridad a ese mes, la principal fuente de ingresos de la Compañía estaba denominada en Pesos Argentinos. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Las fluctuaciones en el valor del peso argentino podrían afectar adversamente la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones de la Compañía” y “Controles cambiarios”.

La devaluación del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense fue superior al 32,6% en 2013 y al 31,2% en 2014. En 2015, el Peso Argentino se devaluó en aproximadamente un 52% respecto al Dólar Estadounidense, lo que incluye una devaluación del 10% del 1 de enero 2015 al 30 de septiembre de 2015 y una devaluación del 38% durante el último trimestre del año, la cual se concentró principalmente en el período posterior al 16 de diciembre de 2015, debido a que el gobierno de Macri eliminó una parte significativa de los controles cambiarios. La devaluación del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense ascendió a un total de 21,86% en 2016 y a un 8,94% en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017.

Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía no tenía instrumentos derivados que cumplieran los requisitos de las NIIF para ser designados como cobertura eficaz de este riesgo específico. Sin embargo, al 31 de diciembre de 2016, la Compañía tenía cuentas por cobrar, activos financieros disponibles para la venta, activos financieros a valor razonable con cambio en resultados, efectivo y colocaciones a corto plazo en moneda extranjera por aproximadamente U\$S 87,5 millones, mientras que, a esa misma fecha, la Compañía tenía pasivos denominados en moneda extranjera por un valor total de U\$S76,9 millones y, por consiguiente, a esa fecha, su exposición a fluctuaciones de la divisa se encontraba sustancialmente mitigada. Adicionalmente, la Compañía cuenta con contratos a término de moneda extranjera (futuros de dólar). La Compañía utilizó dichos contratos para gestionar parte de las exposiciones al riesgo de sus transacciones. Si bien los contratos a término de moneda extranjera no cumplían con las condiciones definidas por las NIIF para ser designados como coberturas de flujos de efectivo, se celebran por períodos que guardan cierta correlación con la exposición al riesgo de tipo de cambio de las transacciones subyacentes. Para más información, véase “—Análisis de riesgo de mercado”.

Una devaluación significativa del Peso Argentino podría devenir en un incremento en el costo del servicio de la deuda de la Compañía y en el costo de insumos o equipos importados y, por consiguiente, podría tener un efecto adverso significativo en el resultado de las operaciones. En cuanto respecta a los combustibles utilizados para generar la electricidad que la Compañía comercializa en virtud de Energía Base (el cual representó más del 95% de las ventas de electricidad en 2016), la exposición a las fluctuaciones en los precios del combustible no es significativa pues, conforme a la normativa aplicable, el combustible para la energía eléctrica vendida

en Energía Base debe ser adquirido a y provisto por CAMMESA sin cargo para la Compañía; por lo tanto, no forma parte del precio recibido por el generador.

El Gobierno Argentino ha tomado medidas para normalizar la situación macroeconómica, entre ellas, atenuar las restricciones para acceder a financiamiento internacional, eliminar controles cambiarios y llegar a acuerdos con los acreedores “holdouts”. Para más información, véase “Controles cambiarios”.

Ingresos

El siguiente cuadro presenta un detalle de los ingresos de la Compañía para los períodos indicados:

	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017	Porcentaje de ingresos	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016	Porcentaje de ingresos	de
	(en miles de Ps.)		(en miles de Ps.)		
Energía Base (Resolución SE N° 95/2013) ⁽¹⁾	3.548.005	62,05%	3.114.552	58,54%	
Energía eléctrica vendida en el mercado spot ^{(2) (3)}	943.316	16,50%	857.866	16,12%	
Ventas por contrato ⁽³⁾	747.739	13,08%	815.587	15,33%	
Ventas de vapor ⁽³⁾⁽⁴⁾	479.218	8,37%	531.612	9,99%	
Prestación de servicios	-	-	796	0,02%	
Total ingresos de las actividades ordinarias	5.718.278	100,00%	5.320.413	100,00%	

(1) Incluye ventas de energía y capacidad a CAMMESA remuneradas conforme a las Resoluciones N° 95 y 19/2017.

(2) Incluye (i) ventas de energía y capacidad a CAMMESA no remuneradas conforme a la Resolución N° 95 y (ii) la remuneración conforme a la Resolución N° 724/2008 relacionada con los contratos con CAMMESA para mejorar la capacidad de generación de energía existente en Argentina. Véase “El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—Insuficiencia del Fondo de Estabilización y Respuestas del Gobierno Nacional—El Programa Nacional”.

(3) Incluye (i) la energía vendida conforme al contrato a largo plazo con YPF para la planta de La Plata, que YPF EE acordó comprar a la Compañía, sujeto a ciertas condiciones (para mayor información sobre la Venta de la Planta de La Plata véase “Resumen—Acontecimientos Recientes—Venta de la Planta de La Plata”) y otras ventas por contrato en el mercado a término y (ii) la energía vendida en virtud de Energía Plus (para más información sobre las ventas por contrato en el mercado a término de la Compañía, véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—Clientes”).

(4) Incluye el vapor vendido en virtud del contrato de abastecimiento de vapor que la Compañía tiene con YPF para la planta de La Plata, que YPF EE acordó comprar a la Compañía, sujeto a ciertas condiciones (“Resumen—Acontecimientos Recientes—Venta de la Planta de La Plata”).

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía comercializó más del 95% de la energía eléctrica generada y obtuvo el 58,54% de sus ingresos en virtud del programa Energía Base creado por Resolución SE N° 95/13, con las modificatorias introducidas por Resolución SE N° 529/14, Resolución SE N° 482/15 (la “Resolución N° 482”) y Resolución SE N° 22/16. Desde febrero de 2017, las ventas consumadas conforme al marco regulatorio de Energía Base se rigen por la Resolución SEE N° 19/17, la cual reemplazó a las resoluciones antedichas y dispuso que las tarifas pertinentes estén denominadas en dólares estadounidenses. Durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la Compañía comercializó más del 95% de la energía eléctrica que generó y obtuvo el 62,05% de sus ingresos en virtud del programa Energía Base. Asimismo, la Compañía continúa comercializando una parte de la energía eléctrica en el mercado spot en virtud del marco regulatorio creado antes de Energía Base y recibe una remuneración de CAMMESA conforme a la Resolución N° 724/2008, respecto al reembolso de gastos de mantenimiento.

Por otra parte, la Compañía comercializa capacidad de generación y la energía eléctrica asociada en el marco de contratos negociados con contrapartes del sector privado en virtud de Energía Plus y otros contratos vigentes con contrapartes del sector privado celebrados con anterioridad a la implementación de Energía Base (ambos bajo el ítem “Ventas de energía bajo contratos” en el cuadro). En líneas generales, las ventas por contrato involucran PPA que se celebran con clientes y se pactan en Dólares Estadounidenses. Los precios de estos contratos incluyen el precio del combustible utilizado para la generación, cuyo costo es asumido por el generador. Cuando el plazo es a más de un año, por lo general, estos contratos incluyen mecanismos de ajuste del precio de la electricidad ante variaciones en el precio del combustible o si el generador debe usar combustibles líquidos, ante la eventual escasez de gas natural.

A continuación se resumen los aspectos clave de las fuentes de ingreso más relevantes de la Compañía, a saber: (i) Energía Base; (ii) los contratos con YPF para electricidad y vapor; y (iii) venta de energía eléctrica en el mercado spot.

Energía Base

Energía Base es la mayor fuente de ingresos de la Compañía. La Resolución SE No. 95/13, sancionada en febrero de 2013, modificó la forma en la que se remunera la energía en el mercado spot y estableció el programa Energía Base. Desde febrero de 2017, las ventas consumadas en virtud del marco regulatorio de Energía Base se rigen por la Resolución SEE N° 19/17. Conforme a la

Resolución SE N° 95/13, en su versión vigente, el regulador (a la fecha de este Prospecto, la Secretaría de Energía Eléctrica y, en años anteriores, la ex Secretaría de Energía Eléctrica) establece los precios de la energía eléctrica que se actualizan anualmente. Bajo este marco regulatorio, los generadores son remunerados y cobran en efectivo y otros créditos Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD) en función de los siguientes conceptos:

- *Pagos basados en la disponibilidad de los equipos:* Los generadores reciben una remuneración en función de la disponibilidad de las unidades de generación durante ciertas horas del día cuando se necesita de los generadores, según una tasa fija preestablecida por MW. Las tarifas aplicables varían según el tipo y la escala de la tecnología y pueden ser reducidas para el caso de unidades de generación que no han alcanzado la disponibilidad objetivo. Este concepto se relaciona con la “remuneración de costos fijos” que se describe en “El Sector Eléctrico Argentino – Nuevo Régimen de Remuneración—El Régimen de Remuneración Previo”. La remuneración por las ventas consumadas bajo este concepto se pagó en efectivo dentro de los plazos que se indican en “—Riesgo crediticio”. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, este concepto representó el 45% de la remuneración acumulada por la Compañía en virtud de la Resolución SE No. 95/13, en su versión vigente.
- *Pagos basados en la generación de cada unidad:* Los generadores reciben una remuneración mensual sobre la base de una tasa fija por MWh que varía según el tipo y tamaño de la tecnología y el combustible utilizado para generar electricidad. Este concepto se relaciona con “remuneración de costos variables” y “remuneración adicional” que se describen en “El Sector Eléctrico Argentino – Régimen de Remuneración—El Régimen de Remuneración Previo”. La remuneración por las ventas consumadas bajo este concepto se pagó en efectivo dentro de los plazos que se indican en “—Riesgo crediticio”. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, este concepto representó el 33% de la remuneración acumulada por la Compañía en virtud de la Resolución SE No. 95/13, en su versión vigente.
- *Remuneración de mantenimientos no recurrentes:* Los generadores reciben una remuneración mensual, en función de una tasa fija preestablecida por MWh que varía según el tipo y la escala de la tecnología utilizada para generar electricidad. La remuneración por este concepto genera un crédito a favor del generador, que se acumula mensualmente en la forma de LVFVD. Una vez aprobado por el regulador, el generador puede llevar a cabo mantenimientos no recurrentes en las unidades de generación, financiado por CAMMESA bajo Resolución SE No. 146/2002 (la “Resolución 146”) y puede pagar dicha financiación en efectivo o mediante cancelación con LVFVD pendientes en concepto de “remuneración de mantenimientos no recurrentes”. Para más información, véase “Deuda – Préstamos y anticipos de CAMMESA”. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, este concepto representó el 16,71% de la remuneración acumulada por la Compañía en virtud de la Resolución SE No. 95/13, en su versión vigente.
- *Remuneración Adicional Fideicomiso para financiamiento de nuevos proyectos:* Los generadores reciben una remuneración mensual, en función de una tasa fija preestablecida por MWh que varía según el tipo y la escala de la tecnología utilizada para generar electricidad. La remuneración por este concepto genera un crédito a favor del generador, que se acumula mensualmente en la forma de LVFVD. Este crédito se puede aplicar para llevar a cabo nuevos proyectos aprobados por el Gobierno Argentino. Este concepto se relaciona con el de “remuneración adicional” que se describe en “El Sector Eléctrico Argentino – Régimen de Remuneración—El Régimen de Remuneración Previo”. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, este concepto representó el 5,70% de la remuneración acumulada por la Compañía en virtud de la Resolución SE No. 95/13, en su versión vigente.

A partir de febrero de 2014 y 2015, la autoridad de aplicación ajustó las tarifas a través de la Resolución SE 529/14 (“Resolución N° 529”) y la Resolución SE 482/2015, respectivamente. Estos ajustes tenían por fin permitir a los generadores cubrir, al menos parcialmente, los aumentos de costos del negocio encausados en la inflación y la devaluación de la moneda. No obstante, al no contar con un mecanismo de determinación de precios con una periodicidad preestablecidas por norma, los mismos resultaron discrecionales.

En este contexto, en marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución SEE N° 22/16 que actualizó los precios de la energía establecidos a través de la Resolución SE N° 95/13. La vigencia de estos aumentos es a partir de febrero de 2016. Con respecto a los fundamentos de esta resolución, la Secretaría de Energía Eléctrica aseveró que la misma se sancionó con el exclusivo propósito de “apuntalar provisoriamente el funcionamiento y mantenimiento de los equipos afectados y las centrales eléctricas, hasta que entren en vigencia paulatinamente las medidas regulatorias que está analizando el Poder Ejecutivo con el fin de restablecer la operatoria normal del MEM”.

A continuación se detallan los incrementos otorgados por la Resolución SEE N° 22/16, respecto a los valores vigentes para 2015:

Unidad	Remuneración de Costos Fijos		
	Potencia (MW)	Pes./MW según Res. 2216	Ajuste vs. Res. 482/15
Turbina de gas.....	P<50	152,3	69,98%
Turbina de vapor.....	P<100	180,9	70,02%
	P>100	129,2	70,00%
Ciclo combinado.....	P<150	101,2	70,08%
	P>150	84,3	69,96%
Planta Hidroeléctrica	P>300	59,8	119,85%

Remuneración de Costos Variables

S / Res. 22/16

Unidad	Gas natural	Líquidos	Biodiesel	Hidro	Ajuste vs. Res.
					482/15
	<i>Pesos/MWh</i>				<i>%</i>
Turbina de gas.....	46,3	81,1	154,3	—	40,01%
Turbina de vapor.....	46,3	81,1	154,3	—	40,01%
Ciclo combinado	46,3	81,1	154,3	—	40,01%
Planta hidroeléctrica P>300MW	—	—	—	36,7	40,08%

Unidad	Remuneración de mantenimientos no recurrentes	
	Res. 22/16	Ajuste vs. Res. 482/15
	<i>Pesos/MWh</i>	
		<i>%</i>
Turbina de vapor y turbina de gas.....	45,1	59,93%
Ciclo combinado	39,5	59,92%
Planta hidroeléctrica.....	10	25,00%

El 27 de enero de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución SEE N° 19/17 (publicada en el Boletín Oficial el 2 de febrero de 2017), la cual reemplazó a la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias.

Conforme a esta resolución, la Secretaría de Energía Eléctrica estableció que los generadores, cogeneradores y autogeneradores que actúen como agentes del MEM y operen plantas térmicas convencionales podrán realizar ofertas de disponibilidad garantizada en el MEM. Conforme a estas ofertas, estas empresas de generación pueden comprometer una capacidad y una producción de energía específicas, en la medida en que dicha capacidad y la energía eléctrica asociada no hubiesen sido comprometidas antes en el marco de los PPA celebrados con arreglo a (i) las Resoluciones N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07 y 200/09 de la ex Secretaría de Energía, (ii) la Resolución N° 21/16 de la Secretaría de Energía Eléctrica y (iii) las Resoluciones N° 136/16 y N° 213/16 del Ministerio de Energía y Minería, como también los PPA con sujeción a un esquema de remuneración diferencial creado o autorizado por el Ministerio de Energía y Minería. Las ofertas deben ser aceptadas por CAMMESA (quien actúa en representación de los agentes del MEM que demandan energía eléctrica), la cual se constituirá como la parte compradora de la energía en virtud de los compromisos de disponibilidad garantizada. La Resolución SEE N° 19/17 establece que dichos contratos pueden ser cedidos a empresas de distribución de electricidad y Grandes Usuarios del MEM, una vez que se levante el estado de emergencia del sistema eléctrico en Argentina (declarado por Decreto N° 134/1995, hasta el 31 de diciembre de 2017). Los agentes generadores de propiedad absoluta del Gobierno Argentino quedan excluidos del alcance de la Resolución SEE N° 19/17.

El plazo de los compromisos de disponibilidad garantizada es de tres años y sus respectivos términos y condiciones generales están estipulados en la Resolución SEE N° 19/17.

La remuneración a pagar a la empresa de generación se calcula en Dólares Estadounidenses, de acuerdo con las fórmulas y los valores previstos en la citada resolución y se compone de (i) un precio por la disponibilidad de capacidad mensual, y (ii) un precio por la energía eléctrica generada y operada. Véase “El Sector Eléctrico Argentino – Régimen de Remuneración—El Régimen de Remuneración Previo”.

La Resolución SEE N° 19/17 establece también que los agentes del MEM que operan centrales hidroeléctricas convencionales, centrales hidroeléctricas de bombeo y centrales eléctricas que utilizan otros recursos energéticos serán remuneradas por la energía producida y la capacidad de sus unidades de generación, de acuerdo con los valores indicados en la aludida resolución, ello en la medida en que dicha energía y capacidad no hubiesen sido comprometidas en virtud de los PPA celebrados con arreglo a las Resoluciones N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07 y 200/09 de la ex Secretaría de Energía, la Resolución N° 21/16 de la Secretaría de Energía Eléctrica, y las Resoluciones N° 136/16 y 213/16 del Ministerio de Energía y Minería.

Los precios de la energía vendida conforme al marco regulatorio previsto en la Resolución SE N° 95/13 se fijaban y pagaban en Pesos Argentinos, mientras que los precios en virtud de la Resolución SEE N° 19/17 se fijan en Dólares Estadounidenses y se pagan en Pesos Argentinos, al tipo de cambio vigente al último día del mes. En ambos casos, los precios no incluyen el costo del combustible pues, conforme a las citadas normas, el mismo es suministrado por CMMESA a las empresas de generación en cuestión, sin cargo.

Los pagos realizados por CMMESA a las empresas de generación por la venta de energía en virtud de Energía Base durante cada mes vencen a los 42 días del cierre del mes en cuestión. Como consecuencia de las demoras en los pagos de distribuidores debido al congelamiento de tarifas, desde 2012 se vienen registrando demoras en la liquidación total de las operaciones mensuales por parte de CMMESA, la cual efectúa el pago mensual, en promedio, 68 días - y, en ocasiones, hasta 101 días - después de finalizado el mes en cuestión. No obstante, desde septiembre de 2016, la Compañía viene recibiendo el pago total dentro de los 42 días de finalizado el mes en cuestión, según lo previsto en el Marco Regulatorio (según se define a continuación).

Energía Eléctrica Vendida en el Mercado Spot

Hasta el 31 de octubre de 2017, fecha en la que venció el contrato para la compra de energía eléctrica celebrado entre la Compañía e YPF, en la planta de La Plata, la Compañía vendía la energía sobrante de la demanda de YPF en el mercado spot bajo el marco regulatorio vigente antes de la Resolución SE N° 95/13. Véase “El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—Generación y el MEM—Precio del despacho de electricidad y el mercado spot antes de la Resolución SE N° 95/13”.

La remuneración que los generadores perciben por ventas de energía en el mercado spot bajo dicho marco anterior es fijada en forma horaria por CMMESA (en virtud de las Resoluciones N° 1/2003 y 240/2003 de la Secretaría de Energía y el Anexo 5 de los Procedimientos), y comprende (i) el precio de la electricidad vendida (que varía según la tecnología de la unidad de generación y su capacidad de generación y el nodo de conexión al que está conectado el generador a la red y los costos de generación incurridos) y (ii) un precio por la capacidad de generación de las unidades de generación puesta a disposición por el generador para abastecer electricidad. Ambos precios son determinados por CMMESA. A fin de determinar dichos precios de la electricidad, CMMESA toma en cuenta ciertos costos, principalmente: (i) los costos de combustible (aplicando, según la Resolución N° 240/2003, el costo de adquisición de gas natural, ya sea que las unidades de generación sean o no alimentadas con gas natural u otro tipo de combustible, y asumiendo plena disponibilidad de gas natural) y (ii) los costos de mantenimiento y operación.

De acuerdo con la Resolución N° 240/2003 citada anteriormente, si CMMESA debe imponer restricciones a la demanda de electricidad, el precio spot máximo aplicable para la electricidad sería de Ps.120 por MWh. Debido a que la mayoría de los generadores utilizan otros tipos de combustible y no solo gas natural, el precio spot que reciben por la electricidad vendida, de acuerdo con las reglamentaciones antes mencionadas, generalmente no cubre los costos variables incurridos para generar y abastecer de electricidad. Para compensar dicha diferencia, estos generadores son también remunerados a través de un fondo de estabilización (el “Fondo de Estabilización”), creado a efectos de absorber la diferencia entre el precio estacional y el precio spot en el MEM. Sin embargo, debido a la escasez del Fondo de Estabilización, los pagos de dicha remuneración empleando este fondo están sujetos a un orden de prioridad en los pagos establecido en la Resolución N° 406/03 de la Secretaría de Energía. Para más información, véase “El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—Insuficiencia del Fondo de Estabilización y Respuestas del Gobierno Argentino”.

Dentro del rubro de los estados financieros correspondiente a la energía eléctrica vendida en el mercado spot, la Compañía incluye también los ingresos que recibe de CMMESA en virtud de la Resolución N° 724/2008, en virtud de los contratos celebrados con CMMESA para mejorar la capacidad de generación de energía. En virtud de los contratos celebrados con CMMESA bajo la Resolución N° 724/2008, la Compañía se comprometió a mantener ciertos niveles mínimos de disponibilidad mensual para cada unidad especificada en los contratos por un plazo de siete años, durante el cual la Compañía tiene derecho a recibir pagos mensuales denominados en Dólares Estadounidenses. En el supuesto de que alguna unidad puntual no alcance el nivel mínimo de disponibilidad mensual, el pago mensual correspondiente a dicha unidad se reduce proporcionalmente.

Con posterioridad a la Fecha de Vigencia de la Venta de la Planta de La Plata, la Compañía dejará de vender energía eléctrica en el mercado spot en la planta de La Plata. Para mayor información sobre la Venta de la Planta de La Plata, véase “Resumen—Acontecimientos Recientes—Venta de la Planta de La Plata” e “Información Financiera Proyectada Consolidada No Auditada”.

Ventas por Contratos y Ventas de Vapor

Contrato para suministrar energía eléctrica y vapor a YPF y comprar combustible a YPF - Planta de La Plata

La Compañía tiene un contrato con YPF para el abastecimiento de energía y vapor. Únicamente con respecto al abastecimiento de vapor, el contrato fue prorrogado por un período de cinco meses contados a partir del 31 de octubre de 2017. No obstante, se extinguirá en la fecha de extinción vigente del contrato o en la Fecha de Vigencia de la Venta de la Planta de La Plata, lo que ocurra primero. Conforme a este contrato, YPF (i) previamente compraba, hasta el 31 de octubre de 2017, energía eléctrica producida por la planta de La Plata y, en la actualidad, (ii) compra todo el vapor producido por la planta de La Plata; y (iii) suministra a la planta de La Plata todo el gas oil y el gas natural necesarios para el funcionamiento de la planta. YPF también suministra el agua en las condiciones necesarias para convertirla en vapor, el cual es luego entregado a YPF a través de un ducto para vapor. La Compañía está a cargo del mantenimiento y funcionamiento de la planta de cogeneración.

La Compañía debía suministrar 73 MW de energía eléctrica a YPF (de la capacidad instalada total de 128 MW de la planta de La Plata) durante la vigencia contractual, con condiciones de compra en firme (TOP por sus siglas en inglés) de la energía eléctrica producida. Dicha energía eléctrica era entregada a las tres plantas de YPF a través del SADI: (i) 41 MW para la refinería de La Plata, (ii) 22 MW para la refinería de Luján de Cuyo y (iii) 10 MW para el complejo petroquímico de Ensenada. Este contrato está denominado y se factura en Dólares Estadounidenses, aunque puede ajustarse en el caso de variaciones en los precios de los combustibles denominados en dólares estadounidenses para combustibles necesarios para la generación de energía.

Para mayor información sobre la Venta de la Planta de La Plata, véase “Resumen—Acontecimientos Recientes—Venta de la Planta de La Plata” e “Información Financiera Proyectada Consolidada No Auditada”.

Suministro de vapor a YPF - Planta Luján de Cuyo

En el marco de un contrato a 20 años firmado en 1999, la Compañía abastece a YPF del vapor generado en la planta de Lujan de Cuyo por las unidades marca “Alstom”, con insumos proporcionados por YPF bajo un contrato de compra en firme. Este contrato está denominado y se factura en Dólares Estadounidenses, aunque puede ajustarse en el caso de variaciones en los precios de los combustibles denominados en dólares estadounidenses para combustibles necesarios para la generación de energía. En enero de 2018, la Compañía prevé firmar un acuerdo para prorrogar el contrato de abastecimiento de vapor que la Compañía tiene con YPF por un período de hasta 24 meses contados a partir del 1 de enero de 2019, sujeto a los mismos términos y condiciones. El 15 de diciembre de 2017, la Compañía también suscribió un nuevo contrato de abastecimiento de vapor con YPF por un plazo de 15 años que reemplazará al contrato existente con YPF y entrará en vigencia cuando la nueva unidad de cogeneración que se encuentra en la planta de Luján de Cuyo comience a operar. Para mayor información, véase “Resumen –Acontecimientos Recientes– Contratos con YPF para el Abastecimiento de Vapor y CAMMESA para el proyecto de Luján de Cuyo”.

Abastecimiento de vapor a T6 Industrial S.A.—Terminal 6 San Lorenzo

El 27 de diciembre de 2017, la Compañía celebró un contrato definitivo para el abastecimiento de vapor con T6 Industrial S.A. para la nueva unidad de cogeneración en la central Terminal 6 San Lorenzo de la Compañía.

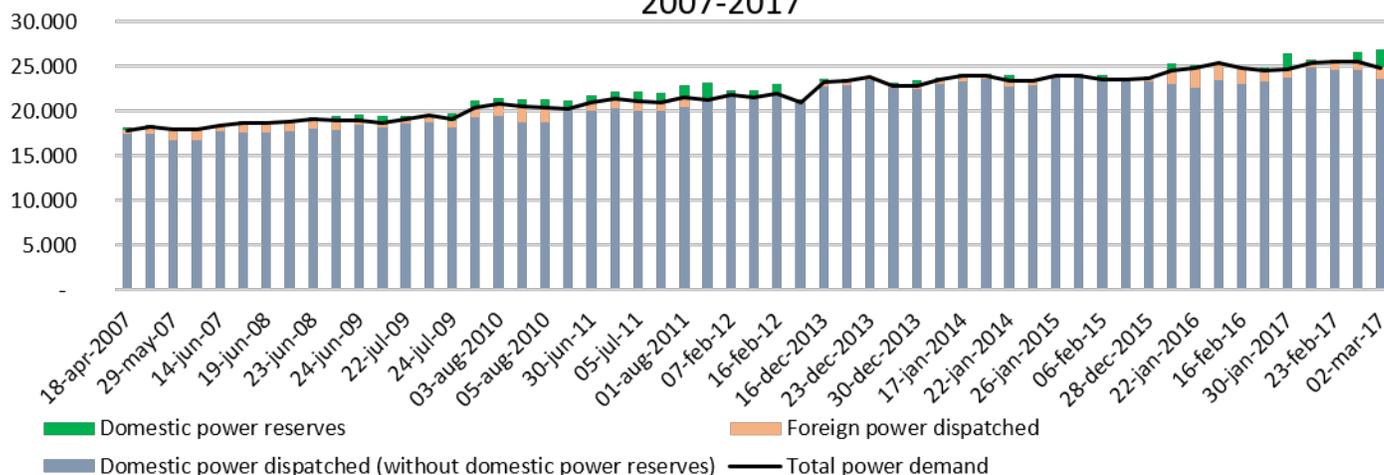
Oferta y demanda de electricidad

La demanda de electricidad depende, en gran medida, de las condiciones económicas y políticas imperantes en un momento dado en Argentina y de factores estacionales. En general, la demanda de electricidad varía dependiendo de la evolución de la economía argentina, ya que las empresas y las personas generalmente consumen más energía y se encuentran en mejores condiciones de pagar sus gastos durante períodos de estabilidad o crecimiento económicos. En consecuencia, la demanda de energía resulta afectada por las acciones del Gobierno Argentino con respecto a la economía, incluyendo con respecto a la inflación, las tasas de interés, los controles de precio, los impuestos y las tarifas por el suministro de energía.

Con posterioridad a la crisis económica de 2001-2002, la demanda de electricidad en Argentina creció uniformemente cada año impulsada por la recuperación económica y el congelamiento de tarifas. Durante 2014, la demanda de electricidad subió un 0,98% en comparación con 2013, de 125.239 GWh a 126.467 GWh. Durante 2015, la demanda de electricidad subió un 4,45% en comparación con 2014, de 126.467 GWh a 132.110 GWh, mientras que en 2016, la demanda de electricidad subió un 0,65% a 132.970 GWh. El 24 de febrero de 2017 se registró una nueva carga de capacidad récord de 25.628 MW que fue un 1% superior al pico de 2015.

El siguiente cuadro ilustra la demanda de capacidad de energía (neto de cortes) versus la oferta disponible de capacidad de energía durante 5 momentos pico para cada año entre 2007 y 2017:

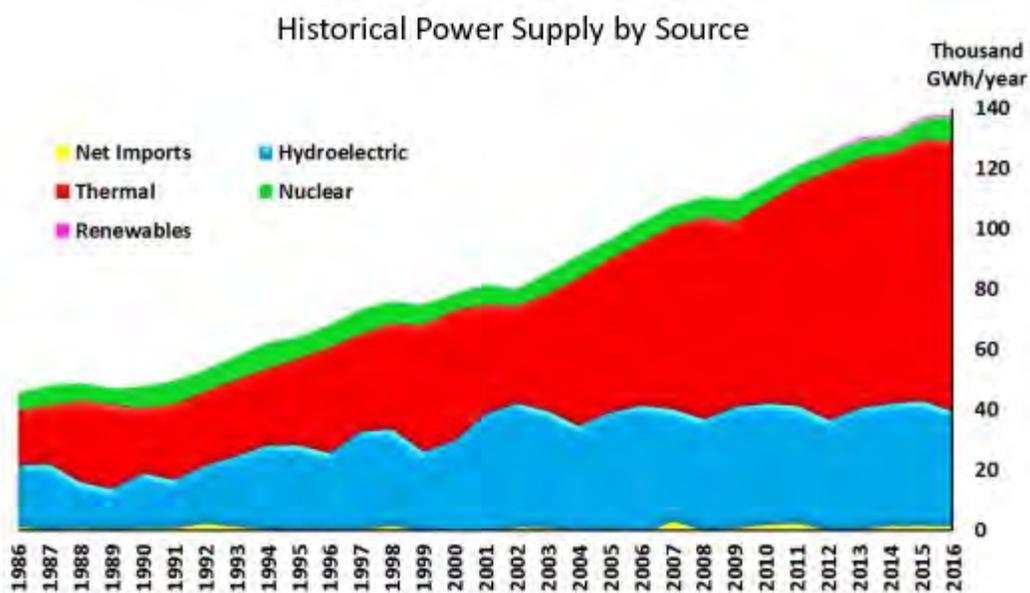
La demanda de capacidad de potencia (escasez neta) frente a la oferta disponible de capacidad de potencia durante los momentos picos 2007-2017



Fuente: CAMMESA

La generación de electricidad se incrementó un 1,04% en 2016, de 135.200 GWh en 2015 a 136.600 en 2016. Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, la generación de electricidad aumentó un 4,15%, de 129.815 GWh en 2014 a 135.200 GWh. Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, la generación de electricidad aumentó un 0,26%, de 129.477 GWh en 2013 a 129.815 GWh.

El siguiente gráfico ilustra el suministro de electricidad en Argentina por fuente, lo que incluye generación nacional a partir de fuentes hidroeléctricas, térmicas, nucleares y renovables, como también electricidad importada de países vecinos (neto de exportaciones).



Fuente: CAMMESA.

El siguiente cuadro muestra la demanda de energía correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016:

Demanda por región correspondiente al ejercicio 2016	Demanda total de energía ⁽¹⁾	Generación de plantas Central Puerto ⁽²⁾⁽³⁾					
		Plantas Puerto		Planta Luján de Cuyo		Planta Piedra del Águila	
		Plantas Complex + Planta La Plata					
		MWh	%	MWh	%	MWh	%
Gran Buenos Aires	51.683	10.102	19,55%	-	-	-	-
Litoral	16.281	-	-	-	-	-	-
Buenos Aires	14.965	-	-	-	-	-	-
Centro	11.498	-	-	-	-	-	-
Noroeste	11.278	-	-	-	-	-	-
Noreste	9.004	-	-	-	-	-	-
Cuyo	8.120	-	-	3.085	38,00%	-	-
Comahue	5.176	-	-	-	-	2.351	45,42%
Patagonia	4.964	-	-	-	-	-	-

(1) Datos de demanda correspondientes a 2016.

(2) Datos de generación correspondientes a 2016.

(3) Generación de las plantas Central Puerto.

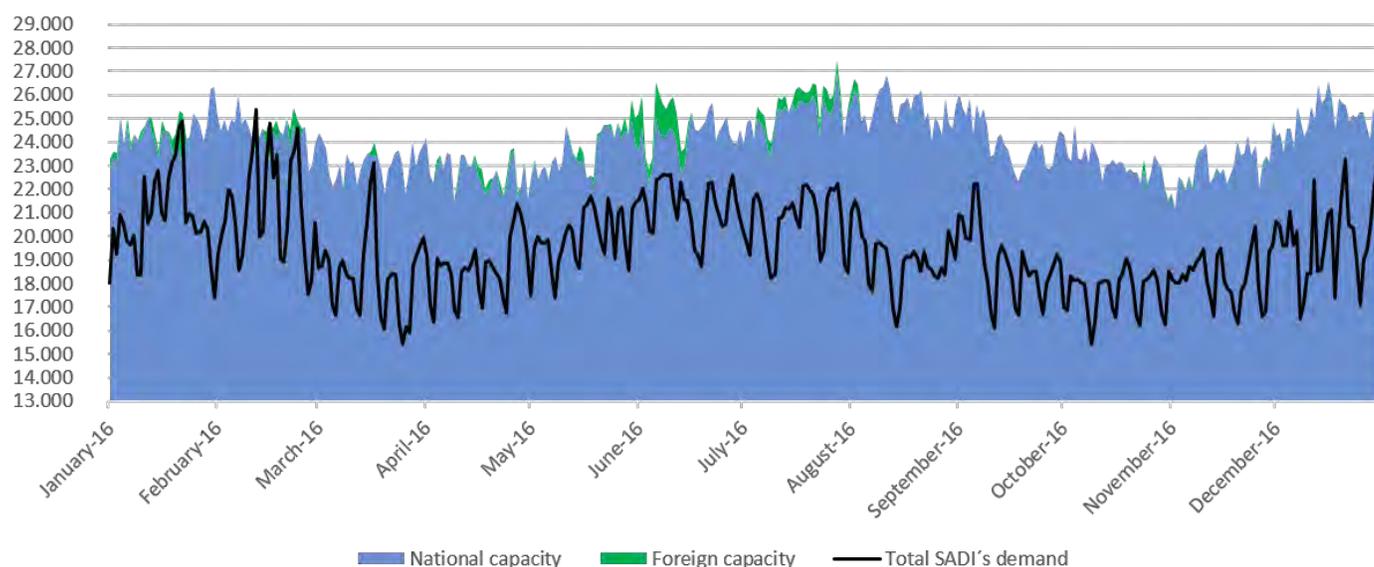
La generación termoeléctrica siguió siendo el principal recurso para el abastecimiento de la demanda en 2016 ya que aportó 90.349 GWh (66,1%), seguida de la generación hidroeléctrica neta del bombeo, que aportó 38.012 GWh (27,8%) y la generación nuclear que aportó 7.677 GWh (5,6%), y la generación fotovoltaica y eólica, que aportó 561 GWh (0,4%). También hubo importaciones para cubrir la demanda local de hasta 1.470 GWh (11,17% menos que en 2015) de Uruguay, Chile, Paraguay y Brasil, exportaciones a Brasil, Chile y Uruguay de hasta 329 GWh (498,18% más que en 2015) y pérdidas de transmisión por 4.306 GWh (4,11% más que en 2015).

En 2016, la generación de energía hidroeléctrica registró una disminución de 8,33% en comparación con 2015, primordialmente, como consecuencia de la menor cantidad de agua disponible en la región de Comahue, en tanto la generación térmica y la generación nuclear registraron incrementos de 4,29% y 17,76%, respectivamente, en comparación con 2015. En este sentido, la generación termoeléctrica siguió siendo la principal fuente para el abastecimiento de electricidad, alimentado tanto por gas natural como por combustibles líquidos (diesel oil y fuel oil), y también carbón mineral durante los meses de invierno.

Durante 2016, las instalaciones de generación incrementaron su capacidad instalada de 33.494 MW en 2015 a 33.901 MW. Este aumento se debió principalmente a la instalación de nuevas turbinas de gas.

Como consecuencia del envejecimiento y la obsolescencia de la capacidad instalada existente y la falta de inversiones en capacidad nueva, en años recientes, la generación actual de electricidad es significativamente inferior a la demanda en períodos de pico, debiéndose importar de países vecinos y programándose cortes para ciertas zonas residenciales e industrias, aunque, en ocasiones, esto se debe a limitaciones en la distribución y no en la generación. Por ejemplo, de conformidad con información de CAMMESA, durante el récord histórico de demanda del 24 de febrero de 2017 (25,68 GW), las importaciones de electricidad para esa fecha ascendieron a un total de 0,93 GW. Para ilustrar el considerable estrechamiento de la brecha entre la oferta y la demanda, en 2003, la capacidad disponible anual promedio era de 21,07 GW, un 46,7% superior a la demanda máxima de 14,36 GW registrada para ese año. En 2016, por otra parte, la capacidad disponible anual promedio era de 27,35 GW (de una capacidad instalada total de 33,9 GW mayormente como consecuencia de maquinaria antigua, obsoleta y agotada), un 7,68% superior a la demanda máxima de 25,4 GW durante dicho año, cuando el consumo se encontraba restringido. Sin embargo, según datos de CAMMESA, durante la demanda máxima de dicho año, que se produjo el 12 de febrero de 2016 (25,3 GW), las importaciones de energía ascendieron a un total de 1,8 GW. El siguiente gráfico ilustra la brecha entre la oferta y la demanda de electricidad durante el pico de demanda diario para 2016, según información de CAMMESA:

Demanda / suministro de la diferencia de capacidad de energía eléctrica durante los momentos pico diarios durante 2016 (escasez neta)



Fuente: CAMMESA

La capacidad instalada y la electricidad generada anualmente deben incrementar considerablemente a efectos de reemplazar las unidades generadoras antiguas y obsoletas que hoy operan en el mercado y abastecer un incremento de la demanda, que de acuerdo a información históricamente provista por CAMMESA, será de aproximadamente el 3% anual. Como se explicará a continuación, la Compañía tiene intención de incrementar su participación de mercado mediante sus propios proyectos de ampliación de la capacidad instalada.

El Estado de Emergencia del Sector Eléctrico Argentino

En diciembre de 2015, el gobierno electo del Ing. Mauricio Macri, declaró mediante el Decreto 134/2015, la emergencia energética nacional hasta el 31 de diciembre de 2017. Por medio del mismo, se instruye al Ministerio de Energía a elaborar, poner en vigencia, e implementar un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, 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. Estos objetivos implican la necesidad de incrementar las inversiones en los distintos sectores de la cadena productiva a fin de adecuar la oferta a la demanda energética del país, que suponen tanto un desafío como una oportunidad para los actores de la industria.

En materia de generación eléctrica, el Ministerio de Energía ha anunciado públicamente la necesidad de nueva capacidad de generación, e indicado que debe solucionarse mediante la expansión de fuentes de energía térmica y renovable por parte de empresas del sector privado, y consecuentemente, ha tomado recientemente medidas tendientes a aumentar la capacidad de generación, a fin de asegurar la provisión de energía eléctrica y reducir las necesidades de importación desde países vecinos. En ese sentido, el Ministerio de Energía ha enfatizado que la Argentina necesita incorporar 10 GW de capacidad de generación con recursos convencionales y 10 GW de capacidad de generación con recursos renovables, a los efectos de satisfacer la creciente demanda de energía durante los próximos diez años.

Licitación para unidades de generación térmica

La Secretaría de Energía Eléctrica, por Resolución SEE N° 21/16, llamó a licitación para instalar nuevas unidades de generación térmica, las cuales entrarían en funcionamiento entre el verano de 2016/2017 (algunas de las cuales ya se encuentran en funcionamiento) y el verano de 2017/2018. Las empresas de generación que resultaron adjudicatarias celebraron un PPA con CAMMESA denominado en Dólares Estadounidenses y la capacidad de estas unidades será remunerada al precio indicado en la oferta y conforme a los términos de la Resolución SEE N° 21/16.

El Gobierno Argentino, por Resolución SEE N° 287-E/17, llamó a licitación para el suministro de energía eléctrica a ser generada a través de unidades existentes, la conversión de unidades de ciclo combinado abierto en unidades de ciclo combinado cerrado, o la instalación de unidades de cogeneración. Los principales objetivos de este proceso eran (i) incrementar el suministro de energía eléctrica generada mediante unidades de generación térmica, y (ii) consolidar la fiabilidad del sistema eléctrico argentino con unidades de generación eficientes que posean su propio suministro de combustible permanente y garantizado, reduciendo en consecuencia la necesidad de transporte eléctrico y los costos del Gobierno Argentino y el MEM.

Licitación para nuevas unidades de generación de energía renovable

A su vez, el 22 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica llamó a licitación para la instalación de 1.000 MW de nuevas unidades de energía renovable (“Programa RenovAR”). Esta convocatoria se enmarca en la Ley N° 27.191 y en el Decreto 531/16, que impulsó el incremento de generación de energía eléctrica de estas fuentes estableciendo entre otras cosas, importantes beneficios fiscales. Véase “El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—RenovAr (Ronda 1, Ronda 1.5 y Ronda 2): Licitación de proyectos para generación de energía renovable”.

Durante el 2015, la generación eléctrica proveniente de fuentes renovables fue de un 0,40% del suministro total de energía en la Argentina. Según el art. 2 de la ley citada, el objetivo de la normativa es que el país alcance una contribución de las fuentes de energía renovables de, al menos, el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017. El objetivo de la segunda etapa del “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica” consiste en lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el doce por ciento (12%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2019, el dieciséis por ciento (16%) al 31 de diciembre de 2021, el dieciocho por ciento (18%) al 31 de diciembre de 2023 y llegar al veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025 según lo establecido en la Ley 27.191.

Esto supone una oportunidad de crecimiento importante en el campo de las energías limpias y renovables, especialmente, considerando que los Grandes Usuarios se verán obligados a comprar energía de fuentes renovables en los porcentajes mencionados, bajo apercibimiento de multas en caso de incumplimiento.

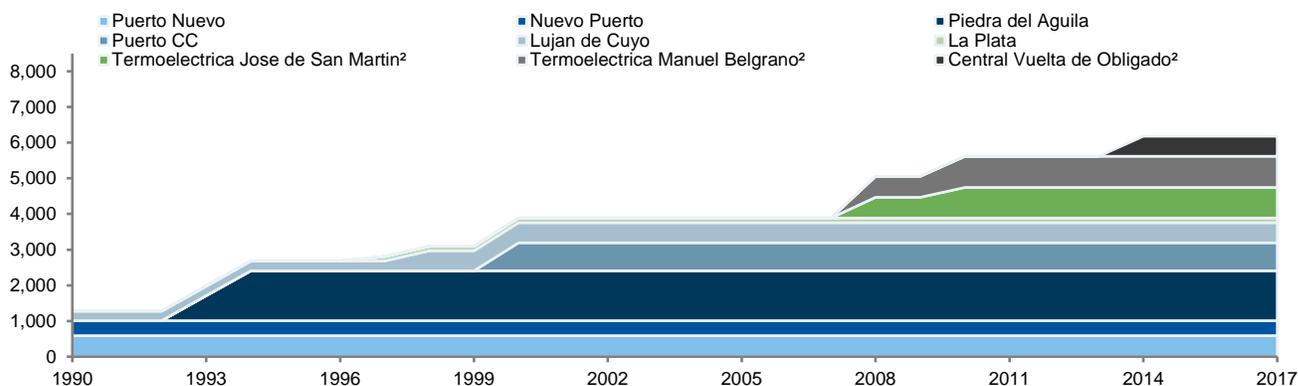
El Ministerio de Energía y Minería, por Resolución N° 136/16 publicada en el Boletín Oficial el 26 de julio de 2016, abrió el proceso de convocatoria abierta para presentar ofertas para la Ronda 1 del Programa RenovAR. El 7 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería finalizó el proceso licitatorio para la instalación de nuevas unidades de energía renovable y, por medio de la Resolución N° 136/16, el adjudicó 1.108,65 MW de potencia a un precio promedio de U\$S 59,58, los que incluyen 1 proyecto de biomasa, 12 proyectos de energía eólica y 4 proyectos de energía solar. De los proyectos mencionados arriba, la Compañía resultó adjudicataria de un proyecto de energía eólica de 99 MW a un precio de U\$S 61,50 por MWh, tal como se explica en más detalle en la sección “Propuesta de ampliación de la capacidad de generación de la Compañía”.

El 31 de octubre de 2016, el Ministerio de Minería y Energía, por Resolución N° 252/16, lanzó la Ronda 1.5 del Programa RenovAR, a modo de continuación de la Ronda 1. El 25 de noviembre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería finalizó el proceso licitatorio para la instalación de nuevas unidades de energía renovable y, por medio de la Resolución N° 281/16, el adjudicó 1.281,5 MW de potencia a un precio promedio de U\$S 53,98 por MWh, los que incluyen 10 proyectos de energía eólica y 20 proyectos de energía solar. De los proyectos mencionados arriba, la Compañía resultó adjudicataria de un proyecto de energía eólica de 48 MW a un precio de U\$S 59,38 por MWh, tal como se explica en más detalle en la sección “Propuesta de ampliación de la capacidad de generación de la Compañía”.

Finalizadas las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAR, el Ministerio de Energía y Minería, por Resolución N° 275/17, lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017, y adjudicó 2.043 MW de capacidad de generación de energía renovable.

La Compañía presentó ofertas para la Ronda 2 del programa RenovAR y el 19 de octubre de 2017 y el 29 de noviembre de 2017, se le adjudicó un proyecto de energía eólica denominado “La Genoveva I”, que le permitirá sumar una capacidad adicional de 86,6 MW a la cartera de la Compañía y seguir aumentando su presencia en el sector de energías renovables. Asimismo, la Compañía tiene una opción para la compra de acciones de Vientos La Genoveva S.A. (“Vientos La Genoveva”), que incluye un derecho irrevocable a un usufructo sobre el terreno donde se encuentra La Genoveva I, que Vientos La Genoveva prevé ejercer antes de su vencimiento el 28 de enero de 2018.

Capacidad de generación instalada bruta, consolidación y crecimiento (incluidas las centrales bajo el programa FONINMEM, en MW)¹



Fuente: Central Puerto

(1) Considera el 100% de la capacidad de cada central.

(2) Central Puerto es titular de participaciones accionarias en las compañías que operan las centrales construidas en virtud del programa FONINVEMEM.

A la fecha de este Prospecto, la Compañía tiene una capacidad instalada total de 3.791 MW.

Atento a la acentuación de la brecha existente entre la oferta y la demanda, Argentina necesita imperiosamente incorporar nueva capacidad de generación. En consecuencia, el Gobierno Argentino ha puesto en marcha un proceso de licitación para nuevos proyectos de generación, tanto de fuentes convencionales como de fuentes renovables. En este contexto, uno de los objetivos de la Compañía es incorporar una cantidad significativa de capacidad adicional al sistema con el fin de achicar la brecha entre la oferta y la demanda en el corto plazo.

Con este objetivo, la Compañía adquirió cuatro turbinas de gas de gran resistencia y alta eficiencia (una turbina de gas marca GE con una capacidad de 373 MW, dos turbinas de gas marca Siemens, cada una de ellas con una capacidad de 298 MW y una turbina de gas marca Siemens con una capacidad de 286 MW). Por otra parte, la Compañía adquirió un terreno de 130 hectáreas en el norte de la Provincia de Buenos Aires, situado en un lugar estratégico para la entrega de combustible y para la futura posible conexión a las líneas de transmisión de electricidad.

Con estos activos, la Compañía tendrá potencial para desarrollar nueva capacidad de generación y así sumar 1.255 MW a su capacidad instalada total a través de uno o varios proyectos configurados como ciclo simple. Por ejemplo, la Compañía utilizará una turbina de gas Siemens, con una capacidad de 286 MW, para el proyecto de cogeneración de la Terminal 6 San Lorenzo descrito a continuación. El objetivo de la Compañía es presentar una oferta de nueva capacidad de generación a través de uno o varios proyectos, utilizando las tres unidades restantes citadas y el predio antedicho, en el que la Compañía ya ha invertido U\$S 134 millones, en futuros procesos de licitación convocados por el Gobierno Argentino. Por ejemplo, la Compañía utilizará la turbina de gas Siemens con una capacidad de 286 MW para el proyecto de cogeneración de la Terminal 6 San Lorenzo que se describe a continuación. Adicionalmente, a la fecha del presente prospecto, la Compañía ha pagado SEK\$ 381,37 (que, convertidos al tipo de cambio publicado por el Bank Central en las fechas de cada pago, equivalen a U\$S 45,46 millones) para adquirir dos turbinas de gas Siemens adicionales para el proyecto Luján de Cuyo.

El 16 de noviembre de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica, por Resolución SEE N° 420-E/2016, invitó a compañías interesadas en desarrollar o ampliar sus unidades de generación térmica a presentar propuestas preliminares de nuevos proyectos. Los objetivos de la citada resolución radican en identificar proyectos que conduzcan a reducir costos en el MEM y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico argentino.

El Gobierno Argentino, por Resolución SEE N° 287-E/17, llamó a licitación para el suministro de energía eléctrica a ser generada a través de unidades existentes, la conversión de unidades de ciclo combinado abierto en unidades de ciclo combinado cerrado, o la instalación de unidades de cogeneración. Los principales objetivos de este proceso eran (i) incrementar el suministro de energía eléctrica generada mediante unidades de generación térmica, y (ii) consolidar la fiabilidad del sistema eléctrico argentino con unidades de generación eficientes que posean su propio suministro de combustible permanente y garantizado, reduciendo en consecuencia la necesidad de transporte eléctrico y los costos del Gobierno Argentino y el MEM.

La Compañía presentó ofertas el 9 de agosto de 2017, y el 25 de septiembre de 2017, la Compañía resultó adjudicataria de dos proyectos de cogeneración en la Terminal 6 San Lorenzo, el cual tiene las características que se detallan en el siguiente cuadro. Los

proyectos de la Terminal 6 San Lorenzo y Luján de Cuyo que le fueran recientemente adjudicados a la Compañía tienen dos posibles fuentes de ingreso: (i) ventas de energía eléctrica a CAMMESA mediante PPA a 15 años denominados en Dólares Estadounidenses, y (ii) ventas de vapor en virtud de contratos de suministro de vapor aparte, negociados con compradores del sector privado los cuales, según se prevé, estarán denominados en Dólares Estadounidenses. La Compañía suscribió los PPA con CAMMESA el 4 de enero de 2018 y suscribió los contratos de suministro de vapor con T6 Industrial e YPF el 27 de diciembre de 2017 y el 15 de diciembre de 2017, respectivamente.

	Terminal 6 San Lorenzo	Luján de Cuyo
Ubicación	San Lorenzo, provincia de Santa Fe (dentro del complejo agroindustrial Terminal 6)	Luján de Cuyo, provincia de Mendoza (dentro de la planta de Luján de Cuyo de la Compañía)
Fecha de habilitación comercial prevista	Mayo de 2020	Noviembre de 2019
Inversión en activos de capital total estimada (no incluye IVA)	U\$S284 millones	U\$S91 millones
Capacidad eléctrica adjudicada	330 MW (para el invierno) 317 MW (para el verano)	93 MW (para el invierno) 89 MW (para el verano)
Configuración técnica	Sistema de cogeneración con una turbina de gas y una turbina de vapor	Sistema de cogeneración con dos turbinas de gas
<i>Segmento de energía eléctrica:</i>		
Precio de la capacidad eléctrica adjudicada por MW de capacidad instalada	U\$S17.000 por mes	U\$S17.100 por mes
Precio de la energía generada adjudicada (sin computar el costo del combustible)	U\$S8,00 por MWh para funcionamiento a gas natural y U\$S10,00 por MWh para funcionamiento a gas oil	U\$S8,00 por MWh
Plazo contractual	15 años	15 años
Fecha de celebración del PPA	4 de enero de 2018	4 de enero de 2018
<i>Segmento de vapor:</i>		
Capacidad de producción de vapor	350 toneladas por hora	125 toneladas por hora
Comprador	T6 Industrial S.A.	YPF
Plazo contractual	15 años	15 años

Por otra parte, la Compañía está desarrollando dos proyectos de energía eólica en Argentina, con las siguientes características:

	Proyecto La Castellana	Proyecto Achiras
Ubicación.....	Provincia de Buenos Aires	Provincia de Córdoba
Fecha de habilitación comercial prevista.....	Abril de 2018	Abril de 2018
Inversión en activos de capital total estimada (IVA incluido).....	U\$S148 millones	U\$S74 millones
Capacidad eléctrica adjudicada.....	99 MW	48 MW
Precio adjudicado por MWh	U\$S61,50	U\$S59,38
Plazo contractual.....	20 años, a partir de la habilitación comercial	20 años, a partir de la habilitación comercial
Fecha de celebración del PPA	Enero de 2017	Mayo de 2017
Cantidad de generadores	32	15
Capacidad por unidad	3,15 MW	3,15 MW
Proveedor de la turbina eólica.....	Acciona	Acciona
	Windpower – Nordex	Windpower – Nordex

Finalizadas las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAR, el Ministerio de Energía y Minería, por Resolución N° 275/17, lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017, y adjudicó 2.043MW de capacidad de generación de energía renovable. La Compañía presentó ofertas para la Ronda 2 del programa RenovAR el 19 de octubre de 2017 y el 29 de noviembre de 2017 se le adjudicó un proyecto de energía eólica denominado “La Genoveva I”, que le permitirá sumar una capacidad adicional de 86,6 MW a su cartera y seguir aumentando su presencia en el sector de energías renovables.

A continuación, se resumen las características principales de este proyecto:

	La Genoveva I
Ubicación.....	Provincia de Buenos Aires
Fecha de habilitación comercial prevista	Mayo de 2020
Fecha de celebración estimada del PPA	Mayo de 2018
Inversión en activos de capital total estimada (IVA incluido)	U\$S105 millones
Capacidad eléctrica adjudicada	86,6 MW

La Genoveva I

Precio de capacidad eléctrica adjudicada por cada MW de capacidad instalada	U\$S40,90 por MWh
.....	
Plazo contractual estimado	20 años, a partir de la habilitación comercial
Cantidad de generadores	25
Capacidad por unidad	3,46 MW

En el marco del Proyecto La Castellana y el Proyecto Achiras, Central Puerto ya obtuvo estudios de producción de energía preparados por un especialista independiente, como también la aprobación de los estudios de impacto ambiental por parte de los organismos regulatorios, las habilitaciones municipales relevantes y la aprobación de los relevamientos eléctricos relacionados con el acceso a la red de transmisión por parte de los organismos regulatorios. Por otra parte, Central Puerto goza del usufructo del terreno en la Provincia de Buenos Aires en el que se emplazará el Proyecto La Castellana y es propietaria de los terrenos situados en la Provincia de Córdoba en los que se desarrollará el Proyecto Achiras. La Compañía ha comenzado con la construcción de las plantas y ha suscripto contratos con proveedores para adquirir y mantener las turbinas eólicas para ambos proyectos.

Asimismo, la Compañía está evaluando otras opciones para diversificar sus activos de generación, incluyendo fuentes de generación de energía sustentables y para presentar proyectos en futuras licitaciones en virtud del programa RenovAR o de nuevos marcos regulatorios. En este sentido, los eventuales proyectos de energía renovable de la Compañía incluyen La Castellana II, Achiras II, La Genoveva II, Cerro Senillosa y Picún Leufú, los cuales en conjunto tienen una capacidad instalada potencial total de 394,67 MW. Asimismo, la Compañía tiene previsto presentar ofertas en futuras rondas del Programa RenovAr y/o desarrollar con el fin de abastecer a los Grandes Usuarios en el mercado a término de energía renovable (véase “El Sector Eléctrico Argentino – Resolución N° 281-E/17: El Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en Argentina”).

La Compañía cree que se encuentra en una buena posición para identificar y aprovechar las nuevas oportunidades de crecimiento que surjan como consecuencia de las iniciativas impulsadas por el Gobierno Argentino para contar con una capacidad mayor y más eficiente. No obstante, la Compañía no puede garantizar que el gobierno argentino abrirá nuevos procesos de licitación o que sus ofertas serán exitosas o que podrá celebrar PPA en el futuro. Asimismo, no puede garantizar que será capaz de beneficiarse conforme a lo previsto de las reformas en materia energética impulsadas por el gobierno argentino. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía—Ciertos factores ajenos al control de la Compañía podrían afectar su capacidad de ganar licitaciones públicas que involucren nueva capacidad de generación, o bien afectar o demorar la construcción de nuevas centrales eléctricas, una vez adjudicados los proyectos a la Compañía”.

Asimismo, en octubre de 2017, la Subsecretaría de Participación Público Privada lanzó una licitación para la construcción de 2.825 km de líneas de transmisión, una medida crucial para el desarrollo de la expansión del sector de energía eléctrica.

Tendencias clave que pueden afectar las actividades comerciales de la Compañía

El siguiente análisis incluye declaraciones sobre hechos futuros en función de las creencias, expectativas y estimaciones de la dirección de la Compañía. Las declaraciones sobre hechos futuros involucran riesgos e incertidumbres intrínsecos. El desempeño operativo y financiero futuro de la Compañía puede ser materialmente diferente de estas declaraciones sobre hechos futuros, incluso a causa de muchos factores ajenos al control de la Compañía. La Compañía no asume obligación alguna de actualizar las declaraciones sobre hechos futuros ni en el caso de cambio en las circunstancias ni en ningún otro caso. Para mayor información, véase “Declaraciones sobre hechos futuros” y “Factores de Riesgo” en este Prospecto.

La expectativa de la Compañía es que su desempeño operativo y financiero en el futuro se beneficiará de los incrementos que espera que se produzcan en su capacidad de generación. A la Compañía se le adjudicaron tres proyectos de parques eólicos (Achiras con 48 MW de capacidad eléctrica adjudicada, La Castellana con 99 MW de capacidad eléctrica adjudicada y La Genoveva I con 86,6 MW de capacidad eléctrica adjudicada) y dos proyectos de cogeneración (Terminal 6 San Lorenzo con una capacidad eléctrica adjudicada de 330 MW y 317 MW para el invierno y el verano, respectivamente, y Luján de Cuyo con una capacidad eléctrica adjudicada de 93 MW y 89 MW para el invierno y el verano, respectivamente). Dos de estos proyectos de parque eólico (Achiras y La Castellana) se encuentran actualmente en construcción y la Compañía prevé que comenzarán a operar durante el segundo trimestre de 2018. La Compañía espera que el proyecto de cogeneración Terminal 6 San Lorenzo comenzará a funcionar durante el tercer trimestre de 2019 y que los proyectos de cogeneración parque eólico La Genoveva I y Luján de Cuyo comenzarán a funcionar durante el primer trimestre de 2020. El desarrollo de nuevos proyectos involucra riesgos y no es dable garantizar que estos proyectos comenzarán a funcionar a tiempo y de conformidad con el presupuesto; tampoco es dable garantizar que estos proyectos exhibirán el rendimiento esperado. Si se desea una descripción de estos proyectos adjudicados y de las inversiones en bienes de capital esperadas en relación con ellos, véase la “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Compañía—Propuesta de

ampliación de la capacidad de generación de la Compañía”. Además, tal como se describe en “Fortalezas competitivas—Cartera de proyectos de crecimiento atractiva”, la Compañía también está trabajando en varios otros proyectos de expansión para los que aún no se ha lanzado ningún llamado a licitación que incluye parques eólicos adicionales con una capacidad eléctrica instalada proyectada de 394,67 MW para la cual la Compañía ha llevado a cabo estudios de viento y en algunos casos ha solicitado prioridad de despacho a CAMMESA] de conformidad con el marco regulatorio para celebrar contratos entre privados (véase “El Sector Eléctrico Argentino—Resolución N° 281-E/17: el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en Argentina”); y plantas de ciclo combinado con una capacidad instalada proyectada total de 1.456 MW de electricidad, que la Compañía tiene planeado en parte respaldar con tres turbinas alimentadas a gas que ya ha adquirido que totaliza una capacidad instalada de 969 MW en funcionamiento bajo una configuración de ciclo simple y derechos sobre los terrenos que ya han sido obtenidos por la Compañía. Si el gobierno argentino abre nuevos procesos de subasta y se le adjudican a la Compañía estos potenciales proyectos de parques eólicos y ciclos combinados o si la Compañía puede celebrar PPA con privados en virtud de la Resolución N° 281-E/17 relativa a la energía renovable, la Compañía da por sentado que estos proyectos adicionales podrían comenzar a funcionar a fines de 2020. La Compañía no puede garantizar que el gobierno argentino abrirá nuevos procesos de licitación ni que a la Compañía se le adjudicarán estos proyectos en términos favorables ni que siquiera éstos proyectos puedan serles adjudicados a la Compañía. Tampoco puede la Compañía asegurar que el desarrollo de estos proyectos se llevará adelante del modo esperado actualmente. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía—Ciertos factores ajenos al control de la Compañía podrían afectar su capacidad de ganar licitaciones públicas que involucren nueva capacidad de generación, o bien afectar o demorar la construcción de nuevas centrales eléctricas, una vez adjudicados los proyectos a la Compañía”.

En lo atinente a las tarifas energéticas, la Compañía considera que el gobierno argentino continuará zanjando la brecha en las tarifas por capacidad fija pagadas por CAMMESA entre las plantas de generación reguladas en el marco de Energía Base, que es el marco regulatorio aplicable a la mayoría de los activos operativos de la Compañía actuales y los precios adjudicados en recientes contratos de subasta para proyectos de generación con fuentes de generación termoeléctrica en virtud de la Resolución N.º 287/2017. Durante 2017, las tarifas bajo Energía Base se convirtieron a tarifas denominadas en dólares estadounidenses y sufrieron significativos aumentos en comparación con las tarifas que se encontraban en vigencia al comienzo del año. La Compañía espera que en 2018 and 2019 dichas tarifas seguirán aumentando. Además, se espera que en 2018 se zanje la brecha entre la remuneración variable que paga CAMMESA a las plantas de generación termoeléctrica y a otras fuentes de energía como sería el caso de plantas de generación hidroeléctrica, que en la actualidad reciben una remuneración variable que es sensiblemente inferior. En este sentido, la Compañía también da por sentado que el gobierno argentino reinstaurará las ventas al mercado a término en el marco de contratos para recursos energéticos convencionales, incluyendo la energía hidroeléctrica que en gran medida habían estado suspendidos desde febrero de 2013. A través de este mercado, los generadores tendrían la libertad de celebrar contratos con Grandes Usuarios. La Compañía considera existe la probabilidad de que este mecanismo sea otra forma de reducir las brechas de precios mencionadas anteriormente. La Compañía no tiene control alguno sobre dichas tarifas y no puede asegurar que las tarifas se incrementarán del modo esperado; ni siquiera puede asegurar que se incrementarán ni que el gobierno argentino reinstaurará las ventas al mercado a término en el marco de contratos para energía convencional. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con el Sector Eléctrico Argentino—El gobierno argentino ha intervenido el sector eléctrico en el pasado y es probable que esa intervención continúe” y “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía—Los resultados de la Compañía dependen principalmente de la remuneración establecida por la Secretaria de Energía Eléctrica y obtenida de CAMMESA”.

En términos del desempeño de las centrales de la Compañía, ésta estima que sus centrales existentes alcanzarán los factores de disponibilidad en línea con sus desempeños históricos promedio a lo largo de los últimos diez años y en el caso de la expansión de sus proyectos de cogeneración y ciclo combinado potenciales que las centrales alcanzarán factores de disponibilidad de conformidad con las garantías brindadas por sus proveedores. La Compañía también estima que el factor de capacidad de su central de generación hidroeléctrica estará de acuerdo con su desempeño promedio histórico desde que la central fue adjudicada su concesión en 1994 y que el factor de capacidad de sus proyectos de parques eólicos será coherente con sus estudios de vientos, los que han sido certificados por expertos internacionales de gran reconocimiento. Sin embargo, la Compañía no está en condiciones de asegurar que los factores de disponibilidad esperados y el factor de capacidad serán coherentes con su desempeño histórico ni con las certezas brindadas por los proveedores.

Una porción sustancial de la remuneración de la Compañía actualmente está basada en capacidad fija y no en los niveles de generación. La Compañía da por sentado que la demanda de electricidad en Argentina continuará creciendo a un ritmo de aproximadamente el 3% por año de conformidad con el crecimiento promedio histórico desde 1996 y que pese a la adjudicación de nueva capacidad de generación, las unidades principales de la Compañía mantendrán su orden de despacho a causa de la eficiencia y el posicionamiento de sus centrales eléctricas dentro del sistema eléctrico de Argentina. El funcionamiento de las diversas unidades de la Compañía involucra riesgos y la Compañía no puede garantizar que logrará este desempeño en el futuro. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía—Ciertos factores ajenos al control de la Compañía podrían afectar su capacidad de ganar licitaciones públicas que involucren nueva capacidad de generación, o bien afectar o demorar la construcción de nuevas centrales eléctricas, una vez adjudicados los proyectos a la Compañía” y “Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con el

Sector Eléctrico Argentino —Las centrales eléctricas de la Compañía están sujetas al riesgo de averías mecánicas y eléctricas. Así pues, la consiguiente falta de disponibilidad de dichas centrales podría afectar la capacidad de la Compañía de cumplir con sus compromisos contractuales y de otra índole y, por lo tanto, afectar adversamente su negocio y sus resultados financieros”.

Además, la Compañía presupone que la venta de su Planta de La Plata a YPF se concretará en enero de 2018. Si se desea consultar el impacto que se espera que tendrá la venta de la Planta de La Plata sobre los resultados de las operaciones de la Compañía, véase “Información Financiera Proyectada Consolidada No Auditada”. La Compañía presupone que su producción de vapor resultará afectada por la venta de la Planta de La Plata pero que se recuperará en el año 2020 momento en el que se presupone que los proyectos de cogeneración adjudicados ya se encontrarán en línea. La concesión de la central de generación hidroeléctrica vence en 2023 y la Compañía considera que está bien posicionada para lograr que se prorrogue esta concesión. La Compañía también presupone que comenzará a recibir pagos de FONINVEMEM en relación con la central de Vuelta de Obligado cuando comience a funcionar, que se espera suceda en el primer trimestre de 2018 y continuar recibiendo pagos del FONINVEMEM en relación con las centrales San Martín y Belgrano hasta el décimo aniversario de sus operaciones, que se cumple en marzo de 2020. No es dable asegurar que se concretará la venta de la Planta de La Plata a YPF (véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía—Si no se cumplen las condiciones para la Venta de la Planta de La Plata, el resultado de las operaciones de la Compañía podría verse afectado negativamente”), que la Compañía logrará que se prorrogue su concesión para operar la central Piedra del Águila (“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía—La falta de renovación o rescisión anticipada del Contrato de Concesión HPDA podría afectar negativamente el resultado de las operaciones de la Compañía”) ni que la central Vuelta de Obligado comenzará con sus operaciones en el primer trimestre de 2018 (véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía—Ciertos factores ajenos al control de la Compañía podrían demorar la finalización de la planta de ciclo combinado de CVOSA”).

En lo que respecta a los principales costos de la Compañía, ésta presupone que durante 2018 el gobierno argentino seguirá permitiéndoles a los agentes de generación comprar el combustible necesario para el funcionamiento de sus centrales de generación termoeléctrica. Si esta reglamentación se implementa y los acuerdos de abastecimiento se pueden llevar a cabo en línea con la práctica anterior a 2009, la Compañía prevé que tendrá la oportunidad de generar un margen operativo adicional como resultado de las compras por la Compañía de fueloil y gas natural. Hasta 2009, la Compañía podía generar ganancias derivadas de ahorros en la compra de fuel oil, ahorros éstos que eran iguales a la diferencia entre el costo del fuel oil efectivamente pagado por CMMESA y el costo del fuel oil para la Compañía. Con respecto a las compras de gas natural por la Compañía, en lo que concierne al proyecto de cogeneración San Lorenzo recientemente adjudicado, por ejemplo, la Compañía obtuvo cotizaciones para gas natural a un precio 10% inferior al precio de referencia actual establecido por CMMESA a los fines de calcular el costo de gas natural para plantas de generación. Para la obtención de dichos márgenes brutos operativos adicionales, la Compañía espera aprovechar precios de combustible que sean mejores que los valores de entidad vehículo de referencia que proporciona CMMESA dada su escala de compañía del sector eléctrico privado de mayor envergadura de la Argentina medida en términos de electricidad generada, de conformidad con la información provista por CMMESA, y la ubicación, dispersa y estratégica, de los activos del sector eléctrico de la Compañía (véase “Resumen—Fortalezas Competitivas”). Como ejemplo del impacto estimado de este posible cambio, durante 2016 el costo total de los combustibles (provisto por CMMESA) consumido por todas las centrales de generación termoeléctrica de la Compañía fue de aproximadamente US\$953 millones, que estaba compuesto por US\$296 millones de compras de gas natural, US\$483 millones de compras de fuel oil y US\$174 millones de compras de gasoil, tomando en consideración el combustible de 2016 que se usó a precios del 28 de diciembre de 2017. En lo atinente a los proyectos de cogeneración de la Compañía y sus proyectos de ciclo combinado futuros potenciales, el combustible será obtenido por la Compañía pero los costos de combustible se trasladarán a CMMESA del modo estipulado en los PPA para los proyectos de cogeneración adjudicados. La Compañía también presupone un incremento de la cantidad de empleados en relación con sus nuevos proyectos pero considera que los salarios se mantendrán en línea con los niveles actuales en términos de dólares estadounidenses. No es dable asegurar que los costos de la Compañía, operativos y de otra índole, no subirán a un ritmo mayor, que el gobierno argentino una vez más les permitirá a los agentes de generación comprar el combustible necesario para el funcionamiento de sus centrales termoeléctricas ni que podrá beneficiarse de precios de combustible mejores que los valores de entidad vehículo de referencia que proporciona CMMESA. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Las medidas adoptadas por el gobierno, y las presiones de sectores sindicales, podrían requerir de aumentos salariales o beneficios adicionales, todo lo cual podría incrementar los costos operativos de las empresas”, “Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con el Sector Eléctrico Argentino—La Compañía opera en un sector altamente regulado que impone significativos costos a sus negocios y podría ser objeto de multas y penalidades, que a su vez podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de sus operaciones” y “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía—La capacidad de la Compañía de generar electricidad en sus plantas de generación termoeléctrica depende en parte de la disponibilidad de gas natural y, en menor medida, de combustible líquido”.

Políticas contables significativas

Esta reseña operativa y financiera de la Compañía se basa en los estados financieros consolidados auditados de esta última, los cuales han sido preparados de conformidad con las NIIF. Al preparar dichos estados financieros consolidados auditados, la Compañía

debe efectuar estimaciones y juicios que afectan los saldos registrados de activos y pasivos y los saldos registrados de ingresos y gastos y la información expuesta relacionada con activos y pasivos contingentes.

Las políticas contables significativas son aquellas que reflejan juicios, estimaciones o incertidumbres materiales y que pueden conducir a resultados sustancialmente diferentes bajo distintos supuestos y condiciones. Las estimaciones de la Compañía se basan en su experiencia histórica y en otros supuestos que considera razonables a la luz de las circunstancias, cuyos resultados constituyen la base para formarse un juicio sobre los valores contables de activos y pasivos que no surgen de manera evidente de otras fuentes. Sin embargo, las circunstancias y los supuestos acerca de futuros acontecimientos pueden variar debido a cambios en el mercado o circunstancias ajenas al control de la Compañía. Tales cambios se reflejan en los supuestos a medida que ocurren. Por consiguiente, los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones bajo distintos supuestos o condiciones. Dichos supuestos se revisan al cierre de cada período sobre el que se informa.

A continuación, se describen las políticas contables que la Compañía considera más significativas debido a que conllevan un nivel significativo de juicio y/o estimaciones y sus respectivos métodos de aplicación. Para más información sobre las políticas contables y los métodos utilizados en la preparación de los estados financieros consolidados auditados, véase la Nota 2.3 a los estados financieros consolidados auditados.

Reconocimiento de ingresos

Los ingresos de las actividades ordinarias se reconocen en la medida en que sea probable que los beneficios económicos fluyan a la Compañía y que los ingresos se puedan medir de manera fiable, independientemente del momento en el que el pago sea realizado por el cliente. Los ingresos se miden por el valor razonable de la contraprestación recibida o por recibir, teniendo en cuenta las condiciones de pago convenidas y sin incluir impuestos ni aranceles.

Los ingresos por ventas de energía se calculan a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios prevalecientes en el mercado eléctrico, de acuerdo con las regulaciones vigentes. Estos incluyen ingresos por la energía suministrada y no facturada, hasta la fecha de cierre del período que informa, valorados a los precios definidos en los contratos o en las regulaciones respectivas para cada período.

La gerencia de la Compañía debe efectuar supuestos sobre la fecha de cobro de estos créditos que no tienen una fecha de cobro fija, la cual es susceptible a cambios de un período a otro. El cobro del capital y los intereses de estos créditos está sujeto a diversos riesgos e incertidumbres de naturaleza comercial y económica, incluyendo, sin carácter limitativo, la finalización y puesta en marcha de usinas que generen fondos para cumplir con el pago de estas acreencias, cambios regulatorios que puedan incidir en la fecha y el importe de los cobros, y las condiciones económicas imperantes en Argentina. Las estimaciones de cobro que efectúa la Compañía se basan en supuestos que considera razonable pero que son inciertos por naturaleza. La Compañía devenga intereses por la cuentas a cobrar de CAMMESA una vez cumplidos los criterios de reconocimiento contable aplicables.

En 2010, la Compañía celebró un nuevo acuerdo con la Secretaría de Energía Eléctrica (el “Acuerdo de CVO”). Entre otras cuestiones, el Acuerdo de CVO estableció un marco para determinar un mecanismo de liquidación de los créditos comerciales pendientes devengados por los generadores durante el período 2008-2011 de acuerdo con la Resolución SE 406/03 (los “créditos LVFVD 2008 - 2011”), a los efectos de posibilitar la construcción de una central térmica de ciclo combinado denominada CVOSA. La Compañía tiene derecho a recibir el pago de los créditos LVFVD 2008-2011 en 120 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, más intereses a la tasa LIBOR a 30 días más un 5%. A su vez, los créditos, que actualmente están denominados en Pesos Argentinos, serán convertidos a Dólares Estadounidenses, al tipo de cambio vigente a la fecha del acuerdo. La Compañía no ha reconocido los intereses sobre estos créditos y el efecto del tipo de cambio para reconocer los créditos por cobrar en Dólares Estadounidenses, debido a incertidumbres de CAMMESA en torno a la aplicación de los términos del acuerdo, habida cuenta de que el mismo incluía ciertas condiciones precedentes para la finalización del proyecto de ciclo combinado y la obtención de las respectivas aprobaciones regulatorias, que no han sido aún cumplidas. Los efectos del Acuerdo de CVO serán reconocidos por la Compañía en los estados financieros una vez que se cumplan las condiciones precedentes indicadas.

Desvalorización de Propiedades, Planta y Equipo, y Activos Intangibles

Al cierre de cada período sobre el que se informa, la Compañía evalúa si hay indicios de que algún componente individual o grupo de propiedades, planta y equipo y/o activos intangibles con vidas útiles definidas pudieron haberse desvalorizado. Si existen tales indicios, la Compañía estima el valor recuperable de ese activo. El valor recuperable de un activo corresponde a su valor razonable menos el costo de venta del activo o a su valor de utilización económica, el que fuera superior. Ese importe se determina para un activo individual, a menos que el activo no genere flujos de efectivo en forma mayormente independiente de otros activos o grupos de activos;

en cuyo caso, se toman en cuenta los flujos de efectivo del grupo de activos que forma parte de la unidad generadora de efectivo (“UGE”) a la que pertenece.

Cuando el valor contable de un activo individual o UGE supera su valor recuperable, se considera que el activo individual o la UGE, según sea el caso, han sufrido una desvalorización y su valor de libros se reduce al valor recuperable.

Al evaluar el valor de utilización económica de un activo individual o UGE, los futuros flujos de efectivo estimados se descuentan a su valor presente, usando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje la actual estimación del mercado del valor tiempo del dinero y el riesgo específico del activo individual o UGE, según sea el caso.

Para determinar el valor razonable menos el costo de venta de un activo, se toman en cuenta transacciones de mercado recientes, si las hubiera. Caso contrario, se utiliza un modelo de valuación adecuado. Estos cálculos son verificados mediante métodos de valuación basados en comparables (múltiplos), valores cotizados de bienes similares en mercados activos y otros indicadores del valor razonable, si los hubiera.

Para estimar la desvalorización la Compañía utiliza presupuestos detallados y cálculos de proyecciones que se elaboran en forma separada para cada una de las UGE a la que se encuentran afectados los activos individuales. Generalmente, estos presupuestos detallados y cálculos de proyecciones abarcan un período de cinco años. Para períodos más largos, se calcula una tasa de crecimiento a largo plazo que se aplica para proyectar los futuros flujos de efectivo después del quinto año.

Se reconoce una pérdida por desvalorización de las actividades continuadas en el estado de resultados en las categorías de gastos que correspondan a la función del activo desvalorizado, generalmente, en costo de ventas u otros gastos operativos.

Por otra parte, para aquellos activos respecto de los que se ha contabilizado una pérdida por desvalorización, al cierre de cada período sobre el que se informa, se efectúa una evaluación para determinar si hay indicios de que una pérdida por desvalorización reconocida en períodos anteriores pudo haber dejado de existir o pudo haber disminuido. Si existen esos indicios, la Compañía estima el valor recuperable del activo individual o de la UGE, según corresponda.

Una pérdida por desvalorización reconocida en períodos anteriores se reversa únicamente si se produjo algún cambio en los supuestos utilizados para determinar el valor recuperable del activo individual o UGE desde que se reconoció la última pérdida por desvalorización. La reversión se limita en el sentido de que el valor contable del activo o la UGE no puede superar su valor recuperable, ni el valor contable que se habría estimado, neto del correspondiente cargo por amortización, si no se hubiese reconocido pérdida por desvalorización alguna respecto al activo o UGE en períodos anteriores. La aludida reversión se reconoce en el estado de resultados, bajo el mismo rubro en el que se había reconocido anteriormente el respectivo cargo por desvalorización (por lo general, en el costo de ventas u otros gastos operativos), a menos que el activo se contabilice a un valor revaluado, en cuyo caso, la reversión se trata como un incremento por revaluación.

Provisiones por desmantelamiento de planta

Se ha reconocido una provisión que cubre los costos por desmantelamiento de la central de cogeneración ubicada dentro de la refinería de YPF S.A. acorde a lo previsto en el contrato con dicha sociedad con efecto hasta que se produzca la extinción del contrato, que, con respecto al abastecimiento de vapor a YPF, fue prorrogado por un período de cinco meses contados a partir del 31 de octubre de 2017. La extinción de dicho contrato tendrá lugar en la fecha de extinción vigente o en la Fecha de Vigencia de la Venta de la Planta de La Plata, lo que ocurra primero.

Conforme a los términos de la Venta de la Planta de La Plata, en caso de que la planta La Plata sea transferida a YPF EE, esta obligación presente dejará de existir. Los costos por desmantelamiento de la planta se provisionan por el valor presente de los costos esperados para cancelar la obligación, utilizando flujos de efectivo futuros estimados, y se reconocen como parte integrante del costo de maquinarias y equipos en el rubro Propiedades, Planta y Equipos. Al determinar el valor razonable, se realizaron estimaciones en relación con las tasas de descuento, tipo de cambio y el costo esperado para el desmonte y retiro de la planta. Para mayor información, véase “Resumen—Acontecimientos Recientes—Venta de la Planta de La Plata”.

Reservas para contingencias

En el giro ordinario de los negocios, la Compañía está expuesta a demandas de diversa naturaleza (por ejemplo, comerciales, laborales, impositivas, previsionales, cambiarias o aduaneras) y a otras situaciones contingentes derivadas de la interpretación de la normativa aplicable que pueden derivar en una pérdida, cuya materialización depende de que se susciten o no uno o varios acontecimientos. Para evaluar estas contingencias, la gerencia utiliza sus propios criterios y los criterios de sus asesores legales, internos

y externos, como también la información disponible a las respectivas fechas. Si como resultado de la evaluación de la contingencia se concluye que es probable que la pérdida se materialice y el importe en cuestión se puede estimar de manera fiable, la Compañía contabiliza una provisión para contingencias al cierre del período sobre el que se informa.

La provisión para contingencias refleja una estimación razonable de las pérdidas en las que la Compañía incurrirá según la información que le fuera facilitada a la gerencia a la fecha de los estados financieros, tomando en cuenta sus estrategias para dirimir, resolver y conciliar las acciones legales en cuestión. Sin embargo, las circunstancias y los supuestos pueden variar debido a cambios en las circunstancias ajenos al control de la Compañía.

Beneficios a los empleados a largo plazo

La Compañía otorga beneficios a todos los empleados sindicalizados cuando obtienen el beneficio jubilatorio ordinario del Sistema Integrado Previsional Argentino en base a múltiplos de sus remuneraciones. Por otra parte, la Compañía otorga beneficios por antigüedad a todos los empleados sindicalizados al alcanzar un determinado nivel de antigüedad, en función de sus salarios normales.

El importe reconocido como pasivo en concepto de tales beneficios incluye el valor presente del pasivo al cierre del período sobre el que se informa, y se determina mediante el método de la unidad de crédito proyectada, calculada mediante valuaciones actuariales. Las valuaciones actuariales conllevan diversos supuestos que pueden diferir de los acontecimientos que efectivamente se sucedan en el futuro. Estos supuestos incluyen la evaluación de la tasa de descuento, los futuros incrementos salariales y los índices de mortalidad. Debido a la complejidad de la valuación, los supuestos subyacentes y su naturaleza a largo plazo, las obligaciones relacionadas con los beneficios son sensibles a cambios debido a dichos supuestos. Estos supuestos se revisan al cierre de cada ejercicio sobre el que se informa.

Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen en su totalidad en otros resultados integrales en el período en el que ocurren y se imputan inmediatamente a resultados acumulados y no se reclasifican a resultados en períodos posteriores.

Ley JOBS de 2012

En el marco de la Ley *Jumpstart Our Business Startups* de 2012 (la “Ley JOBS”), las empresas de crecimiento emergente, como la Compañía, pueden acogerse a un período de transición más prolongado para cumplir con normas contables nuevas o modificadas, aplicables a sociedades que cotizan en bolsa. La Compañía ha optado por no acogerse al beneficio del período más prolongado para cumplir con la normativa contable nueva o modificada; sin embargo, ha optado por adoptar algunos de los requisitos de divulgación de información reducida disponibles para empresas de crecimiento emergente.

Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) e interpretaciones emitidas pero que aún no han entrado en vigencia

Se han emitido las siguientes normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas, pero las mismas no habían entrado en vigencia a la fecha de emisión de este Prospecto. En este sentido, se indican únicamente aquellas normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas que la Compañía prevé serán de aplicación en el futuro. En líneas generales, la Compañía adopta estas normas, según corresponda, a partir de la fecha en la que entran en vigencia, aunque en algunos casos puede optar por la adopción anticipada.

NIIF 9 - Instrumentos financieros

En julio de 2014, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”, por sus siglas en inglés) emitió la versión final de la NIIF 9 (Instrumentos financieros), en reemplazo de la NIC 39 Instrumentos financieros: Reconocimiento y medición y versiones anteriores de la NIIF 9. Esta norma conjuga los tres aspectos del proyecto de contabilidad para instrumentos financieros: clasificación y medición, desvalorización y contabilidad de cobertura. La NIIF 9 se aplica a períodos que comienzan a partir del 1 de enero de 2018 y se admite su aplicación anticipada. La norma debe aplicarse en forma retrospectiva, a excepción de sus disposiciones sobre contabilidad de cobertura, pero no es necesario reformular la información comparativa. En cuanto a la contabilidad de cobertura, generalmente, los requisitos se aplican de manera prospectiva, con algunas excepciones limitadas.

La Compañía se encuentra evaluando el impacto de esta norma sobre la presentación y exposición de su información financiera, aunque actualmente considera que la adopción de la NIIF 9 no tendrá un efecto significativo en su situación patrimonial consolidada, resultado de las operaciones o flujos de caja.

NIIF 15 – Ingresos procedentes de contratos con clientes

La NIIF 15 “Ingresos procedentes de contratos con clientes” fue emitida en mayo de 2014 y propone un modelo de cinco pasos para contabilizar los ingresos procedentes de contratos con clientes. Conforme a la NIIF 15, se deben reconocer ingresos por un importe que refleja la contraprestación que una entidad prevé tendrá derecho a recibir a cambio de la transferencia de bienes o servicios a un cliente. La nueva norma reemplazará todos los actuales requisitos de reconocimiento de ingreso en virtud de las NIIF. La Compañía espera adoptar la NIIF 15 el 1 de enero de 2018 y aplicar el enfoque retrospectivo modificado conforme al cual el ajuste del efecto acumulativo debe registrarse a la fecha de adopción. La Compañía se encuentra evaluando el impacto de esta norma sobre la presentación y exposición de su información financiera, aunque actualmente considera que la adopción de la NIIF 15 no tendrá un efecto significativo en su situación patrimonial consolidada, resultado de las operaciones o flujos de caja.

NIC 7 – Iniciativa para mejorar la información presentada en los estados financieros – Modificaciones a la NIC 7

Las modificaciones a la NIC 7 Estado de flujos de efectivo exigen a las entidades presentar información que permita a los usuarios de estados financieros evaluar las variaciones en los pasivos con origen en actividades de financiamiento, incluidos cambios en los flujos de efectivo y cambios no monetarios. En oportunidad de la aplicación inicial de la modificación, las entidades no están obligadas a presentar información comparativa para períodos anteriores. Estas modificaciones tienen vigencia para períodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2017 y se admite su aplicación anticipada.

La Compañía no está obligada a suministrar información adicional en sus estados financieros consolidados condensados intermedios, pero tiene previsto presentar información adicional en sus estados financieros consolidados anuales correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

NIC 12 – Reconocimiento de activos por impuesto diferido por pérdidas no realizadas - Modificaciones a la NIC 12

Las modificaciones aclaran que una entidad debe considerar si las leyes en materia tributaria restringen la ganancia imponible contra la que puede imputar deducciones por la reversión de diferencias temporarias deducibles. Por otra parte, las modificaciones brindan pautas acerca de cómo una entidad debe determinar la futura ganancia imponible y explicar las circunstancias en las cuales la ganancia imponible puede incluir la recuperación de algunos activos por un valor superior al valor contable.

Las entidades están obligadas a aplicar las modificaciones en forma retrospectiva. Estas modificaciones tienen vigencia para períodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2017 y se admite su aplicación anticipada.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados.

NIIF 16 – Arrendamientos

En enero de 2016, el IASB publicó la versión final de la NIIF 16, una nueva norma sobre contratos de arrendamiento que reemplaza a la NIC 17 “Arrendamientos”, IFRIC 4 “Cómo determinar si un contrato contiene un contrato de arrendamiento”, SIC-15 “Arrendamientos operativos - incentivos”, y SIC-27 “Evaluación del contenido de transacciones que involucran la forma jurídica del arrendamiento”. Las NIIF 16 estipula los principios para el reconocimiento, la medición, la presentación y la exposición de contratos de arrendamiento y exige que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo contable para la contabilización de arrendamientos financieros bajo la NIC 17. La norma incluye dos exenciones al reconocimiento: contratos de arrendamientos que tengan por objeto activos de “escaso valor” (por ej., computadoras personales) y contratos de arrendamiento a corto plazo (por ej., contratos de arrendamiento por un plazo de 12 meses o menos). Al inicio de un contrato de arrendamiento, el arrendatario debe reconocer un pasivo para efectuar los pagos del arrendamiento (es decir, el pasivo correspondiente al arrendamiento) y un activo que representa el derecho a usar el activo subyacente durante el plazo del arrendamiento (es decir, el activo objeto del derecho de uso). Los arrendatarios deben reconocer en línea aparte los intereses pagados sobre el pasivo correspondiente al arrendamiento y la depreciación del activo objeto del derecho de uso.

La contabilidad del arrendador conforme a la NIIF 16 prácticamente no presenta variaciones respecto a la contabilidad vigente hoy día bajo la NIC 17. Los arrendadores seguirán clasificando todos los contratos de arrendamiento utilizando el mismo principio de clasificación que el previsto en la NIC 17 y deben distinguir entre dos tipos de contratos de arrendamiento: operativo y financiero. La NIIF 16 también exige que los arrendatarios y arrendadores presenten más información que bajo la NIC 17. La NIIF 16 se aplica a períodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2019, inclusive. Se permite la adopción anticipada, pero no antes de que la entidad en cuestión aplique la NIIF 15. Un arrendatario puede optar por aplicar la norma usando el enfoque plenamente retrospectivo o el enfoque retrospectivo modificado.

La Compañía aún no ha determinado qué impacto, si es que hubiera alguno, tendrá la adopción de la nueva norma sobre sus estados financieros consolidados.

Interpretación IFRIC 23 - Incertidumbre respecto a los tratamientos a dispensar en el impuesto a las ganancias

En junio de 2017, el IASB emitió la Interpretación IFRIC 23—Incertidumbre respecto a los tratamientos a dispensar en el impuesto a las ganancias. La interpretación aclara la aplicación de los requisitos de reconocimiento y medición en la NIC 12 Impuesto a las ganancias, cuando existe incertidumbre respecto a los tratamientos a dispensar en el impuesto a las ganancias. La interpretación aborda específicamente los siguientes temas: (a) si una entidad considera o no tratamientos impositivos inciertos en forma separada, (b) los supuestos que una entidad realiza acerca del análisis del tratamiento impositivo por parte de las autoridades tributarias, (c) cómo determina una entidad la ganancia imponible (quebranto), la base imponible, los quebrantos no utilizados, los créditos fiscales no utilizados y las alícuotas impositivas, y (d) cómo una entidad considera los cambios en los hechos y las circunstancias. La IFRIC 23 se aplica a períodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2019, inclusive. Se permite la aplicación anticipada.

La Compañía aún no ha determinado qué impacto, si es que hubiera alguno, tendrá la adopción de la nueva interpretación sobre sus estados financieros consolidados auditados.

Resultado de las Operaciones

Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 comparado con el período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre de 2016

El siguiente cuadro proviene de los estados financieros consolidados condensados intermedios de la Compañía al 30 de septiembre de 2017 y por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y 2016 y presenta los resultados de las operaciones para los períodos indicados:

	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de		Variación al
	2017	2016	30 de septiembre de
	<i>(en miles de Ps.)</i>		<i>(en porcentajes)</i>
	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2017/2016</u>
Ingresos.....	5.718.278	3.905.310	46,42%
Costo de ventas	(2.983.155)	(2.287.369)	30,42%
Margen bruto	2.735.123	1.617.941	69,05%
Gastos administrativos y de comercialización	(453.154)	(339.329)	33,54%
Otros ingresos operativos.....	311.588	986.703	(68,42%)
Otros gastos operativos	(35.575)	(105.740)	(66,36%)
Ganancia operativa	2.557.982	2.159.575	18,45%
Ingresos financieros	835.800	496.088	68,48%
Gastos financieros.....	(485.927)	(639.052)	(23,96%)
Resultados por participación en asociadas.....	222.915	85.967	159,30%
Ganancia antes del impuesto a las ganancias.....	3.130.770	2.102.578	48,90%
Impuesto a las ganancias del período.....	(1.051.681)	(699.432)	50,36%
Resultado neto del período	2.079.089	1.403.146	48,17%
Otros resultados integrales del período.....	(294.241)	141.273	N/D
Total resultados integrales del período	1.784.848	1.544.419	15,57%

Ingresos

El siguiente cuadro presenta los ingresos de la Compañía para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016:

	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de		Variación al 30 de septiembre de
	2017	2016	2017/2016
	<i>(en miles de Ps.)</i>		<i>(en porcentajes)</i>
Energía Base (Resoluciones SE N° 19/2017 y 95/2013) (1)	3.548.005	2.332.169	52,13%
Venta de Energía en el mercado spot (2) (3)	943.316	610.487	54,52%
Ventas por contrato (3)	747.739	590.936	26,53%
Ventas de vapor (3)(4)	479.218	370.922	29,20%
Prestación de servicios.....	—	796	N/D
Total ingresos provenientes de las actividades ordinarias	5.718.278	3.905.310	46,42%

- (1) Incluye, únicamente para el mes de enero de 2017, ingresos derivados de remuneración fideicomiso adicional en la forma de LVFVD de CAMMESA, e ingresos derivados de remuneración por mantenimientos no recurrentes en forma de LVFVD de CAMMESA. Véase “—Ingresos—Energía Base”.
- (2) Incluye (i) ventas de energía y capacidad no remuneradas conforme a las Resoluciones N° 19/2017 y 95/2013 y (ii) la remuneración conforme a la Resolución N° 724/2008 relacionada con los contratos con CAMMESA para mejorar la capacidad de generación de energía existente en Argentina. Véase “El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—Insuficiencia del Fondo de Estabilización y Respuestas del Gobierno Argentino —El Programa Nacional”.
- (3) Incluye (i) la energía vendida conforme al contrato a largo plazo con YPF para la planta de La Plata, que YPF acordó comprar a la Compañía, con sujeción a ciertas condiciones, a YPF EE (para mayor información sobre la Venta de la Planta de La Plata, véase “Resumen—Acontecimientos Recientes—Venta de la Planta de La Plata”) y (ii) la energía vendida en virtud de Energía Plus (para más información sobre las ventas por contrato en el mercado a término de la Compañía, véase “Información sobre la Compañía —Clientes”).
- (4) Incluye vapor vendido en virtud del contrato de suministro de vapor que la Compañía tiene con YPF para la planta de La Plata, la cual YPF EE acordó comprar a la Compañía, con sujeción a ciertas condiciones (para mayor información sobre la Venta de la Planta de La Plata, véase “Resumen—Acontecimientos Recientes—Venta de la Planta de La Plata”).

Los ingresos correspondientes al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 ascendió a un total de Ps. 5,72 mil millones, un aumento del 46,42% frente a los Ps. 3,91 mil millones registrados en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016. Dicho aumento obedece principalmente a:

- un aumento del 52,13% en los ingresos de la Compañía por ventas de energía bajo Energía Base por un total de Ps. 3,55 mil millones durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, comparado con Ps. 2,33 mil millones durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, atribuible fundamentalmente a (a) un aumento en los precios otorgados por la Resolución SEE N° 19/17 adoptada en marzo de 2016, en comparación con los otorgados por la Resolución SEE N° 22/16, con efecto retroactivo a febrero de 2017, por la capacidad y energía eléctrica vendidas bajo Energía Base. Véase “—Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Compañía— Ingresos—Energía Base” y, en menor medida, a (b) un incremento del 3,13% en la cantidad de energía vendida bajo este marco (11.525 GWh durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, frente a 11.175 GWh durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016);
- un aumento de 54,52% en los ingresos de la Compañía por ventas de energía eléctrica en el mercado spot por un total de Ps. 943,32 millones durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, en comparación con Ps. 610,49 millones durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, principalmente atribuible a: (a) un aumento del 57,80% en el precio de la energía vendida a CAMMESA como consecuencia del incremento en el costo del combustible utilizado en la generación de la energía eléctrica vendida en el mercado spot; (b) un aumento de 0,87% en la cantidad de energía vendida en el mercado spot (230 GWh en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, frente a 228 GWh en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016); (c) una devaluación del peso del 11,43% respecto del dólar estadounidense, calculada como el tipo de cambio promedio del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, en comparación con el tipo de cambio promedio del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, la cual incidió en la remuneración recibida en virtud de la Resolución N° SE 724/08 relacionada con contratos con CAMMESA los cuales se encuentran denominados en Dólares Estadounidenses; (d) una reducción del 71,83% en las sanciones pecuniarias derivadas de los ingresos de la Compañía por remuneraciones en virtud de la Resolución SE N° 724/08; (e) un aumento del 100% en los precios que la Compañía le cobra a CAMMESA por los servicios de regulaciones de frecuencia primaria y secundaria que presta, incremento de precios que se debió a la entrada en vigencia de la Resolución SEE N° 20/17 en febrero de 2017; y (f) un aumento del 21,89% en el monto de los servicios prestados a CAMMESA;

3. un aumento del 26,53% en los ingresos por ventas por contrato de la Compañía (incluyendo el contrato con YPF para energía y los contratos de Energía Plus, los cuales se encuentran denominados en Dólares Estadounidenses), que ascendieron a Ps. 747,74 millones durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, en comparación con Ps. 590,94 millones durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, principalmente atribuible a (a) una devaluación del peso del 11,43% respecto del dólar estadounidense, calculada como el tipo de cambio promedio del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 en comparación con el tipo de cambio promedio del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, (b) un aumento del 12,69% en el precio denominado en dólares de la energía vendida bajo este contrato, a un precio promedio de U\$S81,24/MWh durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, frente a un precio promedio de U\$S72,10/MWh durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, debido a disposiciones de incremento automático del precio en dichos contratos por el incremento del costo del combustible; y (c) un aumento del 4,81% del monto de la energía vendida en virtud de los contratos; y
4. un aumento del 29,2% en los ingresos por ventas de vapor a YPF, el cual ascendió a Ps. 479,22 millones durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, en comparación con Ps. 370,92 millones durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, primordialmente atribuible a: (a) una devaluación del peso del 11,43% respecto del dólar estadounidense, calculada como el tipo de cambio promedio del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 en comparación con el tipo de cambio promedio del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016 (el precio unitario en dólares estadounidenses no se modificó), y (b) un aumento del 1,33% en la cantidad de vapor vendido (2,141,365 toneladas en los primeros nueve meses de 2017 frente a 2.113.273 toneladas durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016).

Costo de Ventas

El siguiente cuadro presenta el costo de ventas de la Compañía para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016:

	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de		Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de
	2017	2016	2017/2016
	<i>(en miles de Ps.)</i>		<i>(en porcentajes)</i>
Inventario al comienzo del período.....	168.795	112.291	50,32%
Compras.....	1.325.808	920.462	44,04%
Gastos operativos:			
Remuneraciones de los empleados.....	681.997	539.561	26,40%
Otros beneficios a largo plazo para los empleados.....	18.074	15.048	20,11%
Depreciación de la propiedad, planta y equipo...	181.404	149.110	21,66%
Amortización de intangibles.....	23.394	23.279	0,49%
Compra de energía y potencia.....	57.645	22.531	155,85%
Honorarios y retribuciones por servicios.....	140.318	126.466	10,95%
Gastos de mantenimiento.....	302.357	261.381	15,68%
Consumo de materiales y repuestos.....	90.464	116.855	(22,58)%
Seguros.....	108.801	91.422	19,01%
Derechos y regalías.....	78.248	38.378	103,89%
Impuestos y gravámenes.....	3.725	2.342	59,05%
Otros.....	1.626	1.274	27,63%
Bienes de cambio al cierre de cada período.....	(199.501)	(133.031)	49,97%
Total Costo de ventas.....	2.983.155	2.287.369	30,42%

El costo de ventas correspondiente al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 ascendió a un total de Ps. 2,98 mil millones, un aumento del 30,42% frente a los Ps. 2,29 mil millones registrados durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016. Este incremento obedeció primordialmente a:

1. un aumento de Ps. 395,38 millones o 43,94% en el consumo de insumos de producción (registrados como inventarios al comienzo del período más compras durante el período, *menos* los inventarios al cierre del período), principalmente atribuible al incremento en el costo del combustible para las unidades generadoras que operan en relación con ventas por contrato y ventas de vapor, incluyendo los contratos con YPF para electricidad y vapor y contratos de Energía Plus (denominados en Dólares Estadounidenses en virtud de dichos contratos), debido a (a) una devaluación del peso del 11,43% respecto del dólar estadounidense calculada como el tipo de cambio promedio del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, comparado con el tipo de cambio promedio del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, y (b) un aumento del 106,34% del costo del combustible en abril de 2016;
2. un aumento de Ps. 142,44 millones o del 26,40% en las remuneraciones de los empleados, como consecuencia de los convenios colectivos; y
3. un aumento de Ps. 40,98 millones o 15,68% en los gastos de mantenimiento, principalmente atribuible a: (a) una devaluación del peso del 11,43% respecto del dólar estadounidense calculada como el tipo de cambio promedio del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 comparado con el tipo de cambio promedio del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, la cual incidió en el costo de los contratos de servicios de mantenimiento a largo plazo relacionados con algunas centrales térmicas, los cuales están denominados en Dólares Estadounidenses, y (b) un incremento en las horas de funcionamiento de algunas centrales térmicas de la Compañía, lo cual incrementó los cargos bajo contratos de servicios de mantenimiento a largo plazo.

Margen bruto

El margen bruto del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 ascendió a Ps. 2,74 mil millones, un aumento del 69,05% respecto de los Ps. 1,62 mil millones registrados durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, debido a las razones citadas antes. El margen bruto correspondiente al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 fue de 47,83% en comparación con un margen bruto de 41,43% durante el mismo período de 2016.

Gastos administrativos y de comercialización

Los gastos administrativos y de comercialización del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 ascendieron a Ps. 453,15 millones, un aumento del 33,54% respecto de los Ps. 339,33 millones del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016. Este incremento obedeció primordialmente a:

1. un aumento de Ps. 55,66 millones o del 34,30% en las remuneraciones de los empleados producto de un ajuste de los sueldos de los empleados principalmente debido al incremento de la inflación en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017;
2. un aumento de Ps. 25,66 millones o 27,96% en los cargos y remuneraciones por servicios, principalmente debido a un aumento de Ps. 19,37 millones en gastos de viáticos, comidas y servicios de seguridad, entre otros, a causa del aumento en el precio de esos servicios, y un aumento de Ps. 2,66 millones en servicios profesionales relacionados con actividades financieras; y
3. un aumento de Ps. 7,33 millones o 50,93% en impuestos y tasas debido a mayores ingresos, costos e inversiones de capital realizadas durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017.

Otros ingresos operativos

En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, el rubro Otros ingresos operativos ascendió a Ps. 311,59 millones, una disminución del 68,42% frente a los Ps. 986,70 millones registrados en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016. Esta disminución obedeció primordialmente a:

1. una ganancia extraordinaria de Ps. 520,4 millones asociada a una revisión de la estimación de los saldos reconocidos al 31 de diciembre de 2015 por ciertos créditos de CAMMESA relacionados con el concepto “remuneración fideicomiso adicional” en la forma de LVFVD para financiar nuevos proyectos, sobre la base de cambios en el sector de energía; y

- una disminución de Ps.146,08 millones u 81,76% en las diferencias de cambio a favor generadas por créditos y deudas comerciales, neto denominadas en dólares estadounidenses, como resultado de los siguientes factores: (a) una devaluación del 8,94% del peso frente al dólar estadounidense en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, calculada al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre de 2017 en comparación con el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2016, frente a una devaluación del 17,41% del peso frente al dólar estadounidense en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016 (calculada al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre de 2016 en comparación con el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2015); y (b) una disminución en los créditos y deudas comerciales, neto denominados en dólares estadounidenses (los que ascendían a U\$S44,17 millones al 30 de septiembre de 2017, en comparación con U\$S71,75 millones al 31 de diciembre de 2016).

Otros gastos operativos

En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, el rubro Otros gastos operativos ascendió a Ps. 35,58 millones, una disminución del 66,36% frente a los Ps. 105,74 millones registrados en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016. Esta disminución obedeció primordialmente a una disminución en las provisiones de Ps. 36,62 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, frente a los Ps. 105,50 millones del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016. Para más información, véase “Información sobre la Compañía—Litigios—Declaración del impuesto a las ganancias de 2014”.

Ganancia operativa

Por las razones citadas más arriba, en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre 2017, el rubro ganancia operativa ascendió a Ps. 2,56 mil millones, un aumento del 18,45% frente a los Ps. 2,16 mil millones registrados en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016. Esto se corresponde con un margen operativo de 44,73% en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, frente a un margen operativo de 55,30% en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016.

Ingresos financieros

En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, los ingresos financieros ascendieron a Ps. 835,80 millones, un aumento del 68,48% frente a los Ps. 496,09 millones registrados en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016. Este incremento obedeció primordialmente a:

- ingresos netos por la enajenación de activos financieros disponibles para la venta por Ps. 714,99 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre 2017, en comparación con los Ps. 197,23 millones contabilizados por ese concepto en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016; principalmente, a causa de un incremento en las ventas de activos financieros disponibles para la venta en los primeros nueve meses de 2017; y
- un incremento de los ingresos por intereses de Ps. 116,09 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, frente a los Ps. 50,86 millones del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, debido a un aumento en los activos financieros que devengan intereses;

Gastos financieros

En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, los gastos financieros ascendieron a Ps. 485,93 millones, una disminución de 23,96% de los Ps. 639,05 millones registrados en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016. Esta disminución obedeció primordialmente a una diferencia de cambio menor, que ascendió a Ps. 32,32 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, en comparación con los Ps. 229,28 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, debido a menores préstamos denominados en dólares estadounidenses durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, con motivo de la cancelación anticipada de la totalidad de las Obligaciones Negociables Clase I Serie 2007 el 30 de junio de 2016, por un monto de U\$S 51,62 millones. Esto fue parcialmente compensado por un incremento en los intereses devengados a pagar a CAMMESA (Ps. 426,36 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, en comparación con Ps. 326,49 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016). El incremento en los intereses pagados se debió a un mayor financiamiento otorgado por CAMMESA, principalmente, para el

mantenimiento de maquinarias que, de acuerdo con lo reglado por la Resolución 146 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, fue financiado a través de CAMMESA en 2016.

Resultados por participación en asociadas

En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, los resultados por participación en asociadas ascendieron a Ps.222,92 millones, un aumento del 159,30% respecto de los Ps. 85,97 millones registrados en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016. Este incremento obedeció primordialmente a una ganancia de Ps. 193,89 millones por la participación de la Compañía en Ecogas a través de Inversora de Gas del Centro S.A. (“IGCE”) e Inversora de Gas Cuyana (“IGCU”) en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, en comparación con los Ps. 56,44 millones del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, debido a un incremento en las ganancias de dichas sociedades a causa del aumento de las tarifas vigentes desde octubre de 2016 y abril de 2017.

Impuesto a las Ganancias

En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre 2017, el impuesto a las ganancias ascendió a Ps. 1,05 mil millones, un aumento del 50,36% frente a los Ps. 699,43 millones registrados en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016. Este aumento obedece principalmente al incremento en la ganancia imponible del período. Las tasas efectivas del impuesto de 2016 y 2015 fueron de 33,59% y 33,27%, respectivamente.

Resultado neto del ejercicio

Por las razones citadas más arriba, la ganancia neta del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre 2017 ascendió a Ps. 2,08 mil millones, un aumento del 48,17% frente a los Ps. 1,40 mil millones registrados en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre 2016.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015

El siguiente cuadro proviene de los estados financieros consolidados auditados de la Compañía y presenta los resultados de las operaciones para los períodos indicados:

	Al 31 de diciembre de,		Variación al
	2016	2015 ⁽¹⁾	31 de diciembre de
	<i>(en miles de Ps.)</i>		2016/2015
			<i>(en porcentajes)</i>
Ingresos.....	5.320.413	3.234.775	64,48%
Costo de ventas.....	(3.151.731)	(1.750.209)	80,08%
Margen bruto.....	2.168.682	1.484.566	46,08%
Gastos administrativos y de comercialización.....	(460.633)	(379.409)	21,41%
Otros ingresos operativos.....	1.165.506	741.687	57,14%
Otros gastos operativos.....	(84.845)	(53.961)	57,23%
Ganancia operativa.....	2.788.710	1.792.883	55,54%
Ingresos financieros.....	420.988	362.363	16,18%
Gastos financieros.....	(634.903)	(160.186)	296,35%
Resultados por participación en asociadas.....	147.513	43.390	239,97%
Ganancia antes del impuesto a las ganancias.....	2.722.308	2.038.450	33,55%
Impuesto a las ganancias del ejercicio.....	(953.472)	(696.452)	36,90%
Resultado neto del ejercicio.....	1.768.836	1.341.998	31,81%
Otros resultados integrales del ejercicio.....	199.075	132.953	49,73%
Total resultados integrales del ejercicio.....	1.967.911	1.474.951	33,42%

(1) Reexpresado para proyectar la Fusión 2016. Véase “Información sobre la Compañía— Historia y desarrollo de la Compañía—Fusión 2016”.

Ingresos

El siguiente cuadro presenta los ingresos de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Al 31 de diciembre de,		Variación al
	2016	2015	31 de diciembre de 2016/2015
	<i>(en miles de Ps.)</i>		<i>(en porcentajes)</i>
Energía Base (Resolución SE N° 95/2013) ⁽¹⁾	3.114.552	2.317.042	34,42%
Venta de Energía en el mercado spot ^{(2) (3)}	857.866	336.064	155,27%
Ventas por contrato ⁽³⁾⁽⁴⁾	815.587	383.030	112,93%
Ventas de vapor	531.612	190.401	179,21%
Prestación de servicios.....	796	8.238	(90,34)%
Total ingresos provenientes de las actividades ordinarias	5.320.413	3.234.775	64,48%

- (1) Incluye, remuneración fideicomiso adicional en la forma de LVFVD de CAMMESA, e ingresos derivados de remuneración por mantenimientos no recurrentes en forma de LVFVD de CAMMESA. Véase “—Ingresos—Energía Base”.
- (2) Incluye (i) ventas de energía y capacidad no remuneradas conforme a la Resolución N° 95 y (ii) la remuneración conforme a la Resolución N° 724/2008 relacionada con los contratos con CAMMESA para mejorar la capacidad de generación de energía existente en Argentina. Véase “El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—Insuficiencia del Fondo de Estabilización y Respuestas del Gobierno Argentino —El Programa Nacional”.
- (3) Incluye (i) la energía vendida conforme al contrato a largo plazo con YPF para la planta de La Plata y otras ventas por contrato en el mercado a término y (ii) la energía vendida en virtud del marco regulatorio de Energía Plus (para más información sobre las ventas por contrato en el mercado a término de la Compañía, véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—Clientes”).
- (4) Incluye vapor vendido en virtud del contrato de suministro de vapor que la Compañía tiene con YPF para la planta de La Plata, la cual YPF EE acordó comprar a la Compañía, con sujeción a ciertas condiciones (para mayor información sobre la Venta de la Planta de La Plata, véase “Resumen—Acontecimientos Recientes—Venta de la Planta de La Plata”).

Los ingresos correspondientes al ejercicio 2016 ascendieron a Ps. 5,32 mil millones, un aumento del 64,48% frente a los Ps. 3,23 mil millones registrados en 2015. Dicho aumento obedece principalmente a:

1. un aumento del 34,42% en los ingresos de la Compañía por ventas de energía bajo Energía Base por un total de Ps. 3,11 mil millones durante el ejercicio 2016, comparado con Ps. 2,32 mil millones en 2015, atribuible fundamentalmente a los ajustes de precios otorgados por la Resolución SEE N° 22/16 adoptada en marzo de 2016, con efecto retroactivo a febrero de 2016, por la capacidad y energía eléctrica vendidas bajo Energía Base. Véase “—Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Compañía— Ingresos—Energía Base”. Este incremento se vio parcialmente compensado por una disminución del 13,95% en la cantidad de energía vendida bajo este marco (14.621 GWh en 2016, frente a 16.991 GWh en 2015), primordialmente a causa de la menor disponibilidad de agua en la planta Piedra del Águila de la Compañía;
2. un aumento de 155,27% en los ingresos de la Compañía por ventas de energía eléctrica en el mercado spot por un total de Ps. 857,87 millones en 2016, en comparación con Ps. 336,06 millones en 2015, principalmente atribuible a: (a) una devaluación del peso del 60,17% respecto del dólar estadounidense, calculada como el tipo de cambio promedio del ejercicio 2016, en comparación con el tipo de cambio promedio del ejercicio 2015, la cual incidió en la remuneración recibida en virtud de la Resolución N° SE 724/08 relacionada con contratos con CAMMESA los cuales se encuentran denominados en Dólares Estadounidenses, (b) un aumento de 54,08% en la cantidad de energía vendida en el mercado spot (309 GWh en 2016, frente a 200 GWh en 2015), (c) un aumento de 180% en el precio de la energía vendida a CAMMESA, como consecuencia del incremento en el costo del combustible utilizado en la generación de la energía eléctrica vendida en el mercado spot;
3. un aumento del 112,93% en los ingresos por ventas por contrato (incluyendo el contrato con YPF para energía y los contratos de Energía Plus, los cuales se encuentran denominados en Dólares Estadounidenses), que ascendieron a Ps. 815,59 millones en 2016, en comparación con Ps. 383,03 millones en 2015, principalmente atribuible a (a) una devaluación del peso del 60,17% respecto del dólar estadounidense, calculada como el tipo de cambio promedio del ejercicio 2016 en comparación con el tipo de cambio promedio del ejercicio 2015, y (b) un aumento del 46% en el precio denominado en dólares de la energía vendida bajo este contrato, a un precio promedio de U\$S74,13/MWh en 2016, de un precio promedio de U\$S50,88/MWh en 2015, debido a disposiciones de incremento automático del precio en dichos contratos por el incremento del costo del combustible; y
4. un aumento del 179,21% en los ingresos por ventas de vapor a YPF, el cual ascendió a Ps. 531,61 millones en 2016, en comparación con Ps. 190,40 millones en 2015, primordialmente atribuible a: (a) una devaluación del peso del 60,17% respecto del dólar estadounidense, calculada como el tipo de cambio promedio del ejercicio 2016 en comparación con el tipo de cambio promedio del ejercicio 2015, (b) un aumento del 53% en el precio

por tonelada de vapor en la planta de Luján de Cuyo de la Compañía (U\$S6,41 por tonelada en 2016 frente a U\$S4,18 por tonelada en 2015), (c) un aumento del 41% en el precio por tonelada del vapor en la planta de La Plata de la Compañía (U\$S16,58 por tonelada en 2016 frente a U\$S11,79 por tonelada en 2015) debido a disposiciones de incremento automático del precio en dichos contratos por el incremento del costo del combustible utilizado en la producción de vapor, y (d) un aumento del 16,16% en la cantidad de vapor vendido (2.823.373 toneladas en 2016 frente a 2.430.575 toneladas en 2015).

Costo de Ventas

El siguiente cuadro presenta el costo de ventas de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Al 31 de diciembre de,		Variación al
	2016	2015	31 de diciembre de 2016/2015
	(en miles de Ps.)		(en porcentajes)
Inventario al comienzo del período.....	112.291	86.108	30,41%
Compras.....	1.314.461	449.746	192,27%
Gastos operativos:			
Remuneraciones de los empleados.....	726.156	526.475	37,93%
Otros beneficios a largo plazo para los empleados.....	22.859	20.828	9,75%
Depreciación de la propiedad, planta y equipo...	201.865	157.189	28,42%
Amortización de intangibles.....	31.134	26.985	15,38%
Compra de energía y potencia.....	26.775	37.515	(28,63)
Honorarios y retribuciones por servicios.....	157.678	99.281	58,82%
Gastos de mantenimiento.....	390.458	205.695	89,82%
Consumo de materiales y repuestos.....	149.407	88.121	69,55%
Seguros.....	131.614	73.067	80,13%
Derechos y regalías.....	50.759	89.151	(43,06%)
Impuestos y gravámenes.....	3.374	889	279,53%
Otros.....	1.695	1.450	16,90%
Bienes de cambio al cierre de cada período.....	(168.795)	(112.291)	50,32%
Total Costo de ventas.....	3.151.731	1.750.209	80,08%

El costo de ventas correspondiente al ejercicio 2016 ascendieron a Ps. 3,15 mil millones, un aumento del 80,08% frente a los Ps. 1,75 mil millones registrados en 2015. Este incremento obedeció primordialmente a:

1. un aumento de Ps. 834,39 millones o 196,99% en el consumo de insumos de producción (registrados como inventarios al comienzo del período más compras durante el período, *menos* los inventarios al cierre del período), principalmente atribuible al incremento en el costo del combustible para las unidades generadoras que operan en relación con ventas por contrato y ventas de vapor, incluyendo los contratos con YPF para electricidad y vapor y contratos de Energía Plus (denominados en Dólares Estadounidenses), que se debió a (a) una devaluación del peso del 60,17% respecto del dólar estadounidense calculada como el tipo de cambio promedio del ejercicio 2016 comparado con el tipo de cambio promedio del ejercicio 2015 y (b) un aumento del 106,34% del costo del combustible en abril de 2016;
2. un aumento de Ps. 199,68 millones o del 37,93% en las remuneraciones de los empleados, como consecuencia de los convenios colectivos; y
3. un aumento de Ps. 184,76 millones u 89,82% en los gastos de mantenimiento, principalmente atribuible a: (a) una devaluación del peso del 60,17% respecto del dólar estadounidense calculada como el tipo de cambio promedio del ejercicio 2016 comparado con el tipo de cambio promedio del ejercicio 2015, la cual incidió en los costos de los contratos de servicios de mantenimiento a largo plazo relacionados con algunas centrales térmicas, los cuales están denominados en Dólares Estadounidenses, y (b) un incremento en las horas de

funcionamiento de algunas centrales térmicas de la Compañía, lo cual incrementó los cargos bajo contratos de servicios de mantenimiento a largo plazo.

Margen bruto

El margen bruto de 2016 ascendió a Ps. 2,17 mil millones, un aumento del 46,08% respecto de los Ps. 1,48 mil millones registrados en 2015, debido a las razones citadas antes. El margen bruto correspondiente al ejercicio 2016 fue de 40,76% en comparación con un margen bruto de 45,89% en 2015.

Gastos administrativos y de comercialización

Los gastos administrativos y de comercialización del ejercicio 2016 ascendieron a Ps. 460,63 millones, un aumento del 21,41% respecto a los Ps. 379,41 millones en 2015. Este incremento obedeció primordialmente a:

1. un aumento de Ps. 29,04 millones o del 15,07% en las remuneraciones de los empleados producto de un ajuste de los sueldos de los empleados debido al incremento de la inflación en el período;
2. un aumento de Ps. 27,96 millones o 48,06% en el impuesto a los débitos y créditos bancarios debido a mayores ingresos, costos e inversiones de capital realizadas durante el ejercicio; y
3. un aumento de Ps. 19,84 millones o 40,76% en los cargos y remuneraciones por servicios, principalmente debido a un aumento de Ps. 10,03 millones en gastos de viáticos y comidas de los empleados, entre otros, a causa del aumento en el precio de esos servicios, y un aumento de Ps. 6,75 millones en servicios informáticos, debido a la instalación de nuevas aplicaciones empresariales, y un aumento de Ps. 2,01 millones en servicios de salud y medio ambiente, principalmente, a causa de un aumento en el costo de servicios de salud y enfermería.

Otros ingresos operativos

En el ejercicio 2016, el rubro Otros ingresos operativos ascendió a Ps. 1,17 mil millones, un aumento del 57,14% frente a los Ps. 741,69 millones registrados en 2015. Este incremento obedeció primordialmente a:

1. un ingreso de Ps. 599,55 millones, primordialmente relacionado con una ganancia extraordinaria de Ps. 520,4 millones asociada a una revisión de la estimación de los saldos reconocidos al 31 de diciembre de 2015 por créditos de CAMMESA relacionados con el concepto “remuneración fideicomiso adicional” en la forma de LVFVD para financiar nuevos proyectos, sobre la base de cambios en el sector de energía, incluido el estado de emergencia del sector energético (Decreto N° 134/2015) declarado por el Gobierno Argentino a efectos de mejorar la calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica, poniendo de manifiesto su intención de adaptar la industria de generación de energía al marco regulatorio federal previsto en las Leyes N° 15.336 y 24.065 y mencionado en el preámbulo de la Resolución SEE N° 22/16;

compensado parcialmente por:

2. una disminución de Ps.177,60 millones o 51,82% en las diferencias de cambio a favor generadas por créditos y deudas comerciales denominadas en dólares estadounidenses, como resultado de los siguientes factores: (a) una devaluación del 21,86% del peso frente al dólar estadounidense en 2016 (calculada al tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2016 en comparación con el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2015), frente a una devaluación del 52,50% del peso frente al dólar estadounidense en 2015 (calculada al tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2015 en comparación con el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2014); y (b) una disminución en los créditos y deudas comerciales, neto denominados en dólares estadounidenses (los que ascendían a U\$S71,75 millones al 31 de diciembre de 2016, en comparación con U\$S71,52 millones al 31 de diciembre de 2015).

Otros gastos operativos

En el ejercicio 2016, el rubro Otros gastos operativos ascendió a Ps. 84,85 millones, un aumento del 57,23% frente a los Ps. 53,96 millones registrados en 2015. Este aumento obedeció primordialmente a un incremento en las provisiones de Ps. 52,70 millones en 2015 a Ps. 86,64 millones en 2016. Para más información, véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—Litigios—Declaración del impuesto a las ganancias de 2014”.

Ganancia operativa

Por las razones citadas más arriba, en el ejercicio 2016, el rubro ganancia operativa ascendió a Ps. 2,79 mil millones, un aumento del 55,54% frente a los Ps. 1,79 mil millones registrados en 2015. Esto se corresponde con un margen operativo de 52,42% en 2016, frente a un margen operativo de 55,43% en 2015.

Ingresos financieros

En el ejercicio 2016, los ingresos financieros ascendieron a Ps. 420,99 millones, un aumento del 16,18% frente a los Ps. 362,36 millones registrados en 2015. Este incremento obedeció primordialmente a:

1. ingresos netos por la enajenación de activos financieros disponibles para la venta por Ps. 227,47 millones en 2016, en comparación con los Ps. 67,10 millones contabilizados por ese concepto en 2015; principalmente, a causa de un incremento en las ventas de activos financieros disponibles para la venta en 2016; y
2. un incremento de los ingresos por intereses de Ps. 31,87 millones en 2015 a Ps. 51,77 millones en 2016, debido a un aumento en los activos financieros que devengan intereses;

compensado parcialmente por:

3. una disminución de Ps. 138,38 millones o 59,31% en la ganancia por diferencias de cambio sobre activos financieros denominados en dólares, primordialmente, como consecuencia de una devaluación del 21,86% del peso frente al dólar estadounidense en 2016 (calculada como el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2016 en comparación con el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2015) frente a una devaluación del 52,50% del peso frente al dólar estadounidense en 2015 (calculada como el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2015 en comparación con el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2014).

Gastos financieros

En el ejercicio 2016, los gastos financieros ascendieron a Ps. 634,90 millones, un aumento del 296,35% frente a los Ps. 160,19 millones registrados en 2015. Este aumento obedeció primordialmente a un incremento en los intereses devengados a pagar a CAMMESA (Ps. 453,28 millones en 2016, en comparación con Ps. 187,98 millones en 2015). El incremento en los intereses pagados se debió a un mayor financiamiento otorgado por CAMMESA, principalmente, para el mantenimiento de maquinarias que, de acuerdo con lo reglado por la Resolución 146 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, fue financiado a través de CAMMESA en 2016.

Resultados por participación en asociadas

En el ejercicio 2016, los resultados por participación en asociadas ascendieron a Ps.147,51 millones, un aumento de 239,97% respecto a los Ps. 43,39 millones registrados en 2015. Este incremento obedeció primordialmente a:

1. una ganancia de Ps. 71,14 millones y Ps. 39,53 millones por la participación de la Compañía en Ecogas a través de IGCE e IGCU, respectivamente, en comparación con Ps. 13,48 millones y Ps. 8,08 millones, respectivamente, en 2015, debido a un incremento en las ganancias de dichas sociedades, a causa del aumento de las tarifas vigente desde febrero de 2016; y
2. una ganancia de Ps. 36,85 millones generada por las sociedades que operan las centrales térmicas San Martín y Belgrano financiadas a través del FONINMEM, TJSY y TMB, frente a una pérdida de Ps. 26,45 millones registrada en 2015, debido al incremento en los cargos operativos cobrados por estas sociedades, los cuales están denominados en dólares estadounidenses y debido a la devaluación del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense en 2016.

Impuesto a las Ganancias

En el ejercicio 2016, el impuesto a las ganancias ascendió a Ps. 953,47 millones, un aumento del 36,90% frente a los Ps. 696,45 millones registrados en 2015. Este aumento obedece principalmente al incremento en la ganancia imponible del ejercicio. Las tasas efectivas del impuesto de los ejercicios 2016 y 2015 fueron de 35,02% y 34,17%, respectivamente.

Resultado neto del ejercicio

Por las razones citadas más arriba, la ganancia neta del ejercicio 2016 ascendió a Ps. 1,77 mil millones, un aumento del 31,81% frente a los Ps. 1,34 mil millones registrados en 2015.

Liquidez y recursos de capital

Al 30 de septiembre de 2017, la Compañía registraba disponibilidades por la suma de Ps. 22,88 millones, y otros activos financieros corrientes por la suma de Ps. 992,04 millones. Para más información, véase la Nota 9.5 de los estados financieros consolidados intermedios de la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía registraba disponibilidades por la suma de Ps. 30,01 millones, y otros activos financieros corrientes por la suma de Ps. 1,80 mil millones. Para más información, véase la Nota 12.5 a los estados financieros consolidados auditados de la Compañía.

Las principales fuentes de liquidez de la Compañía son los fondos generados por las actividades operativas; fondos provenientes de ventas de inversiones temporarias de la Compañía; fondos resultantes de préstamos y otros acuerdos de financiación (principalmente con CAMMESA); y financiaciones que puedan ser provistas por los proveedores de equipos o servicios adquiridos por la Compañía.

Las cuentas por cobrar de CAMMESA son una importante fuente de liquidez de la Compañía. Al 30 de septiembre de 2017, las cuentas por cobrar de CAMMESA en la forma de créditos ascendían a un total de Ps. 5,70 mil millones. Estos créditos incluían: (i) créditos corrientes y no corrientes del FONINVEMEM y programas similares (incluyendo LVFVD atribuibles a ventas de energía entre el 2008 al 2011 y relacionados con CVOSA) por un total de Ps. 845,73 millones y Ps. 1,29 mil millones, respectivamente (véase “—Créditos de CAMMESA”), (ii) créditos en concepto de “remuneración adicional fideicomiso” para financiar nuevos proyectos por un total de Ps. 1,17 mil millones, (iii) créditos por cuentas por cobrar comerciales corrientes y otras cuentas por cobrar por un total de Ps. 1,25 mil millones y (iv) créditos en concepto de remuneración de mantenimientos no recurrentes por un total de Ps. 1,15 mil millones.

Los principales requerimientos de fondos de la Compañía se relacionan con pagos en virtud de préstamos y otros acuerdos financieros (primordialmente, con CAMMESA); sueldos de los empleados; gastos de operación, mantenimiento y adquisición de activo fijo, distribución de dividendos; impuestos; y otros gastos generales. En el futuro, como ocurre a la fecha de este Prospecto, es posible que la Compañía tenga mayores requerimientos de capital producto de proyectos para ampliar su capacidad de generación. Véase “—El Estado de Emergencia del Sector Eléctrico Argentino—Propuesta de ampliación de la capacidad de generación de la Compañía”.

Los préstamos de las Facilidades CII-IFC contienen compromisos típicos para este tipo de instrumentos, que limitan la habilidad de CP La Castellana y CP Achiras para realizar ciertos actos, incluyendo: (i) consolidar, fusionar, y vender activos hasta cierto punto; (ii) restricciones a incurrir en deuda adicional, (iii) pagar dividendos, (iv) realizar gastos de capital, e (v) incurrir en gravámenes sobre sus activos. Ciertos eventos de incumplimiento y compromisos en las Facilidades IIC – IFC están sujetos a ciertos umbrales y excepciones. La Compañía no espera que estas restricciones, incluida la limitación a pagar dividendos o incurrir en deuda, tenga un impacto material en su capacidad para cumplir con sus obligaciones financieras. A la fecha de este prospecto, la Compañía cumple con la totalidad de los compromisos bajo las Facilidades CII-IFC.

A la fecha de este Prospecto, la Compañía tiene líneas de crédito no utilizadas con bancos comerciales, por un total de aproximadamente Ps. 3,20 mil millones.

La Compañía considera que sus fuentes de liquidez, lo que incluye la oferta de títulos de deuda y/o capital en los mercados de capitales internacionales, serán suficientes para cubrir sus necesidades de capital de trabajo, servicio de la deuda y gastos de capital en el futuro cercano.

Créditos de CAMMESA

La Compañía tiene acreencias documentadas como LVFVD por saldos impagos de CAMMESA relacionados con ventas de energía eléctrica correspondiente al período 2004-2011. Para más información, véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—FONINVEMEM y programas similares”. Bajo esos programas, la Compañía tiene derecho a percibir las cuentas por cobrar, incluyendo intereses, en cuotas mensuales por el plazo de 10 años comenzando en: (i) para el caso de cuentas por cobrar atribuibles a la venta de energía eléctrica a CAMMESA desde enero de 2004 hasta diciembre de 2007, a partir de la fecha de habilitación comercial de la central eléctrica Manuel Belgrano y la central eléctrica San Martín formadas en el marco del FONINVEMEM y (ii) para el caso de cuentas por cobrar atribuibles a la venta de energía eléctrica a CAMMESA desde enero de 2008 hasta diciembre de 2011, a partir de la fecha de

habilitación comercial de la central de ciclo combinado CVOSA. Para más información, véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—FONINVEMEM y programas similares”.

Una vez otorgadas las habilitaciones comerciales a la central eléctrica Manuel Belgrano (el 7 de enero de 2010) y a la central eléctrica San Martín (el 2 de febrero de 2010), la Compañía comenzó a cobrar dichos créditos en pagos mensuales por ventas de energía eléctrica a CAMMESA consumadas desde enero de 2004 hasta diciembre de 2007. Al 31 de diciembre de 2016, el saldo que se le adeudaba a la Compañía bajo el programa FONINVEMEM por la venta de energía eléctrica a CAMMESA desde 2004 hasta 2007 ascendía a un total de U\$S 64,04 millones. Durante el ejercicio 2016, la Compañía recibió Ps. 281,19 millones (U\$S19,81 millones) en concepto de capital y Ps. 26,02 millones (U\$S1,83 millones) en concepto de intereses por estos créditos (IVA incluido), mientras que durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, recibió Ps. 238,17 millones (U\$S14,86 millones en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de capital y Ps. 19,83 millones (U\$S 1,24 millones en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de intereses por estos créditos (IVA incluido); de estos montos, se retuvieron Ps. 16,08 millones (U\$S 1 millón en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de retenciones impositivas que son utilizadas como créditos fiscales. Durante el período de doce meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la Compañía recibió Ps.313,02 millones (U\$S19,81 millones en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de capital y Ps.26,77 millones (U\$S1,70 millones en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de intereses por estos créditos (IVA incluido); de estos montos, se retuvieron Ps.16,08 millones (U\$S1,00 millón en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de retenciones impositivas que son utilizadas como créditos fiscales.

A la fecha del presente Prospecto, la central de ciclo combinado CVOSA no ha sido habilitada comercialmente, y en virtud de ello, la Compañía aún no ha comenzado a cobrar los créditos pagaderos mensualmente por ventas de energía a CAMMESA desde 2008 hasta 2011, pero se prevé que entrará en funcionamiento durante el primer trimestre de 2018. Al 30 de septiembre de 2017, los créditos por ventas de energía eléctrica correspondientes al período 2008-2011 ascendían a un total de Ps. 1,29 mil millones.

Una vez que la planta de ciclo combinado CVOSA inicie sus operaciones, la suma a pagar se convertirá a Dólares Estadounidenses, al tipo de cambio vigente a la fecha del acuerdo (es decir, Ps. 3,97-U\$S 1,00). El efecto de la conversión se contabilizará en los estados financieros consolidados de la Compañía y las eventuales obligaciones impositivas se reconocerán una vez que la central de ciclo combinado inicie sus operaciones y la Compañía haya recibido las aprobaciones regulatorias de rigor. Los pagos denominados en dólares estadounidenses en virtud del Acuerdo de CVO son pagaderos en pesos, convertidos al tipo de cambio aplicable en la fecha de cada pago mensual.

Asimismo, la Compañía tiene acreencias documentadas como LVFVD por saldos impagos de CAMMESA relacionados con ventas de energía eléctrica a CAMMESA en concepto de “remuneración adicional fideicomiso” desde 2012. Al 30 de septiembre de 2017, la Compañía tiene acreencias documentadas como LVFVD por este concepto por la suma de Ps. 1,17 mil millones, la cual se puede utilizar para financiar nuevos proyectos aprobados por el Gobierno Argentino. Asimismo, la Compañía tiene acreencias documentadas como LVFVD por saldos impagos de CAMMESA relacionados con ventas de energía eléctrica a CAMMESA en concepto de remuneración de mantenimientos no recurrentes. Al 30 de septiembre de 2017, la Compañía tiene acreencias documentadas como LVFVD por este concepto por la suma de Ps. 1,15 mil millones, la cual se puede utilizar para amortizar préstamos extendidos por CAMMESA para el mantenimiento no recurrente de unidades de generación. Para más información sobre ventas por los conceptos “remuneración fideicomiso adicional” y “mantenimientos no recurrentes”, véase “—Ingresos –Energía Base” y “El Sector Eléctrico Argentino – Régimen de Remuneración—El Régimen de Remuneración Previo”. Para más información sobre préstamos otorgados por CAMMESA, véase “—Deuda – Préstamos y anticipos de CAMMESA”.

Flujo de fondos

El siguiente cuadro presenta el flujo de fondos proveniente de las actividades operativas, de inversión y de financiamiento de la Compañía para los períodos indicados:

	Período de nueve meses al 30 de septiembre de		Al 31 de diciembre de	
	2017	2016	2016	2015
Flujo neto de fondos provisto por las operaciones	1.644.073	963.019	2.088.607	1.272.987
Flujo neto de fondos provisto por (utilizado en) actividades de inversión	185.300	(1.287.561)	(1.925.750)	(1.341.938)
Flujo neto de fondos provisto por (utilizado en) las actividades de financiamiento	(1.838.594)	314.708	(433.009)	175.566
(Disminución) Incremento de efectivo y equivalentes de efectivo, neto.....	(9.221)	(9.834)	(270.152)	106.615

Flujo neto de fondos provisto por las operaciones

El flujo neto de fondos provisto por las operaciones aumentó un 70,72% a Ps. 1.644,07 millones para el ejercicio de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 respecto de los Ps. 963,02 millones registrados en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016. Dicho incremento obedece principalmente al incremento en las ganancias y otros ingresos operativos, incluidos los obtenidos como resultado de: (i) un mayor precio promedio por unidad en las ventas de energía y vapor de la Compañía, primordialmente a causa de los aumentos de precios comentados más arriba en la sección “Resultado de las Operaciones—Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, comparado con el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016—Ingresos”, y (ii) una disminución más moderada en las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar por un total de Ps. 658,71 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, en comparación con la disminución de Ps. 1.109,55 millones en el mismo período de 2016, debido a que el mayor ingreso derivado del incremento en las tarifas produjo una reducción más moderada en las cuentas por cobrar al cierre de los períodos, que fue parcialmente compensado por (iii) un aumento moderado en las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, otros pasivos no financieros y pasivos por beneficios a los empleados por un total de Ps. 235,81 millones por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, en comparación con Ps. 526,03 millones en el mismo período de 2016, principalmente debido a los menores incrementos en los precios de bienes y salarios a empleados debido a una inflación y ajustes salariales por inflación más moderados.

El flujo neto de fondos provisto por las operaciones aumentó un 64,07% a Ps. 2.088,61 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 respecto de los Ps. 1.272,99 millones registrados en el ejercicio anterior. Dicho incremento obedece principalmente al incremento en las ganancias y otros ingresos operativos, incluidos los obtenidos como resultado de: (i) un mayor precio promedio por unidad en las ventas de energía y vapor de la Compañía, primordialmente a causa de los aumentos de precios comentados más arriba en la sección “Resultado de las Operaciones—Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015—Ingresos”, (ii) un aumento en las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, otros pasivos no financieros y pasivos por beneficios a los empleados por un total de Ps. 600,78 millones en 2016, frente a Ps. 422,54 millones en 2015, principalmente, debido al incremento en los precios de los bienes y en los salarios de los empleados, producto de la inflación y ajustes salariales por inflación, y (iii) una disminución en otros activos no financieros, otros activos financieros y bienes de cambio por un total de Ps. 822,39 millones en 2016, en comparación con un aumento de Ps. 48,55 millones en 2015, principalmente, debido a la venta o al cobro de otros activos financieros en la fecha de vencimiento y, en menor medida, debido a un aumento en otros activos no financieros relacionado con anticipos a proveedores de equipos.

Flujo neto obtenido en las actividades de inversión

El flujo neto de fondos obtenidos de actividades de inversión ascendió a Ps. 185,30 millones durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, en comparación con el flujo neto de fondos de Ps. 1.287,56 millones obtenidos en las actividades de inversión durante el mismo período de 2016. Dicho incremento fue atribuible primordialmente a (i) los fondos obtenidos por la venta de activos financieros disponibles para la venta por la suma de Ps. 1.183,63 millones, en comparación con la suma de Ps. 804,17 millones del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, y (ii) menos pagos por la compra de propiedades, planta y equipos por la suma de Ps. 1.034,69 millones, primordialmente para la construcción de los parques eólicos Achiras y La Castellana, en comparación con los pagos y pagos adelantados de Ps. 2.144,90 millones durante el mismo período de 2016, principalmente para la compra de dos nuevas turbinas de gas y generadores en mayo y junio de 2016.

El flujo neto de fondos utilizado en las actividades de inversión aumentó un 43,51% a Ps. 1.925,75 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 respecto de los Ps. 1.341,94 millones registrados para el ejercicio anterior. Dicho incremento fue atribuible primordialmente a la compra y anticipos por la compra de propiedades, planta y equipos por la suma de Ps. 2.188,36 millones, primordialmente, atribuibles a la compra de dos nuevas turbinas y generadores de gas a Siemens en mayo y junio de 2016 (aunque aún están en proceso de construcción en Alemania), en comparación con Ps. 1.143,84 millones en 2015, compensado en parte por los fondos obtenidos por la venta de activos financieros disponibles para la venta por la suma de Ps. 207,67 millones, en comparación con el efectivo utilizado para la compra de estos tipos de activos por la suma de Ps. 290,24 millones en 2015.

Flujo neto obtenido en las actividades de financiamiento

El flujo neto de fondos obtenido en las actividades de financiamiento ascendió a un total de Ps. 1,84 mil millones durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, frente a un flujo neto de fondos provisto por las actividades de financiamiento por la suma de Ps. 314,71 millones durante el mismo período de 2016. Esta variación obedeció primordialmente a (i) la cancelación de los préstamos recibidos del Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por Ps. 994,97 millones, en comparación con los préstamos recibidos de Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por Ps. 868,79 millones durante el mismo período de 2016, (ii) al pago de dividendos a los accionistas por la suma de Ps. 1.279,39 millones durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 (durante el mismo período de 2016, la Compañía no pagó dividendos).

El flujo neto de fondos utilizado en las actividades de financiamiento ascendió a un total de Ps. 433,01 millones al 31 de diciembre de 2016, frente a un flujo neto de fondos provisto por las actividades de financiamiento por la suma de Ps. 175,57 millones al 31 de diciembre de 2015. Este incremento obedeció primordialmente a (i) la cancelación anticipada de la totalidad de las Obligaciones Negociables Clase I Serie 2007 por un total de Ps. 743,09 millones en junio de 2016, en comparación con Ps. 288,18 millones pagados durante 2015; y ii) al pago de dividendos a los accionistas por la suma de Ps. 1.392,28 millones en el ejercicio 2016, frente a Ps. 339,73 millones en 2015, compensado, en parte, por los préstamos recibidos del Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por un valor de Ps. 868,79 millones en mayo y junio de 2016.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro identifica los importes de capital de las principales obligaciones contractuales de la Compañía, con indicación de la moneda en la que están denominadas, vencimiento, tasa de interés y un detalle de los pagos adeudados al 30 de septiembre de 2017. Las sumas en Pesos Argentinos fueron convertidas a esa moneda aplicando el tipo de cambio divisas vendedor del dólar estadounidense, publicado por el Banco de la Nación Argentina al 29 de septiembre de 2017 de Ps.17,31 por cada US\$ 1,00.

Obligaciones de pago y de compra

	Moneda	Vencimiento	Pagos adeudados por período				
			Total al 30 de septiembre de 2017	Menos de 1 año	de 1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
<i>(en miles de Ps.)</i>							
Deudas con Bancos.....							
Deuda contraída con CAMMESA	Pesos	Varía ⁽¹⁾	123.203	123.203	—		—
Contratos de mantenimiento de largo plazo	Dólares Estadounidenses	Varía ⁽³⁾	1.307.859	198.454	594.379	515.026	—
Contratos de gas natural	Dólares Estadounidenses	Varía ⁽⁴⁾	914.873	858.396	856.477		—
Contratos de distribución y transmisión de gas	Pesos y Dólares Estadounidenses	Varía ⁽⁵⁾	66.632	66.632	—		—
Tasas y regalías provinciales	Pesos	29 de diciembre de 2023 ⁽⁶⁾	741.552	156.990	340.448	244.114	—
Construcción de los parques eólicos Achiras y La Castellana ⁽⁷⁾	Dólares Estadounidenses	Varía	1.844.492	1.844.492	—		—
Beneficios a los empleados a largo plazo	Pesos	Varía	87.705	22.961	18.389	8.447	37.908
Total			8.635.382	5.007.550	2.785.535	804.389	37.908

(1) Préstamos bancarios a corto plazo.

- (2) Deuda conforme a la Resolución 146 de la Secretaría de Energía por un total de Ps. 2,77 mil millones, con vencimiento estimado en marzo de 2021 y un préstamo extendido por CMMESA por un total de Ps. 776,92 millones. En tanto respecta a este último préstamo, dado que CMMESA no definió un plazo para el mismo (el cual se utilizó para comprar una turbina de GE), la Compañía ha incluido este monto como deuda por pagos con vencimiento en menos de un año, la categoría con el plazo más corto posible del cuadro anterior. Véase “El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—Insuficiencia del Fondo de Estabilización y Respuestas del Gobierno Argentino”.
- (3) El contrato de mantenimiento de la unidad de ciclo combinado de GE vence el 31 de diciembre de 2024, el contrato de mantenimiento de la unidad de ciclo combinado de Siemens (Luján de Cuyo) vence el 30 de septiembre de 2024, el contrato de mantenimiento de la unidad de cogeneración de Alstom (Luján de Cuyo) vence el 1 de marzo de 2019. Los montos detallados más arriba dependen, en parte, de la generación de las maquinarias aplicables y del tipo de combustible utilizado, habiendo la Compañía efectuado algunos supuestos referidos a estos factores, entre otros, empleando los modelos y el software provistos por CMMESA, a efectos de estimar los montos incluidos en el cuadro anterior.
- (4) La Compañía tiene contratos para la compra de gas natural para la planta de La Plata y la planta de Luján de Cuyo. El contrato de YPF (La Plata), cuyo vencimiento estaba previsto para el 19 de marzo de 2018 y se extinguirá en la Fecha de Vigencia de la Venta de la Planta de La Plata, y el contrato de YPF (Luján de Cuyo) vence el 1 de enero de 2019. Los montos detallados más arriba dependen, en parte, de la generación de las maquinarias aplicables y del tipo de combustible utilizado, habiendo la Compañía efectuado algunos supuestos referidos a estos factores, entre otros, empleando los modelos y el software provistos por CMMESA, a efectos de estimar los montos incluidos en el cuadro anterior.
- (5) El contrato de distribución y transmisión de Luján de Cuyo vence el 31 de marzo de 2018. Los montos detallados más arriba dependen, en parte, de la generación de las maquinarias aplicables, habiendo la Compañía efectuado algunos supuestos referidos a este factor, entre otros, empleando los modelos y el software provistos por CMMESA, a efectos de estimar los montos incluidos en el cuadro anterior.
- (6) En función de estimaciones internas de la Compañía de la energía eléctrica generada por Piedra del Águila.
- (7) No incluye los proyectos de San Lorenzo Terminal 6, Luján de Cuyo, Achiras y La Castellana dado que la Compañía no tiene contratos con respecto a estos proyectos de manera que exista una obligación de pago o contractual.

Obligaciones de venta

El siguiente cuadro identifica los importes de capital de las principales obligaciones de venta y los correspondientes pagos adeudados a la Compañía al 30 de septiembre de 2017 y un detalle de la fecha de vencimiento de los referidos pagos. Las siguientes obligaciones no se encuentran comprendidas en Energía Base. Con relación a las ventas de energía eléctrica, la Compañía acuerda abastecer potencia o comprar energía para el cliente. Con relación a las ventas de vapor, existe una obligación de suministrar un determinado volumen de la producción de energía por hora (excepto durante mantenimientos programados). En el caso de que la Compañía no pueda ofrecer el volumen de energía acordado, para el caso de ventas de vapor, deberá pagar penalidades. Las ventas de energía eléctrica y las ventas de vapor están denominadas en dólares estadounidenses y fueron convertidos a pesos a una tasa de interés de Ps. 17,31 por U\$S1,00, que fuera el tipo de cambio divisas publicado por el Banco de la Nación Argentina al 29 de septiembre de 2017.

	Ingreso esperado por período				
	Total al 30 de septiembre de 2017	Menos de 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
	<i>(en miles de Ps.)</i>				
Ventas de energía eléctrica ⁽¹⁾	554.435	188.432	79.815	41.090	245.099
Ventas de vapor ⁽¹⁾	434.977	401.319	33.658	—	—
Total	989.412	589.751	113.473	41.090	245.099

- (1) Por lo general, los precios son determinados mediante acuerdos o fórmulas que se basan en los futuros precios de mercado. Los precios estimados que se utilizan para calcular el equivalente monetario de estas obligaciones de venta a los efectos del cuadro se basan en los precios de mercado vigentes al 30 de septiembre de 2017 y en la generación y demanda esperadas, estimadas a esa fecha, y pueden no reflejar los futuros precios reales de estas materias primas, o la demanda real. Por consiguiente, los importes en Pesos Argentinos de este cuadro relacionados con estas obligaciones se presentan única y exclusivamente a título ilustrativo y son fijos para todo el período. Los importes detallados arriba se basan en estimaciones internas de la demanda de los clientes de la Compañía, en función de ejercicios anteriores.

Acuerdos extracontables

La Compañía no es parte de ningún acuerdo extracontable.

Gastos de capital

El siguiente cuadro presenta los gastos de capital de la Compañía para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y 2016 y los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de		Al 31 de diciembre de,	
	2017	2016	2016	2015
	<i>(en miles de Ps.)</i>			
Terrenos y Edificios.....	—	206.152	206.152	17.608
Centrales eléctricas	993.967	481.933	468.519	323.302
Turbinas de gas	39.633	384.129	384.129	299.285
Muebles, útiles e instalaciones.....	4.263	3.781	7.751	6.656
Materiales y repuestos	153	191	198	16.446
Otros	2.508	1.680	3.452	869
Total.....	1.040.524	1.040.354	1.070.201	664.166

Durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y 2016, la Compañía realizó gastos de capital por un total de Ps. 1,04 mil millones, frente a Ps. 1,08 mil millones durante el mismo período en 2016. Durante esos períodos, las principales altas de bienes de uso y terrenos estuvieron asociadas a proyectos propuestos para ampliar la capacidad instalada de la Compañía. Durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, los principales gastos de capital de la Compañía fueron para la construcción de parques eólicos Achiras y La Castellana, mientras que durante el primer período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, la Compañía realizó dos anticipos parciales por la compra de dos turbinas de gas por un total de Ps. 1,06 mil millones, los cuales fueron reconocidos en el rubro otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2016. Véase “—El Estado de Emergencia del Sector Eléctrico Argentino—Propuesta de ampliación de la capacidad de generación de la Compañía”.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía realizó gastos de capital por un total de Ps. 1.070,20 millones, frente a Ps. 664,17 millones durante el mismo período en 2015. En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, las principales altas de bienes de uso y terrenos estuvieron asociadas a proyectos propuestos para ampliar la capacidad instalada de la Compañía. Por otra parte, en 2015, la Compañía efectuó anticipos por la adquisición de una nueva turbina de gas por valor de Ps. 479.68 millones, los cuales fueron registrados en el rubro otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2015. En 2016, la Compañía realizó dos anticipos parciales por la compra de dos turbinas de gas por un total de Ps. 1,06 mil millones, los cuales fueron reconocidos en el rubro otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2016. Véase “—El Estado de Emergencia del Sector Eléctrico Argentino—Propuesta de ampliación de la capacidad de generación de la Compañía”.

La Compañía financió sus gastos de capital con fondos provenientes de la oferta de emisiones de títulos de deuda y fondos provistos por las operaciones. La Compañía tiene previsto efectuar erogaciones e incurrir en gastos de capital significativos a medida que sigue ampliando su capacidad instalada. La Compañía prevé que sus gastos de capital para 2018, 2019 y 2020 serán de aproximadamente U\$S13,6 millones, U\$S7 millones y U\$S7 millones, respectivamente, que incluye sumas de dinero tanto estimadas como comprometidas, con respecto a mantenimiento. La Compañía prevé que sus gastos de capital para 2018, 2019 y 2020 serán de aproximadamente U\$S374,5 millones, U\$S272,4 millones y U\$S22,5 millones, respectivamente, que incluye sumas de dinero tanto estimadas como comprometidas, con respecto a las unidades de la compañía en funcionamiento en la actualidad.

La Compañía adquirió cuatro turbinas de gas de gran potencia, compatibles con plantas de ciclo único o de ciclo combinado. Por otra parte, la Compañía adquirió un terreno en la Provincia de Buenos Aires, situado en un lugar estratégico para la entrega de combustible y para la futura posible conexión a las líneas de transmisión de electricidad.

Asimismo, la Compañía ha adquirido dos torres de medición y datos de mediciones eólicas para más de tres años necesarios para diseñar los parques eólicos Achiras y La Castellana. Por otra parte, la subsidiaria CP Achiras adquirió el terreno necesario para llevar a cabo el proyecto Achiras, y la Compañía firmó un contrato de usufructo de terrenos para el proyecto La Castellana. Recientemente, CP Achiras y CP La Castellana celebraron préstamos para financiar el desarrollo del Proyecto Achiras y Proyecto La Castellana, respectivamente.

Adquisición de participaciones en DGCU y en DGCE – Oferta pública de acciones

Además de las inversiones en activos físicos, el 23 de julio de 2014, la Compañía firmó acuerdos a los efectos de adquirir, en forma directa e indirecta, y sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, participaciones accionarias en DGCU y DGCE junto con un

consorcio de inversión. Las condiciones para la adquisición establecidas en el acuerdo se cumplieron oportunamente, por lo que con fecha 7 de enero de 2015 se produjo la transferencia de las acciones.

En consecuencia, computando las participaciones directas e indirectas involucradas, la Compañía adquirió (i) una participación equivalente al 24,99% del paquete accionario de DGCU, y (ii) una participación equivalente al 44,10% del paquete accionario de DGCE.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido por la Ley de Mercados de Capitales y las Normas de la CNV, y atento a la participación controlante de Central Puerto en DGCU, compartida con el consorcio de compradores descripto anteriormente, el Directorio de la Compañía resolvió participar proporcionalmente en la oferta pública de adquisición (en adelante, “OPA”) lanzada por el consorcio de compradores, a fin de adquirir la totalidad de las acciones emitidas y en circulación de DGCU que no sean de propiedad, directa o indirectamente, de la Compañía o de alguno de los integrantes del consorcio de compradores. Con fecha 30 de octubre de 2015, el Directorio de la CNV aprobó la OPA. Una vez finalizado este proceso en enero de 2016, atento a que no se aceptó ninguna oferta, finalmente no se concretó la compra de acciones objeto de la OPA.

En la asamblea de accionistas que se llevó a cabo el 16 de diciembre de 2016, de acuerdo con el objetivo estratégico de concentrarse en los activos dentro de la industria energética, los accionistas consideraron la posible venta de la participación accionaria de la Compañía en Ecogas a Magna Energía S.A. pero votaron para postergar la decisión. La Compañía está analizando varias oportunidades estratégicas con respecto a DGCU y DGCE, incluida una posible venta de la participación accionaria de la Compañía en ellas. El 22 de diciembre de 2017, el directorio de DGCE convocó a una asamblea de accionistas, a ser celebrada el 26 de enero de 2018, a los fines de decidir la admisión de DGCE al régimen de oferta pública en Argentina.

Deuda

Al 30 de septiembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, la deuda total de la Compañía era de Ps. 2.960 millones y Ps. 3.625,68 millones, respectivamente, de los cuales aproximadamente el 0,00% y 27,54%, respectivamente, estaba denominado en Dólares Estadounidenses y el resto en pesos. El siguiente cuadro muestra las deudas de la Compañía a esas fechas:

	Al 30 de septiembre de 2017		Al 31 de diciembre de 2016
	(en miles de Ps.)	(en miles de Ps.)	(en miles de Ps.)
Deuda corriente⁽¹⁾			
Préstamos de CAMMESA	94.885	1.642.451	1.047.722
Otros préstamos y deudas ⁽²⁾	7.117	123.203	1.293.178
Deuda no corriente			
Préstamos de CAMMESA	68.997	1.194.341	1.284.783

(1) La deuda corriente no incluye (i) las Facilidades CII-IFC y (ii) los préstamos de fecha 26 de octubre de 2017 y el 30 de octubre de 2017 a CP La Castellana y CP Achiras, respectivamente, por Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., ni (iii) cuatro préstamos puente a corto plazo a CP Achiras otorgados por Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. Véase “Resumen – Acontecimientos Recientes”.

(2) Refiere principalmente a dos préstamos contraídos con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por US\$50,3 millones y US\$11,0 millones. Ambos préstamos fueron pagados en su totalidad; el primero en mayo de 2017 y el segundo, en junio de 2017.

Obligaciones Negociables

En julio de 2007, HPDA emitió Obligaciones Negociables Clase I Serie 2007 al 9% a través de una subasta pública de conformidad con las normas de la CNV. Los intereses eran pagaderos cada seis meses, el 11 de enero y el 11 de julio de cada año, mientras que el capital (por un valor total de US\$ 98,8 millones) era pagadero en cuotas iguales y anuales, a partir del 11 de julio de 2014. Al 31 de diciembre de 2015, el monto pendiente de las obligaciones negociables ascendía a US\$ 51,05 millones (incluye capital e intereses). Las citadas obligaciones se cancelaron en su totalidad y antes del vencimiento el 30 de junio de 2016 por un monto de Ps. 743,1 millones.

Préstamos y anticipos de CAMMESA

La Resolución 146 de la Ex Secretaría de Energía Eléctrica del 23 de octubre de 2002 establece que todo generador que necesite realizar un mantenimiento mayor o extraordinario y necesite recursos para completar tales trabajos, podrá solicitar financiamiento a CAMMESA, sujeto a la disponibilidad de fondos y al cumplimiento de las condiciones que establece dicha norma. Por lo general, los gastos efectuados con fondos de dicho préstamo se incluyen en el rubro “costo de ventas” del estado de resultados. Sin

embargo, en algunos casos excepcionales, dichos gastos se pueden capitalizar y, por lo tanto, se pueden incluir dentro del rubro “propiedades, plata y equipos” del balance general, conforme a las normas contables aplicables.

En el marco de la citada resolución, la Compañía perfeccionó una serie de contratos de préstamo y de cesión de garantía con CAMMESA. Al 30 de septiembre de 2017, la Compañía tenía préstamos pendientes con CAMMESA bajo la Resolución 146 de la Ex Secretaría de Energía Eléctrica por Ps. 2,10 mil millones. Estos préstamos pueden ser pagados en efectivo o por compensación con créditos (LVFVD) relacionados con la remuneración de mantenimientos no recurrentes en 48 cuotas mensuales, comenzando a partir de la finalización de las obras de mantenimiento relacionadas e intereses devengados a tasas equivalentes a aquellas que CAMMESA recibe por sus propias colocaciones de efectivo. En el marco de estos préstamos, la Compañía le ha otorgado a CAMMESA una garantía que representa la totalidad de sus acreencias documentadas como LVFVD a título de remuneración de mantenimientos no recurrentes para cubrir los montos pendientes en virtud de los préstamos contraídos por la Compañía con CAMMESA conforme a la Resolución 146 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica. Para más información sobre la remuneración de mantenimientos no recurrentes, véase el acápite “—Ingresos— Energía Base” más arriba. Al 30 de septiembre de 2017, la Compañía tenía créditos (LVFVD) a su favor pagaderos por CAMMESA en concepto de remuneración de mantenimientos no recurrentes por la suma de Ps. 1,15 millones. Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía tenía créditos (LVFVD) a su favor pagaderos por CAMMESA en concepto de remuneración de mantenimientos no recurrentes por la suma de Ps. 1,25 mil millones.

Por otra parte, al 30 de septiembre de 2016, la Compañía recibió préstamos de CAMMESA no relacionados con la Resolución 146 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica para pagar un generador y turbina de gas de GE. Al 30 de septiembre de 2017, el monto pendiente en virtud de este préstamo ascendía a Ps. 735,73 millones. La Secretaría de Energía Eléctrica aún no ha definido la metodología y los términos para amortizar este préstamo; por ejemplo, cantidad de cuotas o fecha de inicio de los pagos cancelatorios. Sin embargo, este préstamo puede ser pagado en efectivo o por compensación con créditos (LVFVD) en concepto de “remuneración fideicomiso adicional”. En este último caso, la amortización del préstamo puede efectuarse compensando los montos adeudados en virtud del mismo con los créditos con CAMMESA en concepto de “remuneración fideicomiso adicional”, sin necesidad de efectuar desembolsos de efectivo. Para más información sobre la remuneración fideicomiso adicional, véase el acápite “—Ingresos— Energía Base” más arriba. Al 30 de septiembre de 2017, la Compañía tenía créditos a su favor con CAMMESA relacionados con la remuneración fideicomiso adicional por la suma de Ps. 1,17 mil millones.

Préstamos de Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.

Con fecha 31 de mayo y 30 de junio de 2016, la Compañía contrajo dos préstamos con el Banco de Galicia y de Buenos Aires S.A. por U\$S50,3 millones y U\$S11,0 millones, respectivamente. Los préstamos devengaban intereses a tasa fija del 4,30% nominal anual. El plazo de cancelación de los mismos era de un año desde la fecha de celebración. Los fondos han sido destinados por la Compañía para la adquisición de turbogrupos de generación eléctrica compuestos por una turbina de gas y un generador, junto con los equipos auxiliares correspondientes. A la fecha de este Prospecto, ambos préstamos han sido saldados en su totalidad.

Préstamos otorgados por las Facilidades CII-IFC

El 20 de octubre de 2017, CP La Castellana celebró la Facilidad CII-IFC I por un monto total de hasta U\$S100.050.000, de los cuales U\$S5 millones devengarán intereses a una tasa de interés anual equivalente a la tasa LIBOR más un 3,5% y el resto a una tasa LIBOR más un 5,25%, cancelable en 52 cuotas trimestrales iguales. El 9 de enero de 2018, CP La Castellana recibió el primer desembolso de la Facilidad CII-IFC por un monto total de U\$S 80.000.000. Para mayor información, véase, “Resumen—Acontecimientos Recientes—Préstamos otorgados por la Facilidad CII-IFC”.

El 17 de enero de 2018, CP Achiras celebró la Facilidad CII-IFC II por un monto total de hasta U\$S50.700.000, U\$S10 millones de los cuales devengarán intereses a una tasa anual equivalente a la tasa LIBOR más un 4% y el resto a la tasa LIBOR más un 5,25%, cancelables en 52 cuotas trimestrales iguales. CP Achiras no ha recibido ningún desembolso a la fecha del presente.

Préstamos Castellana y Achiras

El 26 de octubre de 2017 y el 30 de octubre de 2017, CP La Castellana y CP Achiras celebraron los Préstamos Castellana y Achiras. Los Préstamos Castellana y Achiras devengan intereses a una tasa de interés equivalente a la tasa BADLAR para bancos privados más un margen del 3,10% y vencen en las fechas en que se cumplan dos años de la suscripción y el desembolso. Los fondos derivados de estos préstamos se emplearán para financiar el Proyecto Achiras y el Proyecto La Castellana. La Compañía ha garantizado en forma absoluta, incondicional e irrevocable, en carácter de obligado principal, todas las obligaciones de pago asumidas y/o a ser asumidas por CP La Castellana y CP Achiras en virtud de estos préstamos y demás documentos complementarios relacionados con ellos.

El 10 de noviembre de 2017, CP La Castellana y CP Achiras celebraron dos préstamos puente a corto plazo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por la suma de U\$S35 millones y U\$S18 millones, respectivamente, para la adquisición de turbinas eólicas. Estos préstamos devengan intereses a una tasa de interés anual del 3,6% y vencen el 9 de enero de 2018. El 21 de diciembre de 2017, CP La Castellana y CP Achiras celebraron dos préstamos puentes a corto plazo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por la suma de U\$S9 millones y U\$S5,8 millones, respectivamente, para la adquisición de turbinas eólicas. Estos préstamos devengan intereses a una

tasa de interés anual del 3,6% y vencen el 19 de febrero de 2018. El 22 de diciembre de 2017, CP La Castellana y CP Achiras celebraron dos préstamos puente a corto plazo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por la suma de U\$S6,5 millones y U\$S3,2 millones, respectivamente, para la adquisición de turbinas eólicas. Estos préstamos devengan intereses a una tasa de interés anual del 3,6% y vencen el 20 de febrero de 2018. El 15 de enero de 2018 CP Achiras, celebró un préstamo puente de corto plazo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por un monto de U\$S7 millones para la adquisición de turbinas eólicas. Este préstamo devenga intereses a una tasa de interés anual del 3,1% y vence el 18 de marzo de 2018.

El 9 de enero de 2018, CP La Castellana utilizó los fondos obtenidos de la Facilidad CII-IFC para precancelar todos los préstamos a corto plazo adeudados al Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. Para mayor información, véase “Resumen—Acontecimientos Recientes—Préstamos otorgados por Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. a CP La Castellana y CP Achiras S.A.U.”

Análisis de riesgo de mercado

Objetivos y políticas de gestión del riesgo financiero

Los principales pasivos financieros de la Compañía constan de préstamos bancarios, préstamos de CAMMESA y deudas comerciales y otras deudas. La principal finalidad de estos pasivos financieros es financiar las operaciones de la Compañía. La Compañía tiene créditos comerciales y otros créditos y efectivo y equivalentes de efectivo que provienen directamente de sus operaciones. Asimismo, la Compañía tiene activos financieros disponibles para la venta y activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Por su actividad, la Compañía se encuentra expuesta a los siguientes riesgos financieros: riesgo de mercado, riesgo crediticio y riesgo de liquidez. La Compañía monitorea estos riesgos constantemente para minimizar el potencial impacto que estos riesgos podrían tener en sus finanzas.

Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor razonable o los flujos futuros de efectivo de un instrumento financiero fluctúen debido a los cambios en los precios de mercado. Los riesgos de mercado que afectan a la Compañía incluyen el riesgo de tasa de interés, riesgo cambiario y el riesgo de precio. Los instrumentos financieros afectados por el riesgo de mercado incluyen deudas bancarias y préstamos de CAMMESA, depósitos en efectivo, deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, activos financieros disponibles para la venta y activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de la tasa de interés afectan el valor de los activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como el flujo de los activos financieros con tasas de interés variables. Tal como se menciona en las Notas 12.3 y 12.4 a los estados financieros consolidados auditados de la Compañía, los préstamos bancarios y otras deudas a corto plazo de la Compañía devengan intereses a tasas equivalentes a aquellas que CAMMESA recibe por sus propias colocaciones de efectivo. La Compañía no utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir este riesgo.

El siguiente cuadro muestra la sensibilidad de la ganancia antes de impuestos al 31 de diciembre de 2016 ante un cambio razonablemente posible en las tasas de interés sobre la porción de las deudas y préstamos que devengan intereses a tasa variable, considerando que todas las otras variables permanecerán constantes:

<u>Incremento en puntos básicos</u>	<u>Efecto sobre la ganancia antes de impuestos en miles de pesos</u>
500	(131.000)

Riesgo cambiario

El riesgo cambiario es el riesgo de que el valor razonable o los flujos futuros de efectivo de un instrumento financiero fluctúen debido a variaciones en los tipos de cambio.

La Compañía está expuesta al riesgo cambiario respecto a la relación entre el peso argentino y el dólar estadounidense, fundamentalmente debido a sus actividades operativas, proyectos de inversión y préstamos bancarios. Si bien la mayor parte de la deuda financiera y una porción de los costos y gastos operativos de la Compañía está denominada en Dólares Estadounidenses, los ingresos que percibió conforme a la Resolución N° 95/13, la cual regló la remuneración de Energía Base hasta febrero de 2017, estaban mayormente denominados en Pesos Argentinos. En consecuencia, la Compañía estaba expuesta a los riesgos asociados a la fluctuación

del tipo de cambio entre el Peso Argentino y el Dólar Estadounidense en 2016, pues el 58,54% de sus ingresos de ese año provenían de Energía Base.

Al 30 de septiembre de 2017, la Compañía tenía cuentas por cobrar, activos financieros disponibles para la venta, activos financieros a valor razonable con cambio en resultados, efectivo y colocaciones a corto plazo en moneda extranjera por aproximadamente U\$S 61,47 millones, y pasivos por U\$S 16,89 millones. Véase la Nota 9.6 a los estados financieros consolidados condensados intermedios de la Compañía al 30 de septiembre de 2017.

Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía tenía cuentas por cobrar, activos financieros disponibles para la venta, activos financieros a valor razonable con cambio en resultados, efectivo y colocaciones a corto plazo en moneda extranjera por aproximadamente U\$S 87,5 millones, y pasivos por un total de U\$S 76,9 millones. Véase la Nota 12.8 a los estados financieros consolidados auditados de la Compañía.

El siguiente cuadro muestra la sensibilidad de la ganancia antes de impuestos al 31 de diciembre de 2016 ante un cambio razonablemente posible en el tipo de cambio del dólar estadounidense al peso, considerando que todas las otras variables permanecerán constantes (debido a cambios en el valor razonable de los activos y pasivos monetarios).

Fluctuación del tipo de cambio del U\$S	Efecto sobre la ganancia antes de impuestos en miles de pesos
10%	11.000

Riesgo de precios

Los ingresos de la Compañía dependen del precio de la electricidad en virtud de Energía Base y del costo variable y fijo de producción remunerado por CAMMESA. La Compañía no tiene capacidad de determinar los precios del mercado en el que opera. Véase “El Sector Eléctrico Argentino” y “Factores de Riesgo—El incremento en las tarifas podría afectar la demanda de energía eléctrica, lo cual podría derivar en que las compañías de generación, como es el caso de la Compañía, registren una disminución de sus ingresos”.

Riesgo crediticio

El riesgo crediticio es el riesgo de que una contraparte no cumpla las obligaciones asumidas en un instrumento financiero o contrato comercial, y que ello resulte en una pérdida financiera. La Compañía se encuentra expuesta al riesgo crediticio por sus actividades operativas (en particular, por los deudores comerciales) y sus actividades financieras, incluidas las tenencias en títulos públicos. En particular, la Compañía tiene riesgos relacionados con los créditos de CAMMESA. Véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con las INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA —Los resultados de la Compañía dependen principalmente de la remuneración establecida por la Secretaría de Energía Eléctrica y obtenida de CAMMESA” y “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con el Sector Eléctrico Argentino— En el último tiempo, la Compañía no ha podido cobrar directamente, o bien de manera oportuna, sus créditos con CAMMESA y otros clientes del sector eléctrico”.

La Compañía tiene derecho a recibir pagos de CAMMESA en virtud de Energía Base dentro de los 42 días de la fecha de facturación. En los últimos años, debido a las condiciones del marco regulatorio del sector eléctrico de Argentina que afectaban la rentabilidad y viabilidad económica de las empresas de servicios públicos, algunos agentes del MEM incumplieron con el pago de las sumas adeudadas a CAMMESA, lo cual afectó en forma adversa la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propias obligaciones de pago a los generadores de electricidad, incluida la Compañía. Como consecuencia de ello, en el pasado, CAMMESA efectuó pagos a 92 días del cierre del mes, en lugar de efectuarlos a los 42 días de la fecha de factura conforme a lo pactado. Dichas demoras en los pagos pueden generar mayores requerimientos de capital de trabajo que la Compañía habitualmente financia con sus propias fuentes de financiamiento. No obstante, esta demora viene reduciéndose desde abril de 2016. Desde septiembre 2016, CAMMESA efectúa los pagos dentro de los 42 días de la fecha de facturación, según lo previsto en Energía Base.

El siguiente gráfico ilustra el ciclo de pagos de CAMMESA (por ventas consumados en virtud de Energía Base) en términos de cantidad de días que CAMMESA demoró en abonar los saldos pendientes mes a mes, desde septiembre de 2015 hasta septiembre de 2017.



Fuente: Central Puerto

Con el gobierno de Mauricio Macri, la Compañía espera observar mejoras en CAMMESA en lo atinente a aspectos operativos como también a su solvencia financiera, lo cual, a su vez, debería tener el efecto de mejorar el ciclo de pago de CAMMESA a las empresas de generación, incluida la Compañía.

En el marco de los contratos celebrados por la Compañía con YPF, habitualmente la Compañía emite facturas mensuales que YPF abona entre 35 y 45 días después de la fecha de emisión. Las facturas de la Compañía se emiten en Dólares Estadounidenses y los pagos se efectúan en Pesos Argentinos, al tipo de cambio vigente a la fecha de pago.

En virtud de los PPA celebrados por la Compañía en virtud de Energía Plus, habitualmente la Compañía emite facturas mensuales que el comprador abona entre 20 y 30 días después de la fecha de emisión. La tarifa por la energía vendida se fija en Dólares Estadounidenses. Las facturas de la Compañía pueden ser emitidas en Dólares Estadounidenses o en Pesos y convertidas a Dólares Estadounidenses y son pagaderas en Pesos Argentinos, al tipo de cambio vigente a la fecha de pago; en este segundo caso, el comprador habitualmente se hace cargo de las fluctuaciones del tipo de cambio ocasionadas como resultado de moras en los pagos mediante pago de créditos y débitos.

Con respecto al programa FONINVEMEM, después de otorgada la habilitación comercial a la central eléctrica Manuel Belgrano (el 7 de enero de 2010) y a la central eléctrica San Martín (el 2 de febrero de 2010), la Compañía comenzó a cobrar los créditos pendientes por ventas de energía eléctrica de enero de 2004 a diciembre de 2007 en pagos parciales mensuales. Estos créditos están denominados en Dólares Estadounidenses y devengan intereses a la tasa LIBOR más un 1% (para créditos pagados con fondos de la central eléctrica Manuel Belgrano) y 2% (para créditos pagados con fondos de la central eléctrica “San Martín”), y los pagos se efectúan en Pesos Argentinos, al tipo de cambio vigente a la fecha de pago.

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

El departamento de finanzas es responsable de gestionar el riesgo de crédito de los clientes en base a las políticas, procedimientos y los controles sobre la gestión del riesgo de crédito de la Compañía. Las cuentas por cobrar de los clientes se controlan regularmente. Si bien la Compañía no ha recibido garantías, tiene la potestad de solicitar el corte del suministro eléctrico si los clientes no cumplen con sus obligaciones crediticias. Para más información sobre concentración crediticia, véase la Nota 12.1. a los estados financieros consolidados auditados de la Compañía. A la fecha de cierre del período sobre el que se informa, la Compañía analiza si hubo deterioro de valor de las cuentas por cobrar. El análisis se realiza sobre una base individual para los clientes más importantes. La provisión correspondiente registrada al 31 de diciembre de 2016 se considera suficiente para cubrir los eventuales deterioros de valor de los créditos de la Compañía.

Efectivo y colocaciones a corto plazo

El riesgo de crédito de los saldos en bancos e instituciones financieras se gestiona a través del departamento de tesorería de la Compañía de acuerdo con la política corporativa. Las inversiones de los excedentes de fondos se realizan solamente con las contrapartes aprobadas, en este caso el riesgo es limitado porque se trata de bancos con alta calificación crediticia.

Títulos públicos y corporativos

Este riesgo es gestionado por la gerencia de finanzas de la Compañía de acuerdo con las políticas corporativas según las cuales solo puede realizarse esta clase de inversiones en empresas solventes y en instrumentos emitidos por el Estado ya sea Nacional o Provincial.

Riesgo de liquidez

La Compañía administra su liquidez para garantizar los fondos necesarios para respaldar su estrategia de negocios. Las necesidades de financiamiento de corto plazo vinculadas a incrementos de capital de trabajo estacionales se cubren a través de líneas de crédito bancarias de corto y mediano plazo. Los siguientes cuadros presentan el perfil de vencimientos de los pasivos financieros de la Compañía para los períodos especificados.

Al 31 de diciembre de 2016:

	<u>Menos de 3 meses</u>	<u>3 a 12 meses</u>	<u>1 a 5 años</u>	<u>Total</u>
	<i>(En miles de Ps.)</i>			
Préstamos y otras deudas de CAMMESA	294.692	2.046.208	1.284.783	3.625.683
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.....	654.929	669	—	655.598
Total.....	<u>949.621</u>	<u>2.046.877</u>	<u>1.284.783</u>	<u>4.281.281</u>

Al 31 de diciembre de 2015:

	<u>Menos de 3 meses</u>	<u>3 a 12 meses</u>	<u>1 a 5 años</u>	<u>Total</u>
	<i>(En miles de Ps.)</i>			
Deudas que devengan interés y otros préstamos de CAMMESA	649.448	523.193	861.268	2.033.909
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.....	169.880	211.248	—	381.128
Total.....	<u>819.328</u>	<u>734.441</u>	<u>861.268</u>	<u>2.415.037</u>

INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA

Reseña

Central Puerto es la empresa de generación de energía del sector privado más grande de Argentina, en términos de energía eléctrica generada, según datos facilitados por CAMESA. En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la energía eléctrica generada por la Compañía ascendió a un total de 12.239 GWh netos, y en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía generó un total de 15.544 GWh netos de electricidad, representando aproximadamente un 20% del total de energía generada por empresas del sector privado en el país durante cada uno de estos períodos, según datos suministrados por CAMESA. Al 30 de septiembre de 2017, la Compañía tenía una capacidad de generación instalada de 3.791 MW.

La Compañía tiene una cartera de activos de generación diversificada en términos geográficos y tecnológicos, con plantas distribuidas en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en las provincias de Buenos Aires, Mendoza, Neuquén y Río Negro. La Compañía utiliza tecnologías convencionales (incluida energía hidroeléctrica) para generar energía y sus activos de generación incluyen unidades de ciclo combinado, turbinas a gas, turbinas a vapor, y centrales de generación hidroeléctrica y cogeneración.

El siguiente cuadro presenta una breve descripción de las centrales eléctricas que la Compañía posee y opera a la fecha de este Prospecto:

Central eléctrica	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	Tecnología
Puerto Nuevo ⁽¹⁾	Ciudad de Buenos Aires	589	Turbinas a gas
Nuevo Puerto ⁽¹⁾	Ciudad de Buenos Aires	360	Turbinas a gas
Puerto de Ciclo Combinado ⁽¹⁾	Ciudad de Buenos Aires	765	Ciclo combinado
Planta de Luján de Cuyo	Provincia de Mendoza		Turbinas a vapor, turbinas a gas, generador de dos ciclos y mini turbina hidráulica para generación de energía eléctrica y vapor
Planta La Plata ⁽²⁾	La Plata, Provincia de Buenos Aires	509	Planta de cogeneración que produce energía eléctrica y vapor
Piedra del Águila	Piedra del Águila (Río Limay, en el límite de las provincias de Neuquén y Río Negro)	128	Planta Hidroeléctrica
Total		3.791 MW	

(1) Parte del "Complejo Puerto" se define en la sección "INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA".

(2) El 20 de diciembre de 2017, YPF EE aceptó la oferta de la Compañía para vender la planta de La Plata, sujeto a ciertas condiciones. Para mayor información sobre la venta de la planta de La Plata, véase "Resumen – Acontecimientos Recientes – Venta de la Planta de La Plata".

Por otra parte, la Compañía participa en el FONINMEM, el cual es administrado por CAMESA por instrucción del Ministerio de Energía. El anterior gobierno de Argentina creó el FONINMEM con el propósito de saldar los créditos pendientes con empresas generadoras de energía eléctrica, como Central Puerto, por ventas de energía eléctrica entre 2004 y 2011, y financiar la expansión y el desarrollo de nueva capacidad de generación.

Como resultado de la participación de la Compañía en este programa, la misma recibe pagos mensuales por algunos de sus créditos pendientes con CAMESA. Por otro lado, la Compañía tiene participaciones en el capital de las sociedades que operan los nuevos proyectos de ciclo combinado del FONINMEM, las cuales adquirirán la titularidad de los proyectos de ciclo combinado a los diez años de la fecha de inicio de las operaciones de los mismos. En este marco, la Compañía comenzó a recibir pagos denominados en Dólares Estadounidenses de parte de CAMESA cancelatorios de los créditos pendientes por ventas de energía eléctrica desde enero de 2004 hasta diciembre de 2007 durante un plazo de diez años, a partir del inicio de las operaciones de TJS y TMB en marzo de 2010. La Compañía también espera comenzar a recibir pagos denominados en Dólares Estadounidenses de parte de CAMESA para cancelar los créditos pendientes por ventas de energía eléctrica desde enero de 2008 hasta diciembre de 2011 durante un plazo de diez años, comenzando a partir del inicio de las operaciones de la central de ciclo combinado CVOSA, lo cual se prevé sucederá en el primer trimestre de 2018. Para más información sobre el FONINMEM, véase "Fortalezas competitivas—Sólida generación de flujos de fondos respaldada por flujos de fondos denominados en Dólares Estadounidenses".

La Compañía posee participaciones en el capital de las sociedades que operan las siguientes centrales térmicas de FONINVEMEM:

Central eléctrica	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	Tecnología	Participación porcentual en la sociedad operativa ⁽¹⁾
“San Martín”	Timbúes, Provincia de Santa Fe	865	Planta de ciclo combinado que dio inicio a sus operaciones en 2010	30,8752%
Manuel Belgrano	Campana, Provincia de Buenos Aires	873	Planta de ciclo combinado que dio inicio a sus operaciones en 2010	30,9464%
Vuelta de Obligado	Timbúes, Provincia de Santa Fe	816	Planta de ciclo combinado con inicio de operaciones previsto en el primer trimestre de 2018	56,0000%

(1) En cada caso, la Compañía es la empresa generadora del sector privado con mayor participación accionaria. Después de diez años de operar cada una de las centrales, si todos los organismos gubernamentales que financiaron la construcción de las mismas se transformaran en accionistas de TJSM, TMB y CVOSA, la participación de la Compañía en TJSM, TMB y CVOSA podría verse diluida. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA —La participación de la Compañía en TJSM, TMB y CVOSA podría diluirse significativamente”.

Los siguientes gráficos muestran el total de activos de la Compañía en virtud del programa FONINVEMEM:

Activos bajo el programa FONINVEMEM



1. Enel incluye Enel Generación Costanera S.A., Central Dock Sud S.A. y Enel Generación El Chocón S.A.

Fuente: TJSM, TMB y CVOSA

El siguiente gráfico describe la ubicación de las plantas e inversiones en empresas de energía de Central Puerto en Argentina, con indicación de la respectiva capacidad instalada de cada una:



(1) “Plantas en construcción” alude a (a) los parques eólicos Achiras y La Castellana, ambos en proceso de construcción con fecha de finalización prevista en el segundo trimestre de 2018, (b) la unidad de cogeneración de Luján de Cuyo que se encuentra en construcción y cuya finalización está prevista para el cuarto trimestre de 2019, (c) la Planta de la Terminal 6 que se encuentra en construcción y cuya finalización está prevista para el segundo trimestre de 2020, y (d) el parque eólico La Geneva I, cuya finalización está prevista para el segundo trimestre de 2020.

(2) “Centrales del FONINVEMEM” aluden a las centrales José de San Martín, Manuel Belgrano y Vuelta de Obligado que la Compañía espera que sean transferidas de los fideicomisos del FONINVEMEM a las centrales operativas, TJSM, TMB y CVOSA, respectivamente, luego de los primeros diez años de operaciones, como consecuencia del programa FONINVEMEM y otros programas similares. Para más información sobre las fechas en las que Central Puerto espera que se produzca dicha transferencia y demás detalles, véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—FONINVEMEM y programas similares”.

En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la Compañía registró ingresos por Ps. 5.720 millones (o U\$S330 millones), mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía registró ingresos por Ps. 5.320 millones (o U\$S310 millones).

En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la Compañía comercializó aproximadamente el 93,25% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) en el marco de Energía Base, mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía comercializó aproximadamente el 93,83% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) en virtud de Energía Base. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, las tarifas pagadas por CAMMESA bajo ese programa se basaban en un sistema de costos fijos y variables determinado por la entonces Secretaría de Energía Eléctrica, con arreglo a la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias. Estas tarifas, expresadas en Pesos Argentinos, se ajustaban anualmente y se mantuvieron constantes durante todo el año. Las ventas efectuadas en el marco de Energía Base representaron el 62,05% de los ingresos de la Compañía correspondientes al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, y el 58,54% de los ingresos de la Compañía correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016. Desde febrero de 2017, el programa Energía Base se encuentra reglamentado por la Resolución

SEE N° 19/17, la cual reemplazó a la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias. La Resolución SEE N° 19/17 incrementó las tarifas de Energía Base denominándolas en Dólares Estadounidenses. En virtud del programa Energía Base, el combustible necesario para producir la energía que genera la Compañía es suministrado por CMMESA, sin cargo, y el precio que la Compañía recibe en carácter de generador es determinado por la Secretaría de Energía Eléctrica, sin computar el combustible suministrado por CMMESA. La remuneración de Central Puerto en virtud de Energía Base depende, en gran medida, de la disponibilidad y la producción de energía eléctrica de sus plantas.

Por otra parte, la Compañía realiza ventas por contrato, incluidas (i) ventas por contrato en el mercado a término y (ii) ventas por contrato en el marco de Energía Plus. Las ventas por contrato en el mercado a término incluyen ventas de energía eléctrica bajo contratos negociados con contrapartes del sector privado, como es el caso de YPF. Por lo general, las ventas por contrato involucran PPA con clientes y se pactan en Dólares Estadounidenses. Los precios de estos contratos incluyen el precio del combustible utilizado para la generación, cuyo costo es asumido por el generador. Cuando el plazo es a más de un año, por lo general, estos contratos incluyen mecanismos de ajuste del precio de la electricidad ante variaciones en el precio del combustible o si el generador debe usar combustibles líquidos, ante la eventual escasez de gas natural. Para más información sobre los principales clientes de Central Puerto con quienes concreta ventas por contrato en el mercado a término, véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—Clientes”. Las ventas por contrato en el mercado a término representaron el 4,32% y 4,55% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) y el 11,36% y 13,81% de los ingresos de la Compañía por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, respectivamente. En la planta de Luján de Cuyo, la Compañía también tiene permiso para comercializar un porcentaje menor (hasta 16 MW) de su capacidad de generación y de la electricidad generada en virtud de contratos negociados con contrapartes del sector privado conforme a Energía Plus, con el fin de estimular las inversiones del sector privado en nuevas centrales de generación. Las ventas por contrato en el marco de Energía Plus representaron el 0,57% y 0,35% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) y el 1,72% y 1,49% de los ingresos de la Compañía por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, respectivamente. Por lo general, estos contratos tienen plazos a uno o dos años, están denominados en Dólares Estadounidenses y la contraprestación pactada se paga en Pesos, al tipo de cambio vigente a la fecha de pago. Según las reglas que rigen Energía Plus, la empresa generadora compra el combustible para cubrir la demanda de electricidad comprometida y suministra energía eléctrica a grandes consumidores a precios de mercado, en Dólares Estadounidenses, acordados previamente entre la empresa generadora y sus clientes. Véase “El Sector Eléctrico Argentino”.

Este año, Central Puerto siguió comercializando una parte de la energía eléctrica generada en el mercado spot en virtud del marco regulatorio vigente con anterioridad a la sanción de la Resolución SE N° 95/13. La planta de La Plata comercializa el excedente de energía eléctrica tras satisfacer la demanda de su socio comercial, YPF, en el mercado spot, a través del SADI y conforme a dicho marco regulatorio y los pagos que recibe por dichas ventas están denominados en Pesos. La energía eléctrica que se comercializa en el mercado spot representó el 1,86% y 1,97% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) y el 12,10% y 11,76% de los ingresos de la Compañía correspondientes al período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, respectivamente. Véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera— Energía Eléctrica Vendida en el Mercado Spot”.

Central Puerto también recibe una remuneración conforme a la Resolución N° 724/2008, en virtud de contratos con CMMESA celebrados a efectos de mejorar la capacidad de generación de energía. Estos contratos están denominados en Dólares Estadounidenses y la contraprestación de los mismos se paga en Pesos, al tipo de cambio vigente a la fecha del pago. Los ingresos en virtud de la Resolución N° 724/2008 representaron el 4,40% y el 4,37% de los ingresos de la Compañía correspondientes al período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, respectivamente. Véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera— Energía Eléctrica Vendida en el Mercado Spot”.

Central Puerto también produce vapor y tiene una capacidad instalada de 390 toneladas por hora. Las ventas de vapor representaron el 8,38% y 9,99% de los ingresos de la Compañía correspondientes al período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, respectivamente. La producción de vapor del período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 fue de 2.141.365 toneladas métricas. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la producción de vapor de la Compañía fue de 2.823.373 toneladas métricas. La planta de La Plata, que YPF EE acordó comprar a la Compañía sujeto a ciertas condiciones, y la planta de Luján de Cuyo suministran vapor en virtud de contratos negociados con YPF.

La planta de Luján de Cuyo de la Compañía tiene una unidad de cogeneración (CHP) que suministra unas 150 toneladas métricas por hora de vapor a la refinería de YPF en Luján de Cuyo en virtud de un contrato de abastecimiento de vapor. Este contrato está denominado y se factura en Dólares Estadounidenses, aunque puede ajustarse en el caso de variaciones en los precios de los combustibles denominados en dólares estadounidenses para combustibles necesarios para la generación de energía. En enero de 2018, la Compañía prevé firmar un acuerdo para prorrogar el contrato de abastecimiento de vapor que la Compañía tiene con YPF en la planta de Luján de Cuyo de la Compañía por un período de hasta 24 meses contados a partir del 1 de enero de 2019, sujeto a los mismos términos y condiciones que los del acuerdo de abastecimiento de vapor existente. El 15 de diciembre de 2017, la Compañía también suscribió un nuevo contrato de abastecimiento de vapor con YPF por un plazo de 15 años que reemplazará al contrato existente con YPF y entrará

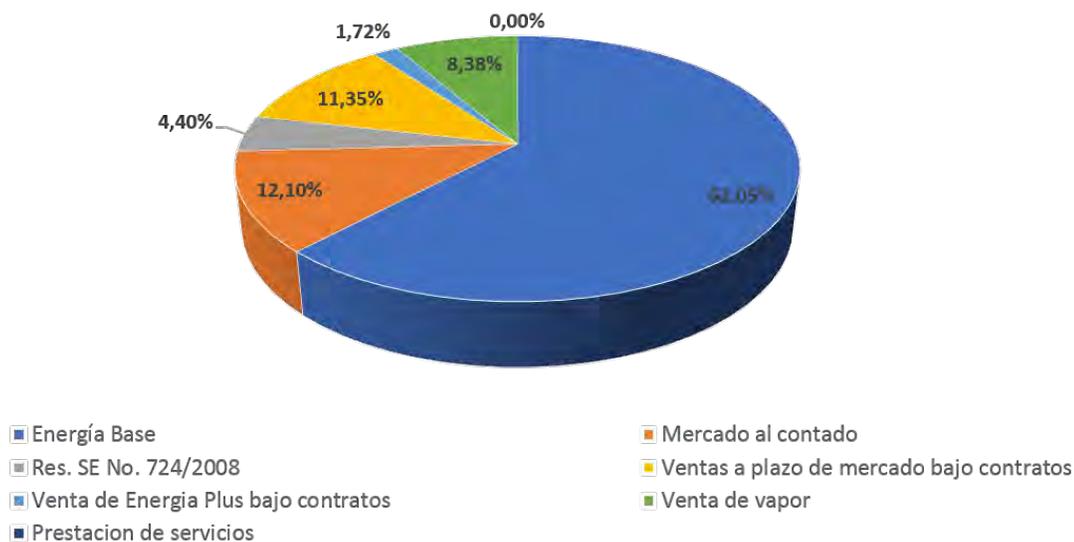
en vigencia cuando la nueva unidad de cogeneración que se encuentra en la planta de Luján de Cuyo comience a operar, lo cual está previsto que ocurra en diciembre de 2018. Para mayor información sobre los contratos de abastecimiento de vapor recientes con YPF para la planta de Luján de Cuyo, véase “Resumen –Acontecimientos Recientes– Contratos con YPF para Abastecimiento de Vapor y CMMESA para el proyecto de Luján de Cuyo”.

La planta de La Plata, que YPF EE acordó comprar a la Compañía, sujeto a ciertas condiciones, tiene una capacidad de generación de vapor de 240 toneladas métricas por hora y abastece de vapor a la refinería de YPF ubicada en La Plata. Conforme al contrato que la Compañía tiene con YPF relacionado con la planta de La Plata, YPF (i) debe adquirir la energía eléctrica y todo el vapor producido por esa planta hasta la extinción del contrato en la fecha de rescisión del contrato actual o en la Fecha de Vigencia de la Venta de la Planta de La Plata, lo que ocurra primero, que, con respecto al abastecimiento de vapor a YPF, fue prorrogado por un período de cinco meses contados a partir del 31 de octubre de 2017, y (ii) es responsable de suministrar a la planta el gasoil y el gas natural que sean necesarios para la operación de la planta y el agua en las condiciones requeridas para que sea convertida en vapor. Este contrato está denominado y se factura en dólares estadounidenses, pero puede ser ajustado en caso de variaciones en los precios del combustible denominados en dólares estadounidenses correspondientes al combustible necesario para la generación de energía eléctrica. Para mayor información sobre la Venta de la Planta de La Plata, véase “Resumen –Acontecimientos Recientes– Venta de la Planta de La Plata” e “Información Financiera Proyectada Consolidada No Auditada”.

Los siguientes gráficos detallan los ingresos de la Compañía en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 por marco regulatorio:

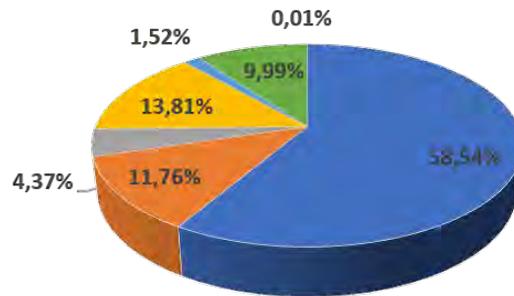
Ingresos por Marco Regulatorio

(en % para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017)



Fuente: Central Puerto

Ingresos por Marco Regulatorio (en % 2016)

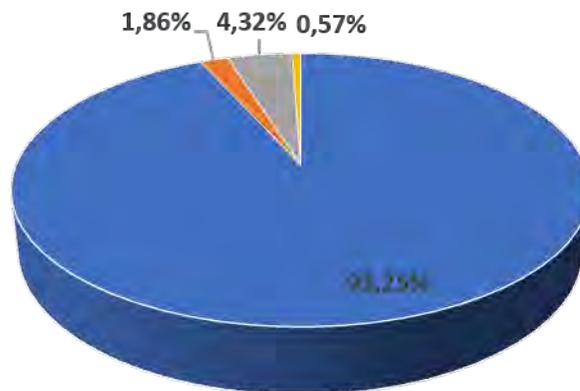


- Energía Base
- Mercado al contado
- Res. SE No. 724/2008
- Ventas a plazo de mercado bajo contratos
- Venta de Energía Plus bajo contratos
- Venta de vapor
- Prestacion de servicios

Fuente: Central Puerto

El siguiente gráfico detalla las ventas de energía eléctrica de la Compañía para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 por marco regulatorio:

Ventas de energía eléctrica por Marco Regulatorio (en % para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017)



- Energía Base
- Mercado al contado
- Ventas a plazo de mercado bajo contratos
- Venta de Energía Plus bajo contratos

Fuente: Central Puerto

Ventas de energía eléctrica por Marco Regulatorio (en % para 2016)



Fuente: Central Puerto

A la fecha de este Prospecto, la Compañía tiene importantes planes en marcha para ampliar su capacidad de generación a través de proyectos de energía renovable, los que incluyen sus primeros tres proyectos de energía eólica, con una capacidad de generación esperada de 99 MW, 48 MW y 86,8 MW. En 2016, la Compañía formó una subsidiaria, CP Renovables S.A. (“CP Renovables”), con el fin de desarrollar, construir y operar proyectos de generación de energía renovable. A la fecha de este Prospecto, la Compañía tiene una participación del 70,19% en CP Renovables, mientras que el 29,81% restante está en manos de Guillermo Pablo Reca.

En 2015 y 2016, la Compañía adquirió cuatro turbinas de gas de gran resistencia y alta eficiencia: (i) una turbina de gas marca GE con una capacidad de 373 MW, (ii) dos turbinas de gas marca Siemens, cada una de ellas con una capacidad de 298 MW y (iii) una turbina de gas marca Siemens con una capacidad de 286MW). Por otra parte, la Compañía adquirió un terreno de 130 hectáreas en el norte de la Provincia de Buenos Aires, situado en un lugar con excelentes condiciones para la entrega de combustible y acceso a líneas de transmisión de energía.

Central Puerto también posee participaciones minoritarias significativas en sociedades habilitadas para brindar el servicio público de distribución de gas natural a través de sus redes en las provincias de Mendoza, San Juan, San Luis, Córdoba, Catamarca y La Rioja. Considerando las participaciones directas e indirectas, la Compañía posee (i) una participación del 22,49% en el capital de DGCU y (ii) una participación del 39,69% en el capital de DGCE (Ecogas). Ecogas tenía una red de distribución de gas de 30.976 km de extensión y atendía a aproximadamente 1.309.967 clientes al 30 de septiembre de 2017. En los primeros nueve meses de 2017, Ecogas distribuyó un volumen promedio de 14,89 millones de metros cúbicos de gas natural por día, y en 2016, Ecogas distribuyó un volumen promedio de 14,45 millones de metros cúbicos de gas natural por día. Este volumen de distribución representó, aproximadamente, el 11,75% y 11,85% del gas distribuido en Argentina en los primeros nueve meses de 2017 y en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, respectivamente, según datos del ENARGAS. Durante los primeros nueve meses de 2017, la participación de Central Puerto en Ecogas generó Ps. 193,89 millones en concepto de participación en los resultados de asociadas, lo que representó el 9,33% del resultado neto de la Compañía durante ese período. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la participación de Central Puerto en Ecogas generó Ps. 110,66 millones en concepto de participación en los resultados de asociadas, representando el 6,25% del resultado neto de ese ejercicio. En la asamblea de accionistas que se llevara a cabo el 16 de diciembre de 2016, de acuerdo con el objetivo estratégico de concentrarse en los activos dentro de la industria energética, los accionistas consideraron la posible venta de la participación de la Compañía en Ecogas a Magna Energía S.A., pero votaron para postergar la decisión. La Compañía está evaluando distintas oportunidades estratégicas con relación a DGCU y DGCE, incluida una eventual venta de las participaciones de la Compañía en el capital de dichas empresas.

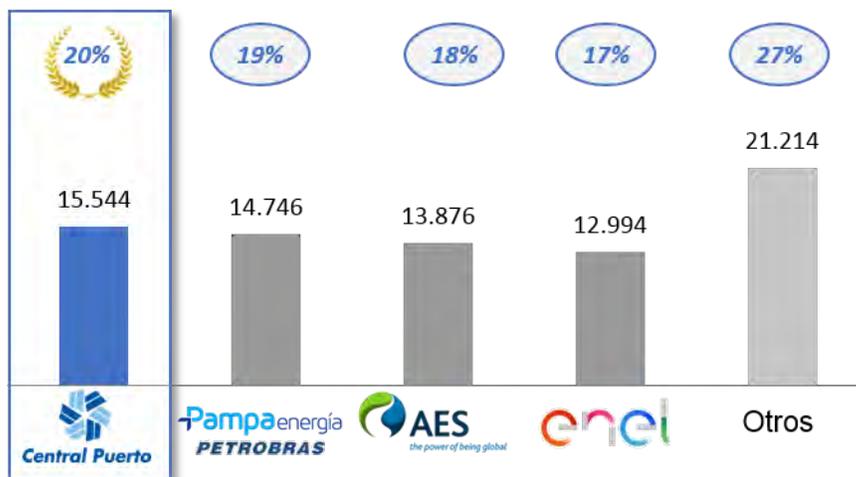
Fortalezas competitivas

La Compañía cree haber logrado una posición competitiva sólida en el sector de generación de electricidad de Argentina, como resultado de las siguientes fortalezas:

- **La empresa de generación de energía del sector privado más grande de Argentina.** Central Puerto es la empresa de generación de energía del sector privado más grande de Argentina, en términos de energía eléctrica generada, según datos proporcionados por CAMMESA. En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la Compañía generó un total de 12.239 GWh netos de electricidad y, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía generó un total de 15.544 GWh netos de electricidad. Al 30 de septiembre de 2017, Central Puerto tenía una capacidad instalada de 3.791 MW. La posición de liderazgo que ocupa la Compañía le permite desarrollar diversas estrategias de venta y marketing, sin depender de un mercado en particular. Por otra parte, la envergadura de Central Puerto en el mercado argentino la posiciona para aprovechar futuros proyectos, a medida que se realizan inversiones en el sector de generación de energía eléctrica. Otra ventaja es su vasta capacidad instalada, pues le brinda margen suficiente para apuntalar los contratos de gran volumen que negocia.

Los siguientes gráficos muestran la generación de electricidad total del SADI por compañías privadas y la participación en el mercado en 2016 (agrupadas por compañías relacionadas y subsidiarias):

Participaciones de mercado de generación de energía privada



Fuente: CAMMESA, (i) Enel incluye Enel Generación Costanera S.A., Central Dock Sud S.A. y Enel Generación El Chocón S.A.; (ii) Pampa Energía incluye Central Térmica Güemes S.A., Central Térmica Loma la Lata S.A., Inversora Piedra Buena S.A., Inversora Diamante S.A., CTG e Inversora Nihueles, y Petrobras Argentina S.A.; y (iii) AES Argentina Generación incluye Central Térmica San Nicolás S.A. e Hidroeléctrica Alicurá S.A.

- **Activos de excelente calidad con sólido desempeño operativo.** La Compañía posee diversos activos de generación de energía eléctrica de excelente calidad, entre ellos, turbinas de ciclo combinado, turbinas de gas, turbinas de vapor, tecnología hidroeléctrica y tecnología de cogeneración de electricidad y vapor, los que suman una capacidad instalada total de 3.791 MW. Los niveles de eficiencia de Central Puerto son superiores a los de la competencia, debido a la eficiencia de sus tecnologías. El siguiente gráfico ilustra el nivel de eficiencia para el período comprendido entre noviembre de 2016 y abril de 2017 de cada una de las unidades de generación en comparación con la de los principales competidores de la Compañía, en función del indicador de eficiencia denominado *heat rate*, es decir, la cantidad de energía empleada por un generador o central de energía eléctrica para generar un kWh de electricidad.

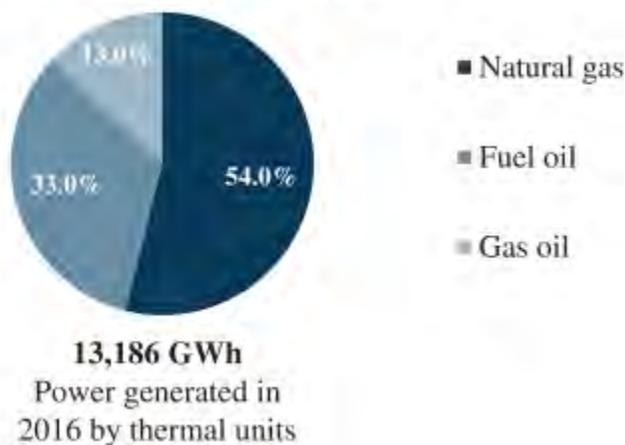
La Compañía tiene contratos de mantenimiento a largo plazo con los fabricantes de las unidades de ciclo combinado y centrales de cogeneración con la mayor capacidad, a saber, la unidad Puerto Ciclo Combinado (CEPUCC), la unidad de ciclo combinado LDCUDCC25 en la planta de Luján de Cuyo, y las centrales de cogeneración en la planta de Luján de Cuyo (LDCUTG23 y LDCUTG24) y en la planta de La Plata (ENSETG01), conforme a los cuales los fabricantes ofrecen servicios de mantenimiento usando las mejores prácticas recomendadas para esas unidades. El resto de las unidades reciben mantenimiento a través de empleados altamente capacitados y con vasta experiencia, que siguen rigurosamente las recomendaciones y mejores prácticas definidas por los fabricantes de dichas unidades. Por otra parte, la Compañía puede generar energía a partir de distintas fuentes de combustible, entre ellas, gas natural, diesel oil y fuel oil. En los últimos años, la Compañía ha realizado inversiones en adaptar sus plantas a fin de generar energía eléctrica a partir de biocombustible y ha forjado relaciones comerciales a lo largo de los años con empresas estratégicas del sector de hidrocarburos y

biocombustible. Las unidades de generación de energía de la Compañía también ocupan una posición de privilegio en la curva de despacho de energía del sistema (curva de costo marginal del MEM) gracias a su cartera de activos de generación tecnológicamente diversificada y a su elevado nivel de eficiencia en términos de consumo de combustible, lo cual garantiza un vasto despacho de energía al sistema, incluso teniendo en cuenta las nuevas incorporaciones de capacidad previstas para los próximos años adjudicadas en el marco de licitaciones para incrementar la capacidad de generación térmica y la capacidad de generación de fuentes de energía renovable.

- **Activos de generación de energía diversificados y ubicados estratégicamente.** El negocio de la Compañía está diversificado tanto en términos geográficos como tecnológicos. Los activos de la Compañía son cruciales para la red de electricidad de Argentina debido a la flexibilidad que aporta la vasta capacidad de almacenamiento de combustible, que le permite almacenar 32.000 toneladas de combustible (suficientes para cubrir 6,3 días de consumo) y 20.000 toneladas de gasoil (suficientes para cubrir 5,7 días de consumo) de sus centrales térmicas, sumado al acceso que tiene la Compañía a muelles de aguas profundas, la capacidad de agua de la represa y su capacidad para almacenar energía durante 45 días, operando a máxima capacidad en Piedra del Águila. Las tarifas por la transmisión de energía se encuentran reguladas y están asociadas a la distancia entre el generador y el usuario, entre otros factores. En este sentido, las centrales térmicas de la Compañía cuentan con una excelente ubicación por encontrarse en importantes centros urbanos o en la cercanía de algunos de los clientes más importantes del sistema, lo que constituye una importante ventaja competitiva. Por ejemplo, aproximadamente el 39% del consumo de energía de Argentina se concentraba en el área metropolitana de Buenos Aires en 2016. Debido a que la falta de capacidad en el SADI restringe la distribución eficiente de energía eléctrica generada en otras áreas geográficas, las plantas de generación ubicadas en Buenos Aires y Mendoza son fundamentales para abastecer la gran demanda de electricidad que se registra en esas áreas. Por otra parte, debido a la necesidad de generar energía cerca de un área de alto consumo dentro del país, las plantas de la Compañía se ven menos afectadas por la instalación de capacidad nueva en otras regiones.

Las fuentes de combustible diversificadas de la Compañía le permiten generar energía en diferentes contextos, conforme se muestra en el gráfico a continuación:

Thermal generation by fuel type, 2016



- **Cartera de proyectos de crecimiento atractiva.** La Compañía ha identificado oportunidades para mejorar su posición estratégica como líder en tecnologías de generación energética convencionales, ampliando su capacidad de generación térmica e incursionando en el mercado de la energía renovable. Atento a la acentuación de la brecha existente entre la oferta y la demanda, Argentina necesita imperiosamente incorporar nueva capacidad de generación. En consecuencia, el Gobierno Argentino ha puesto en marcha un proceso de licitación para nuevos proyectos de generación, tanto de fuentes convencionales como de fuentes renovables. En este contexto, uno de los objetivos de la Compañía es incorporar una cantidad significativa de capacidad adicional al sistema con el fin de achicar la brecha entre la oferta y la demanda en el corto plazo.

Generación Térmica. En 2015 y 2016, la Compañía adquirió cuatro turbinas de gas de gran resistencia y alta eficiencia: (i) una turbina de gas marca GE con una capacidad de 373 MW, (ii) dos turbinas de gas marca Siemens, cada una de ellas con una capacidad de 298 MW y (iii) una turbina de gas marca Siemens con una capacidad de 286MW). Asimismo, la Compañía adquirió un terreno de 130 hectáreas en el norte de la Provincia de Buenos Aires, a través del cual la Compañía considera que podrá desarrollar nuevos proyectos que pueden sumar 1.255 MW a su capacidad instalada total con una configuración de ciclo simple o mediante operaciones de ciclo combinado. Por ejemplo, la Compañía utilizará una

turbina de gas Siemens con una capacidad de 286 MW para el proyecto de cogeneración de la Terminal 6 San Lorenzo que se describe más abajo. El objetivo de la Compañía es utilizar las tres unidades restantes y el terreno antes mencionado, en el que ya invirtió U\$S134 millones, para presentar ofertas por nueva capacidad de generación, a través de uno o varios proyectos, en los futuros procesos de licitación impulsados por el Gobierno Argentino. Adicionalmente, a la fecha del presente prospecto, la Compañía ha pagado SEK\$ 381,37 (que, convertidos al tipo de cambio publicado por el Bank Central en las fechas de cada pago, equivalen a U\$S 45,46 millones) para adquirir dos turbinas de gas Siemens adicionales para el proyecto Luján de Cuyo.

El 16 de noviembre de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica, por Resolución SEE N° 420-E/2016, invitó a compañías interesadas en desarrollar o ampliar sus unidades de generación térmica a presentar propuestas preliminares de nuevos proyectos. Los objetivos de la citada resolución radican en identificar los posibles términos de proyectos que conduzcan a reducir costos en el MEM y a fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico argentino. Así pues, el 13 de enero de 2017, la Compañía presentó una serie de proyectos preliminares no vinculantes. Por consiguiente, la Compañía espera que durante 2018 el Gobierno Argentino lance uno o varios procesos de licitación adicionales que involucren a las categorías definidas por la Resolución SEE N° 420-E/16: (a) nuevos ciclos combinados, (b) centros de abastecimiento y almacenamiento para empresas de generación; y (c) ductos que reduzcan o minimicen los costos asociados a la generación de energía eléctrica.

La Secretaría de Energía Eléctrica, por Resolución SEE N° 287-E/17, llamó a licitación para el suministro de la energía eléctrica a generar a través de unidades existentes, la conversión de unidades de ciclo combinado abierto en unidades de ciclo combinado cerrado, o la instalación de unidades de cogeneración. La Compañía presentó ofertas el 9 de agosto de 2017, y el 25 de septiembre de 2017, la Compañía resultó adjudicataria de dos proyectos de cogeneración en la Terminal 6 San Lorenzo (con una capacidad eléctrica adjudicada de 330 MW y 317 MW para el invierno y el verano, respectivamente) y en Luján de Cuyo (con una capacidad eléctrica adjudicada de 93 MW y 89 MW para el invierno y el verano, respectivamente).

La Compañía se encuentra evaluando proyectos adicionales para los futuros procesos de licitación impulsados por el Gobierno Argentino con respecto a las demás categorías definidas en la Resolución SEE N° 420-E/16. De acuerdo con informes públicos, en abril de 2016, el Ministerio de Energía señaló que el gobierno argentino planeaba adicionar 20 GW de capacidad eléctrica, de la cual 10 GW debía provenir de fuentes convencionales. Luego de los dos procesos de licitación previos conforme a las Resoluciones SEE 21/16 y 287/17, el gobierno argentino adjudicó proyectos con una capacidad de 2,9 GW y 1,8 GW, respectivamente.

Generación de Energía Renovable. Por otra parte, la Compañía está desarrollando dos proyectos de energía eólica en Argentina, con las siguientes características:

	<u>La Castellana</u>	<u>Achiras</u>
Ubicación.....	Provincia de Buenos Aires	Provincia de Córdoba
Fecha de habilitación comercial prevista.....	Abril de 2018	Abril de 2018
Inversión en activos de capital total estimada (IVA incluido).....	U\$S148 millones	U\$S74 millones
Capacidad eléctrica adjudicada.....	99 MW	48 MW
Precio adjudicado por MWh	U\$S61,50	U\$S59,38
Plazo contractual.....	20 años, a partir de la habilitación comercial	20 años, a partir de la habilitación comercial
Fecha de celebración del contrato de compra de energía.....	Enero de 2017	Mayo de 2017
Cantidad de generadores	32	15
Capacidad por unidad	3,15 MW	3,2 MW
	Acciona	Acciona
Proveedor de la turbina eólica.....	Windpower – Nordex	Windpower – Nordex

En el marco del Proyecto La Castellana y el Proyecto Achiras, Central Puerto ya obtuvo estudios de producción de energía preparados por un especialista independiente, como también la aprobación de los estudios de impacto ambiental por parte de los organismos regulatorios, las habilitaciones municipales relevantes y la aprobación de los relevamientos eléctricos relacionados con el acceso a la red de transmisión por parte de los organismos regulatorios. Por otra parte, Central Puerto goza del usufructo del terreno en la Provincia de Buenos Aires en el que se emplazará el Proyecto La Castellana y es propietaria de los terrenos situados en la Provincia de Córdoba en los que se desarrollará el Proyecto Achiras. La Compañía ha comenzado con la construcción de las plantas y ha celebrado contratos con proveedores para adquirir y mantener las turbinas eólicas para ambos proyectos.

Finalizadas las Rondas 1 y 1.5 del programa RenovAR, el Ministerio de Energía y Minería, por Resolución N° 275/17, que lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017 y adjudicó 2.043 MW de capacidad de generación de energía renovable. La Compañía presentó ofertas en la Ronda 2 del programa RenovAR el 19 de octubre de 2017 y el 29 de noviembre de 2017 se le adjudicó un proyecto de energía eólica llamado “La Genoveva I”, que le permitió sumar una capacidad adicional de 86,6 MW y seguir aumentando su presencia en el sector de energías renovables.

Las principales características del Proyecto adjudicado se resumen a continuación:

	<u>La Genoveva I</u>
Ubicación.....	Provincia de Buenos Aires
Fecha de habilitación comercial prevista.....	Mayo de 2020
Fecha estimada para la firma del PPA.....	Mayo de 2018
Inversión en bienes de capital total estimada (incluye IVA).....	U\$S105 millones
Capacidad eléctrica adjudicada.....	86,6 MW
Precio de la capacidad eléctrica adjudicada por MWh de capacidad instalada.....	U\$S 40,90 por MWh
Duración contractual estimada.....	20 años, a partir de la habilitación comercial
Cantidad de generadores.....	25
Capacidad por unidad.....	3,46 MW

En relación con la labor de la Compañía en el ámbito de las energías renovables, la Ley N.º 27.191 establece que los Grandes Usuarios, cuya demanda excede los 300 KW de electricidad anual promedio deben cumplir con la obligación de comprar energía renovable celebrando un contrato con una empresa de generación o a través de la auto-generación. El Ministerio de Energía y Minería, a través de la Resolución 281-E/ 2017 estableció el marco regulatorio que les permite a los Grandes

Usuarios comprarle energía renovable a las empresas de generación del sector privado y las condiciones para otorgar “prioridad de despacho” para que sea posible celebrar esas transacciones y asegurar que las empresas de generación del sector privado no resulten restringidas en el futuro en su despacho de generación (véase “El Sector Eléctrico Argentino—Resolución N° 281-E/17: el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en Argentina”).

La Compañía tiene previsto continuar participando en este sector en expansión ampliando su capacidad de generación de fuentes renovables, incluyendo proyectos de energía eólica y solar. En este sentido, los eventuales proyectos de energía renovable de la Compañía incluyen La Castellana II, Achiras II, La Genoveva II, Cerro Senillosa y Picún Leufú, los cuales en conjunto tienen una capacidad instalada potencial total de 394,67 MW. La Compañía tiene previsto presentar ofertas en futuras rondas del Programa RenovAr y/o desarrollar con el fin de abastecer a los Grandes Usuarios en el mercado a término de energía renovable (véase “El Sector Eléctrico Argentino – Resolución N° 281-E/17: El Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en Argentina”), incluidos los proyectos detallados a continuación:

Nombre del Proyecto Potencial	Fuente renovable	Ubicación	Electricidad potencial en MW
La Castellana II ⁽¹⁾	viento	Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires	15,75
Achiras II ⁽¹⁾	viento	Achiras, Provincia de Córdoba	81,90
La Genoveva II ⁽¹⁾	viento	Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires	97,02
Cerro Senillosa ⁽²⁾	viento	Senillosa, Provincia de Neuquén	100,00
Picún Leufú ⁽²⁾	viento	Picún Leufú, Provincia de Neuquén	100,00

(1) Los proyectos son proyectos potenciales en energías renovables en relación con los cuales la Compañía ya solicitó prioridad de despacho de energía en el mercado a término de energías renovables en virtud de la Resolución N.º 281-E/17 (véase “El Sector Eléctrico Argentino—Resolución N° 281-E/17: el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en Argentina”). CAMMESA aún no ha otorgado dicha prioridad para el despacho de energía.

(2) Proyectos potenciales de energía renovable en relación con los cuales la Compañía espera presentar ofertas en rondas futuras del Programa RenovAR.

La Compañía considera que si las reformas energéticas del gobierno argentino se implementan del modo previsto, los agentes de generación se encontrarán en condiciones de lograr una rentabilidad superior de sus activos eléctricos existentes y deberían surgir nuevas oportunidades de inversión en el sector energético. Es más, la Compañía considera que se encuentra bien posicionada para beneficiarse de las nuevas iniciativas del gobierno argentino, en particular las medidas que se proponen reformar el sector eléctrico, expandir la capacidad de generación y ampliar la brecha entre la oferta y la demanda.

Sin embargo, la Compañía no puede garantizar que el gobierno argentino abrirá nuevos procesos de licitación ni que sus ofertas tendrán éxito ni que podrá celebrar PPA en el futuro. Es más, la Compañía no puede garantizar que podrá aprovechar del modo previsto las reformas en el sector energético que el gobierno argentino espera introducir. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía—Es posible que factores que excedan el control de la Compañía pueden afectar su capacidad de resultar adjudicataria en licitaciones públicas para nueva capacidad de generación o afectar o demorar la finalización de nuevas centrales eléctricas una vez que haya resultado adjudicataria de proyectos”.

- **Sólida generación de flujos de fondos respaldada por flujos de fondos denominados en Dólares Estadounidenses.** La Compañía tiene flujos de fondos sólidos y estables que, en su mayor parte, provienen de pagos efectuados por CAMMESA, principalmente, a causa de la estructura de remuneración de la generación energética vigente en Argentina. Dichos pagos dependen, en mayor medida, de dos factores: (i) la disponibilidad de capacidad de generación y (ii) la cantidad de energía eléctrica generada. Ambas variables se han mantenido relativamente estables en los últimos años, como resultado de la diversificación de tecnologías y la alta eficiencia de las unidades de generación de energía de la Compañía. Anteriormente, algunos de estos flujos de fondos estaban denominados en Pesos Argentinos, al igual que los pagos efectuados por CAMMESA. No obstante ello, posteriormente a febrero de 2017, por Resolución SEE N° 19/17, los pagos efectuados en virtud del programa Energía Base están denominados en Dólares Estadounidenses, pero los pagos se efectúan en Pesos y están sujetos a ciertos incrementos tarifarios. Por otro lado, los flujos de fondos de la Compañía tienen poca exposición a los cambios en los precios del combustible pues el combustible necesario para producir energía en virtud del programa Energía Base es suministrado por CAMMESA sin cargo o mediante un mecanismo de compensación de los ingresos que recibe la Compañía, y las ventas por contrato en el mercado a término generalmente incluyen mecanismos de ajuste de precios en base a las variaciones en el precio del combustible. Además de esos pagos, los flujos de efectivo de la Compañía están respaldados por los pagos denominados en Dólares Estadounidenses que recibe de CAMMESA por los créditos en virtud de los acuerdos relacionados con las centrales térmicas San Martín y Manuel Belgrano formadas en el marco del FONINVEMEM, que comenzaron en marzo de 2010 y se prevé que continuarán hasta marzo de 2020. Durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la Compañía recibió Ps. 238,17 millones (US\$ 14,86 millones en pagos denominados en Dólares Estadounidenses) en concepto de capital y Ps. 19,83 millones (US\$ 1,24 millones en pagos denominados en Dólares Estadounidenses) en concepto de intereses por estos créditos (IVA incluido); de estos montos, se

retuvieron Ps. 16,08 millones (US\$ 1 millón en pagos denominados en Dólares Estadounidenses) en concepto de retenciones impositivas que son utilizadas como créditos fiscales. Durante el período de doce meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la Compañía recibió Ps.313,02 millones (US\$19,81 millones en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de capital y Ps.26,77 millones (US\$1,70 millones en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de intereses por estos créditos (IVA incluido); de estos montos, se retuvieron Ps.16,08 millones (US\$1,00 millón en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de retenciones impositivas que son utilizadas como créditos fiscales. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía recibió Ps. 281,19 millones (US\$19,81 millones en pagos denominados en Dólares Estadounidenses) en concepto de capital y Ps. 26,02 millones (US\$1,83 millones en pagos denominados en Dólares Estadounidenses) en concepto de intereses por estos créditos (IVA incluido). Por otra parte, la Compañía espera recibir nuevos pagos mensuales denominados en Dólares Estadounidenses de CAMMESA por los créditos incluidos en el acuerdo relacionado con la central térmica Vuelta de Obligado, una vez que la planta inicie sus operaciones de ciclo combinado, lo que está previsto que ocurra durante el primer trimestre de 2018.

- **Sólida situación financiera y amplio margen de endeudamiento adicional.** La Compañía goza de una solidez financiera y una eficiencia operativa que, al combinarse con un bajo nivel de endeudamiento, le brindan la posibilidad de implementar con éxito su estrategia de crecimiento del negocio y crear valor para sus accionistas. En cuanto respecta a la situación financiera de la Compañía, el efectivo y equivalentes de efectivo y otros activos financieros corrientes de la Compañía ascendieron a un total de Ps. 1,01 mil millones (US\$0,06 mil millones) al 30 de septiembre de 2017 y Ps. 1.830 millones (US\$0,11 mil millones) al 31 de diciembre de 2016. A la fecha de este Prospecto, la Compañía también tiene líneas de crédito no utilizadas con bancos comerciales, por un total de aproximadamente Ps. 3,20 mil millones.
- **Un equipo directivo sólido y con demostrada experiencia en lograr metas de crecimiento.** Los ejecutivos de la Compañía cuentan con una vasta experiencia y trayectoria en el gerenciamiento corporativo y, en promedio, tienen unos 18 años de experiencia en la industria. Dichos ejecutivos combinan experiencia en diversos mercados y en diferentes ciclos y sectores económicos, lo cual ha sido demostrado por el crecimiento y la expansión que la Compañía ha experimentado desde comienzos de los años 90. Asimismo, dichos ejecutivos cuentan con probada experiencia en adquisiciones y acceso a los mercados financieros. Por ejemplo, en 2007, HPDA emitió exitosamente bonos por un valor nominal total de US\$ 100 millones, los cuales fueron pagados en su totalidad en 2016. Asimismo, en 2015, junto con un consorcio de inversores, la Compañía adquirió una participación minoritaria en Ecogas, una empresa que se dedica a distribuir gas natural a través de su red de 30.976 km de extensión y atiende a unos 1.309.997 clientes, diversificando más aún la participación de la Compañía en el sector. La Compañía considera que su equipo directivo ha tenido éxito en identificar atractivas oportunidades de inversión, estructurar planes de negocio innovadores y consumir transacciones complejas con gran eficiencia.

Dentro de su estructura gerencial, la Compañía cuenta con importantes conocimientos a nivel nacional, con profesionales que han participado activamente en las etapas de construcción y desarrollo de proyectos, articulando planes de inversiones privadas y del sector público, tanto con socios argentinos como internacionales. A su vez, el equipo directivo de la Compañía cuenta con experiencia en la industria, en el ámbito local y en el internacional, se encuentra familiarizado con la operación de sus activos en contextos de constante cambio y evolución, y está altamente comprometido con el proceso cotidiano de toma de decisiones.

Finalmente, los funcionarios ejecutivos de la Compañía tienen un férreo entendimiento del entorno comercial de la Argentina que, históricamente, se ha caracterizado por su volatilidad, han entablado y mantenido relaciones duraderas con un diverso grupo de proveedores y clientes que han redundado en beneficio de ambas partes, y han cultivado relaciones con las autoridades regulatorias.

- **Sólido gobierno corporativo.** La Compañía ha adoptado un código de gobierno corporativo tendiente a implementar las mejores prácticas de gobierno corporativo, que se basan en normas estrictas respecto de la transparencia, eficiencia, ética, protección del inversor y tratamiento igualitario de los inversores. El código de gobierno corporativo sigue las normas establecidas por la CNV. Asimismo, la Compañía ha adoptado un código de ética y un código de conducta interno diseñados para establecer normas respecto de la conducta profesional, la moral y el desempeño de los empleados. Asimismo, la mayoría de los miembros del Directorio de la Compañía son “independientes” de conformidad con el criterio establecido por la CNV, el cual puede diferir del criterio de independencia adoptado por la NYSE y el NASDAQ.

Estrategia comercial

La Compañía se propone consolidar y hacer crecer su posicionamiento dentro del sector energético de Argentina por un lado, manteniendo su actual base de activos, la cual, según se prevé, se verá beneficiada por los incrementos tarifarios que planea implementar

el Gobierno Argentino y, por el otro, adquiriendo y desarrollando nuevos activos relacionados con el sector. Los siguientes son los componentes clave de su estrategia:

- **Capitalizar las iniciativas de crecimiento esperadas y aprovechar las oportunidades que plantea un entorno regulatorio más propicio.** Históricamente, las regulaciones sobre generación de energía en Argentina han sido contraproducentes para el crecimiento del sector. Las inversiones en el sector eléctrico argentino han sido bajas desde la crisis económica del 2001-2002 y los consiguientes cambios regulatorios del 2002 mediante los cuales el Gobierno Argentino fijó tarifas de generación en pesos e impuso topes a las tarifas de generación, transporte y distribución de energía, lo cual devino en una constante disminución del valor en dólares de esas tarifas en años posteriores. Desde la asunción del gobierno de Macri, el Gobierno Argentino redujo significativamente los controles cambiarios y los impuestos a la importación y exportación y demostró su intención de ajustar las tarifas aplicables a distribuidores, generadores y transportadores de energía eléctrica. En respuesta a la actual escasez de energía eléctrica, el Gobierno Argentino declaró la emergencia energética nacional, inició una licitación para la adquisición de energía de fuentes renovables y para incrementar la capacidad de generación térmica. Por otra parte, el Gobierno Argentino ha emitido una serie de pautas generales para el desarrollo de proyectos de energía, procedimientos para cumplir con metas energéticas y licitaciones para capacidad de generación térmica y la generación de energía eléctrica asociada a efectos de satisfacer la demanda de electricidad en Argentina hasta 2018. Para más información sobre el llamado a licitación, véase el análisis de la Resolución SEE N° 21/16, la Resolución N° 71/16 (que fuera complementada por la Resolución N° 136/16 del Ministerio de Energía) y la Resolución SEE N° 287-E/17 en “El Sector Eléctrico Argentino”. La Compañía tiene la expectativa de que las inversiones en el sector de generación de energía aumentarán a raíz de las citadas reformas. La Compañía considera que está en una posición privilegiada para capitalizar las medidas del Gobierno Argentino orientadas específicamente a ampliar la capacidad de generación, debido a su sólida trayectoria y ventajas competitivas, entre ellas, su bajo nivel de endeudamiento y la diversidad tecnológica y el alto nivel de eficiencia de sus activos de generación de energía. En este sentido, la Compañía tiene previsto ampliar su capacidad de generación de fuentes térmicas y renovables. A modo de ejemplo, la Compañía recientemente ha adquirido 130 hectáreas en el norte de la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías del río Paraná y ha adquirido cuatro unidades de generación térmica, con el fin de ampliar su actual capacidad de generación. La Compañía tiene previsto presentar una oferta por nueva capacidad de generación térmica, a través de uno o varios proyectos, en futuros procesos de licitación y sigue analizando otras oportunidades de inversión y desarrollo de proyectos en el sector.
- **Consolidar la posición de liderazgo en el sector eléctrico.** La Compañía se propone consolidar su presencia en el sector de energía a través del análisis de alternativas de creación de valor mediante inversiones, desde un enfoque equilibrado al rendimiento y exposición al riesgo. La Compañía se ha comprometido a mantener estándares operativos y niveles de disponibilidad elevados. A tal efecto, la Compañía adhiere a una estricta estrategia de mantenimiento para sus unidades, basada en las recomendaciones de sus respectivos fabricantes y periódicamente realiza tareas de mantenimiento preventivo y predictivo. La Compañía enfocará sus esfuerzos en la optimización de los recursos disponibles, desde una perspectiva tanto de negocios como administrativa y tecnológica, y se centrará también en aprovechar las sinergias operativas generadas por futuros negocios que utilizan sistemas, *know how*, clientes y proveedores semejantes.
- **Transformarse en una empresa líder de Argentina en energías renovables.** Diversos estudios de investigación realizados por organizaciones como la Cámara Argentina de Energías Renovables indican que Argentina tiene un considerable potencial de generación de energía renovable (principalmente, energía eólica y solar). La Compañía considera también que la energía renovable adquirirá un rol cada vez más preponderante en la capacidad instalada de Argentina. El Ministerio de Energía y Minería, mediante la Ley N° 27.191, fijó una meta en virtud de la cual las fuentes de energía renovable deben representar el 20% del consumo de energía eléctrica de Argentina para el 31 de diciembre de 2025. Por lo tanto, la Compañía tiene previsto aprovechar esta oportunidad ampliando sus inversiones al ámbito de la generación de energía renovable. Para lograr este objetivo, la Compañía está consolidando su cartera de proyectos de energía renovable, puntualmente, a través de sus tres primeros proyectos de energía eólica (La Castellana, Achiras y La Genoveva I) que, según espera, incrementarán su capacidad de generación en unos 99 MW, 48MW y 86,6 MW, respectivamente, así como también evaluando diversas opciones para diversificar sus activos de generación, incluyendo fuentes sustentables de generación de energía. En 2016, la Compañía formó la subsidiaria CP Renovables, con el fin de desarrollar, construir y operar proyectos de generación de energía renovable.
- **Mantener una sólida posición patrimonial y niveles de flujo de efectivo adecuados.** Actualmente, la Compañía posee un bajo nivel de endeudamiento, lo cual refleja su sólida posición patrimonial y capacidad de endeudamiento adicional. La Compañía considera que esa sólida situación patrimonial es producto de políticas financieras responsables y de flujos de efectivo estables. La Compañía tiene previsto preservar el actual nivel de flujos de efectivo en los próximos años al, entre otras cosas, mantener un riguroso programa de mantenimiento de sus unidades de producción las que, según lo previsto por la Compañía, la ayudarán a seguir generando los positivos resultados operativos que viene obteniendo, en especial, en cuanto respecta a disponibilidad de despacho de electricidad. La Compañía tiene previsto financiar sus proyectos de ampliación, principalmente, mediante esquemas de préstamo, tales como líneas de crédito y financiamiento de proyectos para el caso de

sus proyectos de energía renovable. Tanto CP La Castellana como CP Achiras obtuvieron préstamos recientemente para financiar el desarrollo de los proyectos de energía renovable que les fueron adjudicados y adquirir turbinas eólicas. Por otra parte, la Compañía espera que la nueva capacidad de generación que estos proyectos aportarán le permitirá incrementar sus flujos de efectivo y, por consiguiente, consolidar su situación patrimonial.

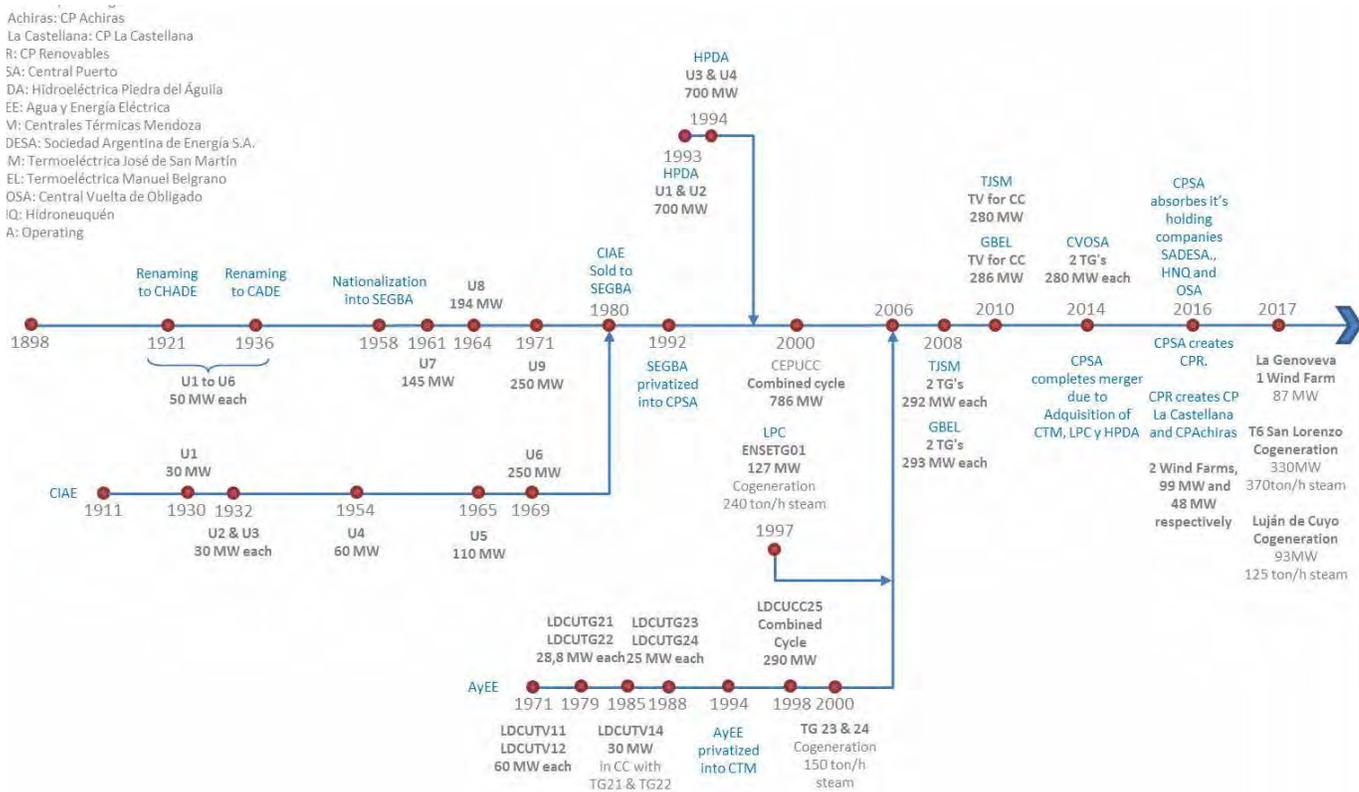
Historia y desarrollo de la Compañía

Central Puerto S.A. fue constituida por el Decreto Nro. 122/92 del Poder Ejecutivo Nacional, el 26 de febrero de 1992. La Compañía fue creada en el marco del proceso de privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (“SEGBA”), donde las actividades de generación, transporte, distribución y venta de energía fueron privatizadas. Central Puerto fue inscrita en el Registro Público de Comercio de Buenos Aires de la Capital Federal el 13 de marzo de 1992 y su plazo de duración es de 99 años contados a partir de dicha inscripción.

En abril de 1992, Central Puerto, el consorcio adjudicatario, tomó posesión de las plantas de SEGBA, Central Nuevo Puerto (“Nuevo Puerto”) y Central Puerto Nuevo (“Puerto Nuevo”), iniciando así sus operaciones la Compañía. En noviembre del año 1999, la planta de Puerto Ciclo Combinado, que fue construida en los terrenos de Nuevo Puerto en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, comenzó a operar. En 2001, Central Puerto fue adquirida por la empresa francesa Total S.A. A fines de 2006, Sociedad Argentina de Energía S.A. (“SADESA”) adquirió una participación mayoritaria en Central Puerto.

Las acciones de la Compañía se encuentran listadas en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (BYMA) bajo el símbolo “CEPU”.

A continuación, se expone la evolución de la Compañía a lo largo del tiempo donde se pueden observar los principales hitos, tanto de Central Puerto como de las compañías absorbidas en la Fusión 2014 y en la Fusión 2016:



Fusión 2014

El 1 de octubre de 2014, Central Puerto se fusionó con tres operadoras bajo el control de SADESA: (i) HPDA, (ii) CTM y (iii) LPC. El objetivo de la fusión era optimizar las operaciones y lograr sinergias entre las empresas. Como resultado de la fusión, Central Puerto aumentó su capital social de Ps. 88.505.982 a Ps.199.742.158. La Compañía hace alusión a esta fusión como la “Fusión 2014”. Seguidamente de la Fusión 2014, HPDA, CTM y LPC se disolvieron.

Hasta la Fusión 2014, Central Puerto poseía y operaba tres plantas termoeléctricas destinadas a la producción de energía eléctrica, ubicadas en un complejo en la Ciudad de Buenos Aires. En las centrales termoeléctricas Nuevo Puerto y Puerto Nuevo hay unidades de generación del tipo turbogrupos a vapor, con cinco unidades en su conjunto y una capacidad instalada de 360 MW y 589 MW, respectivamente. La tercera planta, Puerto Ciclo Combinado, cuenta con dos turbinas de gas, dos calderas de recuperación y una turbina a vapor y dispone de una potencia instalada de 765 MW. Hasta la Fusión 2014, Central Puerto tenía una capacidad instalada de 1.714 MW y era uno de los principales actores de generación eléctrica del SADI.

Como consecuencia de la Fusión 2014, Central Puerto incorporó la planta Lujan de Cuyo, la planta La Plata, que YPF EE acordó comprar a la Compañía sujeto a ciertas condiciones, y el complejo hidroeléctrico Piedra del Águila. Al 30 de septiembre de 2017, Central Puerto poseía y operaba cinco plantas termoeléctricas y una planta hidroeléctrica destinadas a la producción de energía eléctrica, a través de cuatro complejos en la Argentina. En conjunto, Central Puerto tenía 3.791 MW de capacidad instalada, reafirmando a Central Puerto como uno de los principales actores en el parque de generación eléctrico del SADI, produciendo aproximadamente el 20% de la energía generada por generadores privados en el SADI en 2016 y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017.

Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A. (HPDA)

HPDA es una sociedad anónima constituida en 1993 que operaba el complejo hidroeléctrico Piedra del Águila. La central cuenta con una capacidad instalada de 1.440 MW desde el inicio de su operación comercial en 1993. HPDA era titular del Contrato de Concesión HPDA (según dicho término se define más adelante) para operar y mantener el complejo hidroeléctrico Piedra del Águila. El Contrato de Concesión HPDA fue cedido a Central Puerto en la Fusión 2014. Para más información sobre HPDA y el Contrato de Concesión HPDA, véase “—Generación de Energía Eléctrica del Complejo Hidroeléctrico— Piedra del Águila”.

El accionista mayoritario de HPDA era Hidroneuquén S.A. (“HNQ”), una sociedad que se encontraba bajo el control del grupo SADESA, con una participación del 59%. Los restantes accionistas eran: (i) el Gobierno Argentino con el 26% de las acciones; (ii) la Provincia del Neuquén con el 13% de las acciones; y (iii) el Programa de Propiedad Participada de HPDA con el 2% de las acciones. HPDA posee el 21% de las acciones de CVOSA, la compañía que opera la planta térmica en Timbúes. Seguidamente de la Fusión 2014, CVOSA se volvió subsidiaria de Central Puerto.

Centrales Térmicas Mendoza S.A. (CTM)

CTM es una sociedad anónima constituida en 1993 y dedicada a la actividad de generación de energía eléctrica y producción de vapor. Con anterioridad a la fusión de 2014, CTM se dedicaba a dos actividades principales: generación de energía eléctrica y producción de vapor. CTM poseía la planta de Luján de Cuyo situada en la localidad de Luján de Cuyo, en la Provincia de Mendoza, que comenzó sus operaciones comerciales en 1971 con la instalación de sus dos primeras turbinas de vapor, con una capacidad instalada de 509 MW, calificando como el mayor productor de electricidad de la región Cuyo. Para más información sobre CTM y sus operaciones que fueron cedidas a Central Puerto tras la Fusión 2014, véase “—Generación de Energía Eléctrica de las Plantas de Generación Térmica – Central Luján de Cuyo”.

El accionista mayoritario de CTM era Operating S.A. (“OSA”), una sociedad que se encontraba bajo el control del grupo SADESA, con una participación del 94,10%. El otro accionista era Empresa Mendocina de Energía SAPEM, ostentando la titularidad de la participación restante del 5,89%. CTM poseía una participación minoritaria en CVOSA, representando un 9,36% de su capital social.

La Plata Cogeneración S.A. (LPC)

LPC es una sociedad anónima originalmente constituida bajo el nombre de CMS Ensenada S.A. en 1994. La principal actividad de LPC era la generación de energía eléctrica y la producción de vapor. Con fecha 23 de agosto de 1994, LPC constituyó una unión transitoria de empresas con la sociedad Empresa de Energía y Vapor S.A. En marzo de 1997, LPC adquirió Empresa de Energía y Vapor S.A. LPC poseía la planta La Plata, con una potencia instalada de 128 MW y comenzó a operar en 1997. La planta La Plata se encuentra instalada en la refinería La Plata propiedad de YPF, y fue la primera planta de cogeneración comisionada como tal en el marco del MEM. Para más información sobre LPC y sus operaciones que fueron cedidas a Central Puerto tras la Fusión 2014, véase “—Generación de Energía Eléctrica de las Plantas de Generación Térmica – Planta La Plata”.

El accionista mayoritario de LPC era OSA, con una participación del 96,69%. El otro accionista era Proener S.A.U., ostentando la titularidad de la participación restante del 3,31%. LPC poseía participaciones minoritarias en (i) CVOSA con el 9,36% de las acciones; (ii) en Central Puerto con el 14,03% de las acciones; y (iii) en OSA, con el 3,21% de las acciones.

Distribuidora de Gas Cuyana S.A. (DGCU) y Distribuidora de Gas del Centro S.A. (DGCE)

Adicionalmente, el 7 de enero de 2015, Central Puerto, actuando a título individual, aunque simultáneamente con otros inversores, adquirió participaciones minoritarias en DGCU (cuyas acciones cotizan en BYMA) y en DGCE. Considerando participaciones directas e indirectas, Central Puerto adquirió (i) una participación del 22,49% en DGCU y (ii) una participación del 39,69% en DGCE.

DGCU

DGCU fue constituida en 1992 por el Gobierno Argentino como parte del proceso de privatización de Gas del Estado S.E. (“GES”). El Poder Ejecutivo Nacional, por medio del Decreto N° 2.453 en diciembre de 1992, otorgó a DGCU la licencia para prestar el servicio público de distribución de gas natural por redes en las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis, por un plazo de 35 años contados a partir de la fecha de toma de posesión (28 de diciembre de 1992) con opción a una prórroga de 10 años.

En diciembre de 1992, se perfeccionó un contrato de transferencia de acciones representativas del 60% del capital social de DGCU. Dicho contrato fue celebrado entre el Gobierno Argentino, GES, la Provincia de Mendoza e IGCU, que era el consorcio adjudicatario de la licitación en ese momento. En dicha fecha, GES transfirió a la DGCU los activos afectados al servicio licenciado, netos de pasivos, como aporte irrevocable de capital en los términos de los Decretos PEN N° 1.189/92 y 2.453/92. Así pues, DGCU tomó posesión efectiva de las instalaciones y comenzó sus operaciones.

A la fecha del presente Prospecto, IGCU detenta una participación del 51% en DGCU, y la Compañía detenta una participación del 44,10% en IGCU. En consecuencia, Central Puerto indirectamente posee una participación del 22,49% en DGCU.

DGCE

DGCE fue constituida en 1992 por el Gobierno Argentino como parte del proceso de privatización de GES. El Poder Ejecutivo Nacional, por medio del Decreto N° 2.454/92 en diciembre de 1992, otorgó a DGCE la licencia para prestar el servicio público de distribución de gas natural por redes en las provincias de Córdoba, Catamarca y La Rioja, por un plazo de 35 años contados a partir de la fecha de toma de posesión (el 28 de diciembre de 1992) con opción a una prórroga de 10 años.

En diciembre de 1992, se perfeccionó un contrato de transferencia de acciones representativas del 60% del capital social de DGCE. Dicho contrato fue celebrado entre el Gobierno Argentino, GES e IGCE, que era el consorcio adjudicatario de la licitación en ese momento. En dicha fecha, GES transfirió a la DGCE los activos afectados al servicio licenciado, netos de pasivos, como aporte irrevocable de capital en los términos de los Decretos PEN N° 1.189/92 y 2.454/92. Así pues, DGCE tomó posesión efectiva de las instalaciones y comenzó sus operaciones.

A la fecha del presente Prospecto, Central Puerto posee una participación del 44,10% en IGCE y una participación directa del 17,20% en DGCE. En consecuencia, Central Puerto detenta, directa e indirectamente, un 39,69% en DGCE.

IGCE es el accionista controlante de Energía Sudamericana S.A. (“ESSA”), una sociedad que no cotiza en ninguna bolsa de valores y que confecciona sus estados financieros de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados (PCGA) en Argentina. No obstante ello, no hay diferencias relevantes entre los PCGA en Argentina aplicables a ESSA y las NIIF que la Compañía aplica para confeccionar sus estados financieros. La actividad principal de ESSA es la venta de gas natural. Asimismo, la Compañía es propietaria de una participación directa del 2,45% en el capital de ESSA.

Al 30 de septiembre de 2017, Ecogas tenía una red de distribución de gas de 30.976 km de extensión y atendía a aproximadamente 1.309.997 clientes. En 2015, Ecogas distribuyó un volumen promedio de 14,88 millones de metros cúbicos de gas natural por día. En 2016, Ecogas distribuyó un volumen promedio de 14,45 millones de metros cúbicos de gas natural por día. Este volumen de distribución representó, aproximadamente, el 11,75% y el 11,85% del gas distribuido en Argentina en los primeros nueve meses de 2017 y en 2016, respectivamente, según datos suministrados por ENARGAS.

En la asamblea de accionistas que se llevara a cabo el 16 de diciembre de 2016, de acuerdo con el objetivo estratégico de concentrarse en los activos dentro de la industria energética, los accionistas consideraron una posible venta de las participaciones de la Compañía en Ecogas a Magna Energía S.A. pero votaron para postergar la decisión. La Compañía está evaluando distintas oportunidades estratégicas con relación a DGCU y DGCE, incluida una eventual venta de la participación de la Compañía en ellas. El 22 de diciembre de 2017, el directorio de DGCE convocó a asamblea de accionistas a los fines de decidir sobre la admisión de DGCE al régimen de oferta pública en Argentina.

Oferta Pública de Adquisición de Terceras Partes con relación a las acciones de DGCU

El 7 de enero de 2015, la Compañía adquirió el 49% de las participaciones en IGCU, la controlante de DGCU, y, como resultado, la Compañía detentaba indirectamente el 24,49% del capital social de DGCU. Luego de esta adquisición, Magna Inversiones S.A., RPBC Gas S.A., Central Puerto y el Sr. Federico Tomasevich (conjuntamente los “Oferentes”) resolvieron participar proporcionalmente en la oferta pública de adquisición (en adelante, “OPA”) de las acciones con derecho a voto de DGCU que cotizaban en BYMA, a los efectos de adquirir las acciones en circulación restantes de DGCU que aún no estaban en manos de los Oferentes. Con fecha 30 de octubre de 2015, el Directorio de la CNV aprobó la OPA. Una vez finalizada la OPA en enero de 2016, atento a que no se aceptó ninguna oferta, finalmente no se concretó la compra de acciones objeto de la OPA. A la fecha de este Prospecto, la Compañía tiene una participación del 44,10% en IGCU y, como resultado, la Compañía detenta indirectamente una participación del 22,49% en DGCU.

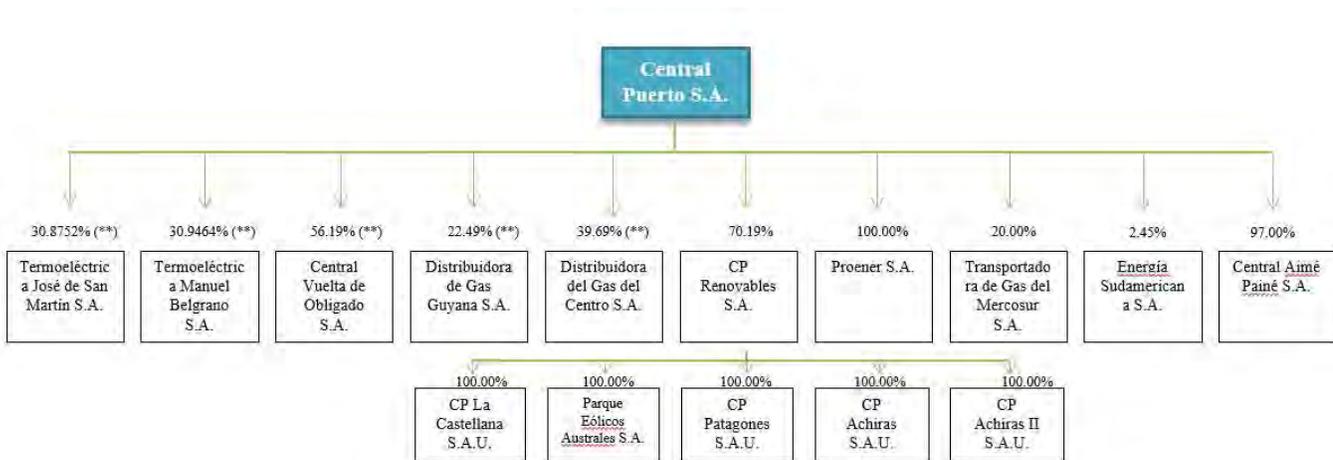
Fusión 2016

El 1 de enero de 2016, Central Puerto se fusionó con tres sociedades holding: (i) SADESA, (ii) HNQ y (iii) OSA. El objetivo de la fusión era reorganizar y optimizar la estructura corporativa de la Compañía. Como resultado de la fusión, Central Puerto redujo su capital social de Ps.199.742.158 a Ps. 189.252.782. La Compañía hace alusión a esta fusión como la “Fusión 2016”. Seguidamente de la Fusión 2016, SADESA, HNQ y OSA se disolvieron.

SADESA era la sociedad controlante de Central Puerto, HNQ y OSA que, antes de la Fusión 2016, poseía una participación directa del 26,18% en Central Puerto, 63,73% en HNQ, 96,79% en OSA y un 5,10% en Proener S.A.U. HNQ era una sociedad holding que antes de la Fusión 2016 poseía una participación del 17,74% en Central Puerto. Por último, OSA era también una sociedad holding que, antes de la Fusión 2016, poseía un 30,39% en Central Puerto, y a su vez, poseía un 94,90% en Proener S.A.U. y un 20% en TGM. TGM se dedica a la operación, mantenimiento y comercialización de un gaseoducto internacional entre Argentina y Brasil.

Estructura Societaria

El siguiente organigrama ilustra la estructura societaria de la Compañía a la fecha de este Prospecto:



(*) Estos porcentajes indican la tenencia directa e indirecta de la Compañía en DGCU y DGCE.

(**) Estos porcentajes reflejan las participaciones de la Compañía en el capital de las empresas operativas TJSM, TMB y CVO. Una vez que se cumplan diez años del inicio de las operaciones de las plantas, su titularidad será transferida a las empresas operativas. Para más información, véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—FONINVEMEM y programas similares”.

Subsidiarias

Central Vuelta de Obligado S.A.

CVOSA es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones, la cual se dedica a gestionar la compra de equipos, y a construir, operar y mantener la central CVOSA que está siendo construida en el marco de un programa sustancialmente similar al FONINVEMEM. Como la planta aún no se encuentra operativa, CVOSA no genera ingresos. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, CVOSA no representó ningún porcentaje del resultado neto de la Compañía.

La Compañía tiene un 56,19% de los derechos de voto de CVOSA, lo que le otorga la facultad de aprobar unilateralmente resoluciones para las cuales se requiere una mayoría en la asamblea de accionista correspondiente. No obstante, en virtud de un acuerdo de accionistas celebrado entre Endesa Costanera S.A., Hidroeléctrica El Chocón S.A., Central Dock Sud S.A. (los “Otros Accionistas de CVOSA”) y la Compañía, la Compañía sólo podrá aprobar las siguientes decisiones con el voto afirmativo de los Otros Accionistas de CVOSA: (i) celebrar una fusión, escisión, transformación o liquidación, (ii) aumentar o disminuir el capital social; (iii) recibir aportes de capital; (iv) celebrar operaciones con partes relacionadas; (v) modificar los estatutos; (vi) celebrar un acuerdo de operación y mantenimiento para la central Vuelta de Obligado; (vii) aprobar el contrato de fideicomiso relacionado con la central eléctrica Vuelta de Obligado y sus modificaciones; (viii) interponer una demanda contra autoridades gubernamentales, CMMESA y/o el fondo fiduciario FONINMEM que en la actualidad detenta la central eléctrica Vuelta de Obligado; (ix) celebrar contratos de servicios de ingeniería, abastecimiento y transporte de gas; y (x) celebrar un contrato de compraventa de energía con CMMESA para la central eléctrica de Vuelta de Obligado. Si dichas decisiones se adoptaran en una reunión de directorio, sólo podrán ser aprobadas con el voto afirmativo de por lo menos un miembro del directorio designado por los Otros Accionistas de CVOSA.

El directorio de CVOSA está compuesto por cuatro miembros, dos de los cuales son designados por la Compañía y los otros dos por los Otros Accionistas de CVOSA. Asimismo, la Compañía tiene el derecho de designar al presidente del directorio de CVOSA, quien posee doble voto en caso de empate. Además, la Compañía tiene el derecho de designar a un miembro de la comisión fiscalizadora de CVOSA.

En virtud de los términos del acuerdo con FONINMEM en relación con la central eléctrica Vuelta de Obligado, al cumplirse diez años del inicio de operaciones de la central eléctrica Vuelta de Obligado, todas las entidades gubernamentales que financiaron la construcción de la central eléctrica Vuelta de Obligado tienen el derecho de ser incorporadas como accionistas de CVOSA, lo que, a su vez, podría diluir la participación de la Compañía en CVOSA. Véase “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía – La participación de la Compañía en TJSM, TMB y CVOSA podría diluirse significativamente.” Si dicha dilución ocurriera, la Compañía podría dejar de controlar CVOSA.

Proener S.A.U.

Proener S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. La Compañía posee una participación del 100% en el capital de Proener S.A.U. El objeto social de Proener S.A.U. es dedicarse y llevar adelante la actividad de la comercialización y transporte de cualquier tipo de combustible, tanto en el ámbito nacional como en el internacional, y brindar servicios de consultoría y asistencia técnica al sector de energía. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, Proener S.A.U. representó el (0,37)% y el 0,07% 0,56% del resultado neto de la Compañía, respectivamente.

Central Aimé Painé S.A.

Central Aimé Painé S.A. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. La Compañía posee una participación del 97% en Central Aimé Painé S.A., una compañía que se dedica a gestionar la adquisición de equipos, como también a la construcción, la operación y el mantenimiento de centrales eléctricas, tanto en el ámbito nacional como en el internacional. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, Central Aimé Painé S.A. no representó ningún porcentaje del resultado neto de la Compañía.

CP Renovables

CP Renovables es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. La Compañía posee una participación del 70,19% en el capital social de CP Renovables. El objeto social de CPR es desarrollar, construir y operar proyectos relacionados con la generación de energía de fuentes renovables. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, CP Renovables generó una pérdida, sin considerar los resultados de sus subsidiarias CP Achiras y CP La Castellana, equivalente al 0,02 % y (0,41)% del resultado neto de la Compañía, respectivamente.

El 18 de enero de 2017, la Compañía celebró un acuerdo de accionistas con el accionista minoritario de CP Renovables, Guillermo Pablo Rea. Para mayor información, véase “Ciertas Relaciones y Operaciones con Partes Relacionadas – Acuerdo de Accionistas de CP Renovables.”

CP Achiras

CP Achiras es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CP Renovables ostenta una participación del 100% en el capital social de CP Achiras, empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes eólicas. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, CP Achiras no representó ningún porcentaje del resultado neto de la Compañía, mientras que en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 representó el (0,32)%.

CP Achiras II S.A.U.

CP Achiras II S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CP Renovables ostenta una participación del 100% en el capital social de CP Achiras II S.A.U., empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes solares. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, CP Achiras II S.A.U. no representó ningún porcentaje del resultado neto de la Compañía.

CP Patagones S.A.U.

CP Patagones S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CP Renovables ostenta una participación del 100% en el capital social de CP Patagones S.A.U., empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes eólicas. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, CP Patagones S.A.U. no representó ningún porcentaje del resultado neto de la Compañía.

CP La Castellana

CP La Castellana es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CP Renovables ostenta una participación del 100% en el capital social de CP La Castellana, empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes eólicas. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, CP La Castellana no representó ningún porcentaje del resultado neto de la Compañía, mientras que en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 representó el (0,36)%.

Parques Eólicos Australes S.A.

Parques Eólicos Australes S.A. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CP Renovables ostenta una participación del 99% en el capital social de Parques Eólicos Australes S.A., empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes eólicas. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, Parques Eólicos Australes S.A. no representó ningún porcentaje del resultado neto de la Compañía.

Filiales

Termoeléctrica José de San Martín S.A. (TJSM) y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (TMB)

TJSM y TMB son empresas privadas cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones, las cuales se dedican a gestionar la compra de equipos, y a construir, operar y mantener las centrales eléctricas de San Martín y Belgrano, respectivamente, construidas en el marco del programa FONINVEMEM. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, TJSM y TMB representaron 0,9% y 1,18%, y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, 0,64% y 0,75% del resultado neto de la Compañía, respectivamente.

La Compañía posee el 30,8752% de los derechos de voto en TJSM y el 30,9464% de los derechos de voto en TMB. Si bien la Compañía no tiene control sobre estas sociedades, en virtud de un acuerdo de accionistas celebrado entre Endesa Costanera S.A., Hidroeléctrica El Chocón S.A., Central Dock Sud S.A., AES Argentina Generación S.A., Central Dique S.A. y la Compañía, ciertas medidas sustanciales sólo pueden ser aprobadas con el voto afirmativo de la Compañía, tales como, entre otras, celebrar contratos de compraventa de energía con CAMMESA, contratos de servicios de ingeniería, contratos de abastecimiento y transporte de gas, y operaciones con partes relacionadas.

Los directorios de TJSM y TMB están compuestos por nueve miembros, dos de los cuales son designados por la Compañía, Asimismo, la Compañía tiene el derecho de designar a un miembro suplente de la comisión fiscalizadora de cada compañía.

En virtud de los términos de los acuerdos FONINVEMEM relacionados con las centrales eléctricas San Martín y Belgrano, al cumplirse diez años del inicio de las operaciones de las centrales San Martín y Belgrano, todas las entidades gubernamentales que financiaron la construcción de las centrales San Martín y Belgrano, respectivamente, tienen el derecho de ser incorporadas como accionistas de TJSM o TMB, según corresponda, lo que, a su vez, podría diluir la participación de la Compañía en TJSM y TMB. Véase “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía - La participación de la Compañía en TJSM, TMB y CVOSA podría diluirse significativamente.” Si dicha dilución ocurriera, la Compañía podría dejar de tener derechos de veto o el derecho a designar miembros del directorio o de la comisión fiscalizadora en virtud de los términos de los acuerdos de accionistas de TJSM y TMB.

Asimismo, los estatutos de TJSM y TMB establecen que los accionistas de dichas compañías (incluyendo al gobierno argentino una vez que se convierta en accionista de TJSM o TMB) tienen un derecho de suscripción preferente en relación con cualquier transferencia de acciones, que no sea a personas controladas por, o que controlan a, dichos accionistas. El derecho de suscripción preferente no será aplicable a ninguna transferencia de acciones a favor del gobierno argentino, en virtud de los acuerdos FONINMEM San Martín y Manuel Belgrano (Véase “Información sobre la Compañía – FONINMEM y Programas Similares.”)

Inversora de Gas del Centro S.A. (IGCE)

IGCE es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. Su único activo significativo es una participación del 51% en el capital de DGCE, una sociedad que se dedica a brindar el servicio público de distribución de gas natural en las provincias de Córdoba, La Rioja y Catamarca. La Compañía tiene una participación del 44,10% en IGCE y una participación directa del 17,20% en DGCE. En consecuencia, la Compañía tiene una participación, tanto directa como indirecta, de un 39,69% en el capital social de DGCE. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, IGCE (incluida una participación directa en DGCE) representó el 3,92% y 6,86% del resultado neto de la Compañía, respectivamente.

Inversora de Gas Cuyana S.A. (IGCU)

IGCU es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. Su único activo significativo es una participación del 51% en el capital de DGCU, una sociedad que se dedica a brindar el servicio público de distribución de gas natural en las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis. La Compañía tiene una participación de 44,10% en el capital social de IGCU, e indirectamente, posee una participación del 22,49% en el capital social de DGCU. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, IGCU representó el 1,91% y el 2,47% del resultado neto de la Compañía, respectivamente.

Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM)

TGM es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. La Compañía posee una participación del 20% en el capital social de TGM, compañía propietaria de un gasoducto que se extiende desde Aldea Brasilera (en la provincia de Entre Ríos) hasta Paso de los Libres (en la Provincia de Corrientes). En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, TGM no representó ningún porcentaje del resultado neto de la Compañía.

El restante 80% es propiedad de Total Gas y Electricidad Argentina S.A. (32,68%), Tecpetrol S.A. (21,79%), RPM Gas S.A. (14,63%) y Compañía General de Combustibles S.A. (10,90%).

El gasoducto tiene una extensión aproximada de 450 km y una capacidad de transporte de hasta 15 millones de metros cúbicos por día. En 2009, TGM rescindió su contrato con YPF, el único cliente de TGM en ese entonces, producto de reiterados incumplimientos de YPF. El 22 de diciembre de 2017, YPF acordó pagar a TGM, sin reconocer hechos ni derechos, U\$S114 millones para acabar con el reclamo entablado por TGM contra YPF.

El desglose del resultado neto total de la Compañía correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 y al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 es el siguiente: (i) Proener S.A.U representó pérdidas equivalentes al 0,36% y ganancias equivalentes a 0,07% del resultado neto de la Compañía, respectivamente; (ii) CP Renovables representó pérdidas, sin considerar los resultados de sus subsidiarias CP Achiras y CP La Castellana, equivalentes a 0,02% y 0,14% del resultado neto de la Compañía, respectivamente; (iii) CP Achiras representó pérdidas equivalentes a 0% y 0,44% del resultado neto de la Compañía, respectivamente; (iv) CP La Castellana representó pérdidas equivalentes a 0% y 0,51% del resultado neto de la Compañía, respectivamente; (v) TJSM representó 0,64% y 0,75% del resultado neto de la Compañía, respectivamente; (vi) TMB representó conjuntamente 0,9% y 1,15% del resultado neto de la Compañía, respectivamente; (vii) IGCE (incluyendo una participación directa en DGCE) representó 4,20% y 6,86% del resultado neto de la Compañía, respectivamente; (viii) IGCU representó el 2,06% y 2,47% del resultado neto de la Compañía, respectivamente; y (ix) Central Puerto representó el 92,05% y el 90,30% del resultado neto de la Compañía, respectivamente.

Resumen de Actividades

Todas las operaciones de Central Puerto se encuentran concentradas en cuatro complejos en Argentina y la cartera se encuentra dividida en dos tipos de plantas de generación eléctrica: (i) Generación de Energía Eléctrica de fuentes convencionales y (ii) Generación de Energía Eléctrica de fuentes renovables.

El siguiente cuadro detalla ciertas operaciones relacionadas a los cuatro complejos principales para los períodos indicados:

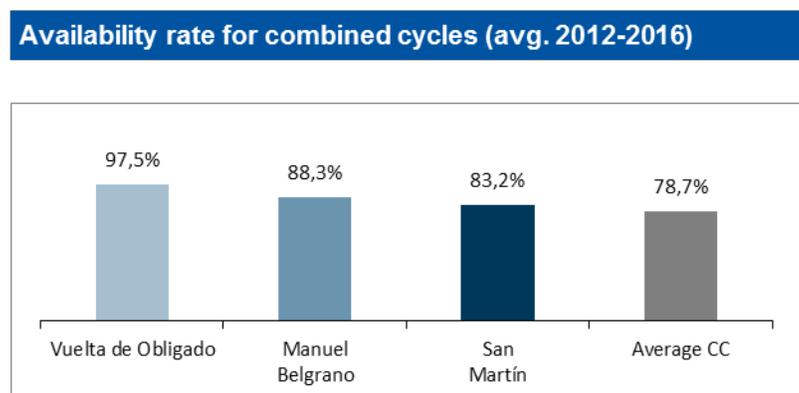
	Para el período finalizado el 30 de septiembre de		Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2017	2016	2016	2015
Generación - GWh/año				
Complejo Puerto	6.991	6.834	9.197	8.737
Planta Luján de Cuyo	2.450	2.627	3.092	3.519
Planta La Plata ⁽²⁾	660	687	905	688
Planta Piedra del Águila	2.137	1.765	2.351	4.742
Total	12.239	11.914	15.544	17.685
Ventas bajo Energía Base y ventas en el Mercado Spot- GWh/año				
Complejo Puerto	6.948	6.788	9.133	8.681
Planta Luján de Cuyo	2.441	2.622	3.085	3.512
Planta La Plata ⁽²⁾	230	228	309	200
Planta Piedra del Águila	2.137	1.765	2.351	4.720
Total	11.755	11.403	14.878	17.113
Ventas bajo contrato - GWh/año				
Complejo Puerto	45	47	63	59
Planta de Luján de Cuyo		7850	63	86
Planta La Plata ⁽²⁾	481	480	641	639
Planta Piedra del Águila		—	—	40
Total	605	577	767	823
Compras de energía – GWh/año				
Complejo Puerto	2	0	1	1
Planta Luján de Cuyo	69	45	55	80
Planta La Plata ⁽²⁾	51	21	45	152
Planta Piedra del Águila	-	-	-	17
Total	121	66	101	251
Producción de Vapor (Toneladas métricas/año)				
Planta Luján de Cuyo	888.349	821.949	1.114.908	1.069.967
Planta La Plata ⁽²⁾	1.253.016	1.291.324	1.708.465	1.360.608
Total	2.141.365	2.113.273	2.823.373	2.430.575
Consumo de Gas Natural - MMm3/año				
Complejo Puerto	778	477	790	605
Planta Luján de Cuyo	916	402	454	529
Planta La Plata ⁽²⁾	156	129	181	146
Planta Piedra del Águila		—	—	—
Total	1.850	1.008	1.425	1280

	Para el período finalizado el 30 de septiembre de		Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2017	2016	2016	2015
Consumo de Gas Oil - miles de m3/año				
Complejo Puerto	218	353	353	258
Planta Luján de Cuyo	—	—	—	18
Planta La Plata ⁽²⁾	-	9	9	21
Planta Piedra del Águila	—	—	—	—
Total	218	362	362	297
Consumo de Fuel Oil – miles de toneladas/año				
Complejo Puerto	608	711	939	1.133
Planta Luján de Cuyo	41	145	162	207
Planta La Plata ⁽²⁾	—	—	—	—
Planta Piedra del Águila	—	—	—	—
Total	649	856	1.102	1.340
Disponibilidad—% por año¹				
Complejo Puerto	91%	72%	75%	75%
Planta Luján de Cuyo	91%	87%	81%	89%
Planta La Plata ⁽²⁾	88%	90%	91%	83%
Planta Piedra del Águila	100%	100%	100%	100%
Promedio ponderado para unidades térmicas¹	93,04%	77,85%	79,11%	81,12%
Promedio ponderado para la Compañía¹	90,48%	85,02%	85,77%	86,87%

Fuente: CAMMESA

- (1) Promedio ponderado en función de la capacidad de generación de energía de cada unidad. Para la sección de Disponibilidad, la información suministrada corresponde a los períodos de siete meses finalizados el 31 de julio de 2017 (últimos datos publicados) y el 31 de julio de 2016.
- (2) El 20 de diciembre de 2017, YPF EE aceptó la oferta de la Compañía para vender la planta de La Plata, sujeto a ciertas condiciones. Para mayor información sobre la Venta de la Planta de La Plata, véase “Resumen – Acontecimientos Recientes – Venta de la Planta de La Plata.”

Asimismo, el siguiente gráfico detalla las características de disponibilidad de los tres complejos que opera la Compañía para los períodos indicados:



Fuente: Central Puerto, CAMMESA

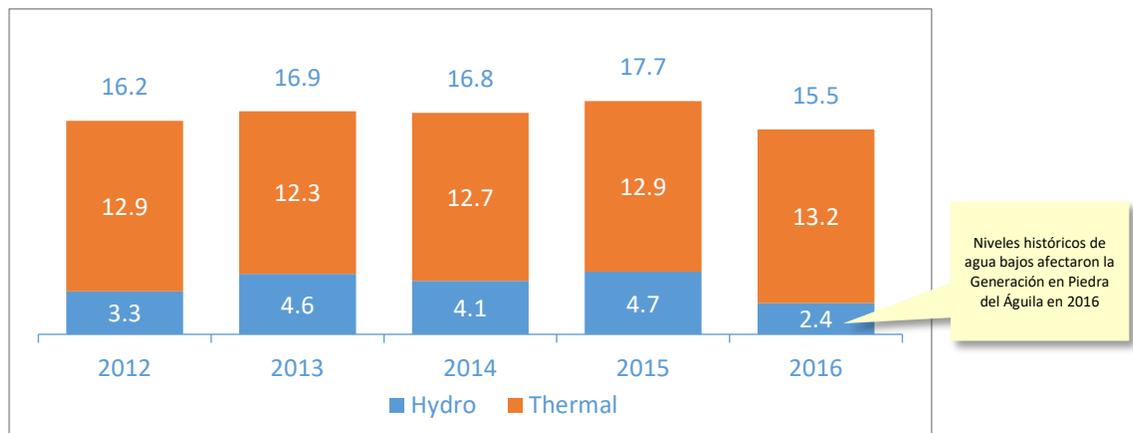
¹ Garantizado por el fabricante;

² Excluye mantenimiento programado acordado;

³ Considera ciclos combinados.

El siguiente gráfico muestra la evolución de la generación de energía eléctrica de Central Puerto para el período 2012-2016:

Energía generada 2012-2016 (TWh)



Fuente: CAMMESA. Para 2012-2016, incluye generación de compañías que fueron absorbidas por Central Puerto en 2014. (Véase la sección Información sobre la Compañía – Fusión 2014).

Generación de Energía Eléctrica de las plantas de Generación Térmica

Al 30 de septiembre de 2017, la Compañía poseía cinco plantas de generación térmica en tres complejos: Puerto, La Plata y Luján de Cuyo, las cuales se describen debajo.

Complejo Puerto

El Complejo Puerto cuenta con dos instalaciones, Nuevo Puerto y Puerto Nuevo, (conjuntamente, el “Complejo Puerto”), ubicadas en el puerto de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a la vera del Río de la Plata. Ambas instalaciones se hallan próximas entre sí, en un complejo que ocupa aproximadamente 246.476 metros cuadrados, y posee una capacidad instalada total de 1.714 MW. El complejo Nuevo Puerto (que incluye ambas plantas de Nuevo Puerto y la planta Puerto de Ciclo Combinado) tiene un tamaño aproximado de 70.518 metros cuadrados. Puerto Nuevo cuenta con aproximadamente 92.370 metros cuadrados.

Las instalaciones de Nuevo Puerto fueron terminadas en 1926 y las de Puerto Nuevo fueron terminadas en 1930. Ambas instalaciones se fusionaron en los años 1980 en SEGBA, que posteriormente fuera convertida a Central Puerto luego de su privatización en 1992.

Nuevo Puerto se encuentra ubicada en Av. Thomas Edison 2001/2151 en la Ciudad de Buenos Aires, al norte del complejo y posee dos unidades tipo turbogrupos a vapor convencional (unidades de turbina a vapor 5 y 6), capaces de operar con gas natural y fuel oil, con una capacidad instalada actual de 360 MW.

La planta de Puerto de Ciclo Combinado se construyó en las instalaciones de Nuevo Puerto y fue habilitada comercialmente en el año 2000. El Puerto de Ciclo Combinado dispone de una potencia instalada de 765 MW y está conformado por dos turbinas de gas GE 9FA, dos calderas de recuperación y una turbina a vapor GE D11. La planta de Puerto de Ciclo Combinado es una de las más modernas y eficientes del país y cuenta con la capacidad de consumir gas natural y gas oil. Además, desde el año 2011, se han readecuado sus instalaciones para que, en ocasión de consumir combustible líquido, pueda utilizar un blending de gas oil y bio diesel en hasta un 20%.

Puerto Nuevo se encuentra ubicada en Av. Thomas Edison 2701 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, ubicada hacia al sur del complejo y cuenta con tres unidades tipo turbogrupos a vapor convencional (unidades TV 7, 8 y 9), capaces de operar con gas natural y fuel oil con una capacidad instalada de 589 MW.

Tecnología. Las unidades turbogrupos a vapor de ambas instalaciones son turbinas con etapas de alta, media y baja presión, que operan mediante vapor súpercalentado obtenido mediante una caldera convencional exclusiva. La unidad turbogrupos funciona en forma de ciclo. El agua circula hacia una caldera para generar vapor. La expansión del vapor hace girar la turbina, provocando que se active un generador de energía eléctrica. Luego de su uso en la turbina, se recoge el vapor en condensadores donde vuelve a su forma líquida, y el agua circula nuevamente hacia la caldera para generar más vapor y alimentar nuevamente a la turbina.

La tecnología de ciclo combinado es una de las tecnologías de mayor eficiencia disponibles en generación de electricidad en base a combustibles fósiles. Consiste, en primer lugar, en la alimentación de la mezcla de combustible y aire a cada una de las turbinas de gas, donde la combustión produce una rápida expansión de los gases resultantes, transformando esa energía en rotación y finalmente en electricidad a través del generador acoplado a la turbina. Los gases de escape de cada turbina son recogidos y derivados a una cadera de recuperación o HRSG (*heat recovery steam generator*) que utiliza la energía calórica contenida en los gases de escape de la turbina de gas para generar vapor. El vapor así producido se inyecta en una turbina de vapor, donde al expandirse transfiere su energía a la turbina, siendo finalmente convertida en electricidad mediante un generador. De modo similar a una turbina de vapor convencional, el vapor es condensado y retornado al circuito para generar nuevamente vapor.

Ubicación. La ubicación del complejo dentro del Puerto de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, con el derecho a hacer uso de ciertas instalaciones portuarias, le permite a Central Puerto recibir y almacenar combustibles a gran escala. El combustible líquido (gas oil, fuel oil y biodiesel) es recibido a través de buques que operan en las dársenas aledañas al predio, desde los cuales se realiza la descarga directamente en el complejo. Para brindar flexibilidad operativa, existen entre las instalaciones de Puerto Nuevo y Nuevo Puerto vinculaciones subterráneas que permiten desplazar los combustibles almacenados entre ambas plantas, esto, de acuerdo con las necesidades del despacho de las unidades.

La ubicación de las instalaciones a la vera del Río de la Plata facilita la disponibilidad de agua como insumo básico de este tipo de instalaciones. El agua es un insumo fundamental tanto para generar vapor como para el enfriamiento de las unidades. En este sentido, tanto en Puerto Nuevo como en Nuevo Puerto se cuenta con plantas de tratamiento de agua capaces de tomar agua de río y entregarla en la calidad que cada etapa del proceso de generación de energía eléctrica requiere.

Actualmente, Central Puerto es titular del predio donde se sitúan las plantas de Nuevo Puerto, Puerto de Ciclo Combinado y Puerto Nuevo.

Suministro. La electricidad producida por cada unidad se despacha al SADI un transformador perteneciente a las unidades de generación de la Compañía, el cual ajusta la tensión de salida del generador a la requerida por la red. La entrega se hace en las subestaciones de 132 KV aledañas a las plantas, que actualmente son operadas por Edenor S.A. (empresa distribuidora de electricidad titular de la concesión de distribución de energía eléctrica del área donde se ubica el Complejo Puerto).

Planta La Plata

La planta La Plata se ubica en Ensenada, Provincia de Buenos Aires y tiene una capacidad instalada de 128 MW y capacidad de generación de vapor de 240 toneladas métricas por hora. La planta La Plata fue construida en 1995 en el marco de un acuerdo celebrado con YPF para la provisión de vapor y electricidad. El plazo de duración del contrato es de 22 años contados a partir del 31 de octubre de 1995. Para más información, véase “Resumen –Acontecimientos Recientes–Venta de la Planta de La Plata” e “Información Financiera Proyectada Consolidada No Auditada”.

Tecnología. La planta La Plata lleva adelante sus actividades por una única unidad turbina de gas GE 9E, dispuesta en ciclo de cogeneración. La energía de los gases de combustión de la turbina de gas es transformada en vapor mediante una caldera de recuperación (HRSG).

Esta unidad puede operar con gas oil en lugar de gas natural en caso de que YPF encuentre problemas de producción o por motivos externos (tales como condiciones climáticas u otras causas de fuerza mayor) que le impidan a la planta de operar a gas natural tal como fuera acordado en el Acuerdo con YPF (tal como dicho término se define más adelante). La Planta se encuentra ubicada en el interior de la refinería de La Plata de YPF y el gas natural o el gas oil necesario son suministrados por gaseoductos conectados a la refinería de YPF.

Acuerdo con YPF. La planta de La Plata suministra vapor a la refinería de La Plata de YPF y, hasta el 31 de octubre de 2017, suministraba energía eléctrica a tres plantas de YPF. El contrato de la Compañía con YPF para el abastecimiento de vapor fue prorrogado por un período de cinco meses contados a partir del 31 de octubre de 2017 y quedará sin efectos en la fecha de rescisión del contrato actual o en la Fecha de Vigencia de la Venta de la Planta de La Plata.

En relación a las obligaciones contractuales de provisión de vapor, el acuerdo prevé la entrega de 200 Tn/h de vapor a las condiciones de 33 bar (a) y 400°C en forma continua. YPF tiene una obligación en firme hasta 1.576.800 toneladas por año de vapor. Se han acordados 36 días al año para actividades de mantenimiento en la planta. Durante dicho período, el suministro de vapor puede interrumpirse sin que ello implique responsabilidad.

La Compañía es responsable del mantenimiento y operación de la central de cogeneración, debiendo a la terminación del contrato, retirar dentro del plazo de ciento ochenta días contados a partir de la finalización, la totalidad de las instalaciones, equipos, y demás bienes que integren la central de cogeneración, incluido obra civil. Los gastos que demande el retiro de la totalidad de los bienes e instalaciones antes referidos, correrán por cuenta exclusiva de Central Puerto. Sin perjuicio de estos requisitos, YPF tendrá la opción de conservar para sí la obra civil, sin que por ello deba abonar suma alguna en concepto de compensación a la Compañía. El ejercicio de esta opción deberá ser fehacientemente comunicado por YPF a Central Puerto dentro de los sesenta (60) días de finalizado el contrato. Conforme a los términos de la Venta de la Planta de La Plata, si la planta de La Plata es transferida a YPF EE, la obligación de dismantelar las instalaciones será transferida a YPF EE. Para mayor información, véase “Resumen – Acontecimientos Recientes – Venta de la Planta de La Plata.”

Hasta el 31 de octubre de 2017, fecha en la cual venció el contrato de la Compañía con YPF para la compra de energía eléctrica, en la planta de La Plata, la Compañía vendía la energía sobrante de la demanda de YPF en el mercado spot mediante el SADI de conformidad con el marco regulatorio anterior a la Resolución SE N° 95/13.

Planta Luján de Cuyo

Las unidades generadoras están localizadas en la localidad de Luján de Cuyo, en la provincia de Mendoza, y poseen una potencia instalada de 509 MW. La planta inició sus operaciones en 1971.

Tecnología. La planta Luján de Cuyo cuenta con 9 unidades generadoras, 5 turbinas turbogas, 4 turbinas turbovapor y una mini turbina hidráulica, inaugurada en el año 2013, con una potencia total instalada de 509 MW.

El principal generador es un ciclo combinado conformado por una unidad de turbogas (TG25) marca Siemens y una turbina de vapor (TV15) marca Sköda; conformando así un ciclo combinado de última generación en términos de tecnología y alta eficiencia operativa.

La planta también tiene una unidad de cogeneración (CHP) que suministra unas 125 toneladas por hora de vapor a la refinería de YPF en Luján de Cuyo en virtud de un contrato de abastecimiento de vapor. La planta cuenta con dos turbogas marca Alstom, tipo Frame5 (TG23 y TG24), y dos calderas de recuperación (HRSG). El vapor es enviado a YPF mediante un vaporducto que vincula la planta con la refinería. Ambos turbogas cuentan con la posibilidad de operar a gas natural o gas oil.

Además, se dispone un ciclo combinado ABB, conformado por dos turbogas (TG21, TG22) y una turbina de vapor (TV14), que opera indistintamente a gas natural o gas oil o blendings de gas oil con biodiesel (hasta un 30%). A la fecha de este documento, la TG21 se encuentra fuera de servicio desde 2014. Al respecto, la Compañía se encuentra analizando la conveniencia de su reparación, y los costos económico-financieros de estos eventuales trabajos. La potencia de esta máquina no fue tomada en consideración a los efectos de describir la potencia total de la planta de Luján de Cuyo en este Prospecto.

Durante el año 2013, se inauguró una Mini Turbina Hidráulica, bajo el programa energías renovables GENREN del Ministerio de Planificación (actualmente el Ministerio de Energía), consistente en una turbina y un generador marca Ossberger de 1 MW, para aprovechar el salto de agua existente dentro del predio de la planta Luján de Cuyo. Dicho salto es conformado por agua del río Mendoza, que es desviada hacia la planta a los efectos de servir como refrigeración de los condensadores de las unidades turbovapor.

También en el año 2013 se hicieron las inversiones necesarias para poder generar y comercializar energía eléctrica en Energía Plus. Para ello se adecuaron las instalaciones del ciclo combinado (TG25-TV15) permitiendo incrementar la potencia del conjunto generador en 16 MW. Según la normativa de Energía Plus, el generador compra el combustible para cubrir la demanda de electricidad comprometida y abastece a los grandes consumidores de electricidad a precios de mercado, denominados en Dólares Estadounidenses, convenidos previamente entre el generador y sus clientes. Estos contratos requieren que el generador cuente con un contrato de combustible para generación, que le permita cubrir la demanda comprometida.

Ubicación. La planta está ubicada en el parque Industrial Provincial, Luján de Cuyo, Mendoza, por lo que es vecina de una serie de industrias allí localizadas, entre las que se destaca la refinería Luján de Cuyo perteneciente a YPF. Además, el predio donde se encuentra instalada la planta de Luján de Cuyo se ubica a las orillas del río Mendoza, uno de los principales afluentes de la provincia. La ubicación de la planta con acceso a agua del río Mendoza le permite contar con la fuente para la obtención de agua tanto para ser utilizada en el proceso de generación, como para su utilización como fuente fría en la refrigeración de los condensadores. La planta cuenta con instalaciones de planta de agua con niveles de producción adecuados a los requerimientos de la misma.

Suministro. La energía generada por las unidades instaladas en la planta de Luján de Cuyo es entregada al SADI, mediante la vinculación de la misma con la subestación de 132 KV Luján de Cuyo, que se encuentra adyacente a la planta, y que es operada por Distrocuyo, un operador de la red de transporte por distribución troncal del área Cuyo. El vapor es entregado, de conformidad con un contrato (distinto

al contrato entre la planta de La Plata e YPF), mediante un corto gasoducto que conecta la planta de Luján de Cuyo con la refinería adyacente de YPF en Luján de Cuyo.

Dado que se trata de una planta mediterránea, la llegada de combustibles líquidos debe hacerse por tierra, esencialmente mediante camiones. Para amoldarse a la cadena de suministro de combustible, la planta cuenta con una playa de descarga de camiones transportistas de estos fluidos, todos con instalaciones para recibir gas oil, fuel oil y biodiesel. YPF debe suministrar gas natural para ser utilizado en el lugar, y, ante situaciones de escasez, YPF debe suministrar gas oil por hasta 45 días al año. La ubicación de la refinería de YPF en Luján de Cuyo optimiza el proceso de logística, volviéndolo más sencillo debido a la cercanía de la refinería de Luján de Cuyo a la planta de Luján de Cuyo.

Mantenimiento

Las plantas cuentan con talleres, depósitos, e instalaciones adecuadas para llevar adelante la operación y el mantenimiento de las unidades. El mantenimiento de las unidades es coordinado con CAMMESA a fin de evitar la escasez de suministro de energía. . Estas operaciones, vitales para el éxito del negocio, son realizadas según el tipo de máquinas, por personal propio de la compañía o, en el marco de acuerdos de provisión de servicios de largo plazo (“LTSA”) celebrados con compañías líderes mundiales en la construcción y el mantenimiento de centrales térmicas tales como (i) General Electric, que realiza el mantenimiento de la planta Puerto Ciclo Combinado, de la turbina de gas de La Plata y de parte de las unidades de Luján de Cuyo, y (ii) Siemens, que realiza el mantenimiento del ciclo combinado del sitio Luján de Cuyo, bajo un contrato que incluye el suministro de piezas y mano de obra.

En el marco de los acuerdos LTSA, estos proveedores suministran materiales, repuestos, mano de obra y dirección de ingeniería in situ de los mantenimientos programados de acuerdo con las recomendaciones técnicas correspondientes.

El personal propio de Central Puerto, en tanto, realiza el mantenimiento de los turbogrupos de vapor. Para ello, la Compañía cuenta con un stock de las piezas necesarias dentro de cada planta. Esto permite asegurar la disponibilidad inmediata de los mismos, reduciendo los tiempos de reemplazo de los mismos, al tiempo que permite garantizar la provisión de las partes no disponibles en el mercado.

Esta correcta planificación, tanto para los mantenimientos a cargo del personal propio, como para el caso de los mantenimientos tercerizados por General Electric y Siemens en el marco de LTSA, permite minimizar los tiempos de parada y reduce las indisponibilidades forzosas de las unidades, maximizando la eficiencia de las mismas.

Provisión de combustible y agua para generación térmica

Las plantas de recursos convencionales de la Compañía consumen tres tipos de combustible: (i) gas natural en todas las unidades, (ii) fuel oil en las unidades turbo vapor exclusivamente, y (iii) gas oil en las unidades turbo gas o ciclo combinados. Adicionalmente, en las unidades de ciclo combinado dual se puede utilizar una mezcla de biodiesel y gas oil en determinados porcentajes.

La siguiente tabla muestra el consumo potencial (calculado como el consumo habitual declarado por CMMESA según las especificaciones del fabricante de la unidad, suponiendo que la misma produce energía el día entero) de combustible fósil de las unidades de la Compañía:

Planta	Unidad	Gas natural (Miles de m³/día)	Gas oil (m³/día)	Fuel oil (Ton/día)
Puerto Ciclo Combinado.....	CEPUCC11	1.749	1.832	
Puerto Ciclo Combinado.....	CEPUCC12	1.749	1.832	
Nuevo Puerto.....	NPUETV05	830		715
Nuevo Puerto.....	NPUETV06	1.610		1.458
Puerto Nuevo.....	PNUETV07	1.100		888
Puerto Nuevo.....	PNUETV08	1.421		1.178
Puerto Nuevo.....	PNUETV09	1.629		1.393
Subtotal Complejo Puerto		10.088	3.664	5.633
Luján de Cuyo.....	LDCUCC22	250	246	
Luján de Cuyo.....	LDCUCC25	1.414		
Luján de Cuyo.....	LDCUTV11	450		412
Luján de Cuyo.....	LDCUTV12	461		421
Luján de Cuyo.....	LDCUTG23	69	67	
Luján de Cuyo.....	LDCUTG24	69	67	
Subtotal Planta de Luján de Cuyo		2.713	380	833
La Plata.....	ENSETG01	698	715	
Subtotal Planta La Plata		698	715	0
Total Central Puerto		13.498	4.759	6.466

La exposición de la Compañía a las variaciones de precios de combustibles es limitada, ya que bajo la normativa vigente, el combustible necesario para la producción de la energía base es provisto por CMMESA, sin cargo alguno. Asimismo, en el caso de los contratos de compra de energía, las variaciones en los costos del combustible son consideradas para determinar el precio de venta de energía. En el mismo sentido, el precio que los generadores reciben por la energía es determinado por la Secretaría de Energía Eléctrica, sin provisiones para el precio del combustible suministrado.

En relación al consumo de agua, la misma tiene un costo únicamente en determinados casos puntuales debido a que la Compañía produce el agua necesaria en sus propios establecimientos. El agua de la planta de La Plata, que YPF EE acordó comprar a la Compañía, sujeto a ciertas condiciones, es provista por YPF, cliente de la Compañía, y tiene un costo cuando el consumo excedía lo previamente establecido en el contrato de la Compañía con YPF. De forma similar, en el caso de la provisión de vapor a la refinería Luján de Cuyo (Mendoza), solo se paga por el agua consumida cuando el consumo supera los parámetros establecidos en el contrato con YPF.

Generación de Energía Eléctrica del Complejo Hidroeléctrico

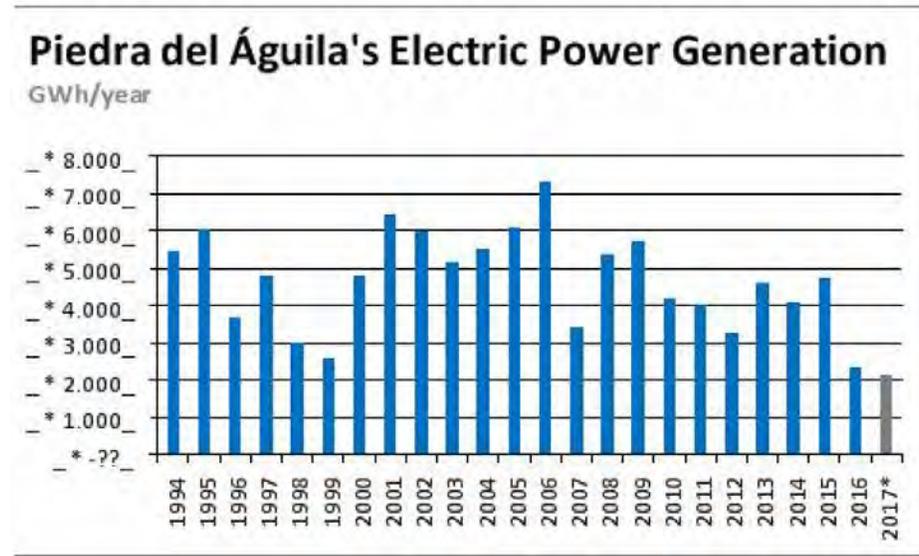
Piedra del Águila

El complejo hidroeléctrico situado en Piedra del Águila es el complejo de generación hidroeléctrica del sector privado de mayor envergadura de la Argentina. Las obras concluyeron en 1994 y está situado en Argentina, a unos 1.200 kilómetros al sudoeste de Buenos Aires, sobre el Río Limay, en el límite entre las provincias de Neuquén y Río Negro. Piedra del Águila cuenta con una capacidad instalada de 1.440 MW a partir de cuatro unidades generadoras de 360 MW.

Piedra del Águila comprende una presa de gravedad construida de hormigón con una altura máxima de 170 metros sobre su fundación, una central eléctrica con cuatro unidades de turbogeneración de 360 MW cada una, obras de toma y conducción de agua, un aliviadero con capacidad para descargar 10.000 metros cúbicos por segundo, obras de desviación del río, un descargador de fondo con una capacidad de 1.500 metros cúbicos por segundo e instalaciones para la construcción, incluyendo caminos de acceso, un puente, y suministro de energía eléctrica. La presa está diseñada de forma tal de poder recibir dos unidades adicionales de turbogeneración de 360 MW, aunque a la fecha de este Prospecto, la Compañía no tiene planes de instalarlas (permitirían a la planta mayor potencia para abastecer picos, pero no modificarían la energía eléctrica generada al año, pues esa generación depende del afluente del río).

Los recursos hídricos permiten a Piedra del Águila generar anualmente un promedio de 4.719 GWh al año (en base a las operaciones históricas entre 1994 y 2016, sin contar la energía eléctrica destinada a uso interno). Durante dicho período, la máxima generación anual fue de 7.333 GWh en 2006, y la más baja de 2.351 GWh en 2016.

El cuadro a continuación muestra la energía eléctrica generada por Piedra del Águila entre 1994 y 2016, y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017:



*Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017. Fuente: CAMMESA

La presa. La presa de Piedra del Águila está formada por alrededor de 2,8 millones de metros cúbicos de hormigón impermeable. Tiene 860 metros de longitud, alcanzando una altura (desde su base) de aproximadamente 170 metros. La capacidad de almacenamiento asciende a 12.000 millones de metros cúbicos, de los cuales son utilizables 6.000 millones de metros cúbicos, lo que permitiría 45 días de generación a razón de 1.440 MW de capacidad 24 horas al día.

Seguridad del Paleocauce. En el margen izquierdo de la presa, se encuentra un valle fluvial relleno con coladas basálticas denominado "paleocauce". Esta estructura natural constituye una segunda parte del cierre del río la cual se impermeabilizó para asegurar su estabilidad. El Paleocauce constituía una zona potencial de filtraciones en el margen izquierdo. Para mitigar los riesgos asociados a dicha circunstancia, antes del llenado inicial del embalse, se realizaron una serie de obras tendientes a reducir los gradientes de escurrimiento y garantizar su estabilidad:

- **Cortina de Impermeabilización:** Se materializó a través de inyecciones cementicias y químicas que se realizaron desde túneles horizontales de alrededor de 1.200 metros de longitud que se excavaron en el macizo. El objeto de esta obra fue impermeabilizar el relleno aluvial comprendido entre la roca base y la zona de contacto con el basalto.
- **Muro Diafragma:** Es una estructura de hormigón de transición de alrededor de 150 metros de longitud que vincula la cortina de impermeabilización con la presa.
- **Cortina de Drenaje:** Es un túnel horizontal de más de 400 metros de largo excavado en el macizo que cubre toda la sección transversal del Paleocauce, desde el cual se realizaron perforaciones para captar el agua de filtración que supera la cortina de impermeabilización.
- **Pozos de Drenajes:** Son cinco pozos verticales de alrededor de 40 metros de profundidad y 5 metros de diámetro ubicados aguas abajo de la cortina de drenaje, desde los cuales se realizaron perforaciones subhorizontales direccionadas al contacto basalto-aluvi3n para captar el agua que escurre por esa zona de alta permeabilidad.
- **Sistema de Bombeo:** Son diez electrobombas instaladas en una galería ubicada en el anfiteatro (zona más baja del macizo del Paleocauce) que tienen por objeto mantener los niveles piezométricos de uno de los acuíferos existentes en el aluvi3n en valores predeterminados para asegurar la estabilidad de esa zona.

La central eléctrica. La central hidroeléctrica, ubicada al pie de la presa, cuenta con cuatro turbinas del tipo Francis, con sus correspondientes generadores, un banco de transformadores para cada generador, y equipos de operación, control, y auxiliares. Las turbinas son turbinas hidráulicas formadas por ejes verticales con una carcasa espiralada de acero. Cada turbina tiene una capacidad nominal de 360 MW y una carga hidráulica nominal de 350 metros cúbicos por segundo, y está diseñada para rotar a una velocidad de 125 rpm.

Cada generador opera con su correspondiente transformador elevador de 500 kV, el que comprende un sistema de doble barra conductora, con un único interruptor con aislamiento de acero SF-6, al que se conectan todas las unidades generadoras. El interruptor está conectado a la subestación transformadora del SADI a través de dos líneas de transmisión. La entrega se realiza en la Estación de 500 KV Piedra del Águila, operada por Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A. (“Transener”), la cual posee, opera y mantiene el sistema de transmisión de electricidad de alta tensión más importante de Argentina.

Durante paradas y arranques de la central eléctrica como medio de servicio auxiliar se cuenta con dos líneas de 13,2 kV vinculadas a la red de distribución local operada por el Ente Provincial de Energía del Neuquén, dos generadores de emergencia y dos baterías estacionarias de 110V, cada una de las cuales es capaz de abastecer energía.

La operación y el mantenimiento de una planta hidroeléctrica son tareas relativamente sencillas en comparación con plantas térmicas que requieren de un uso intensivo de mano obra. Para operar la planta, se controla el flujo de agua, la generación de energía y el equipo relacionado. El personal de operación de la planta está organizado en varios departamentos: (i) ingeniería civil (a cargo de controlar el equipo y la estructura de la presa); (ii) operaciones (a cargo de controlar el suministro de la energía generada); (iii) servicios especiales y soporte técnico; y (iv) administración. El personal de Central Puerto se encarga del mantenimiento de la planta.

La gestión de operación y mantenimiento (O&M) de la central hidroeléctrica se realiza siguiendo las recomendaciones de los fabricantes y estándares de la actividad. Para el seguimiento de la gestión se utilizan indicadores de performance referenciados en el Standard 762 del *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE).

Todas las tareas ordinarias de O&M se llevan adelante con personal propio. El mantenimiento electromecánico de las Unidades Generadoras y Equipos Auxiliares está orientado a la predicción y prevención de fallas, y tiene como objetivo minimizar el mantenimiento correctivo y maximizar la disponibilidad de las Unidades Generadoras.

La operación de las Unidades Generadoras se realiza de acuerdo a los requerimientos del Organismo Encargado del Despacho (OED) y en cumplimiento de las Normas de Manejo de Aguas (NMA). La Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas está a cargo de la supervisión de la gestión hídrica y de la operación de la presa.

El estado de la presa y el Paleocauce es auditado cada cinco años por un panel de especialistas independientes bajo la fiscalización del Organismo Regulador de Seguridad de Presas (ORSEP). También se monitorea la fauna íctica y la calidad del agua del embalse y los ríos afluentes al menos cuatro veces por año.

El Contrato de Concesión HPDA. La Compañía es parte de un contrato de concesión con el Gobierno Argentino que finaliza el 29 de diciembre de 2023 (el “Contrato de Concesión HPDA”). Según los términos del Contrato de Concesión HPDA, la Compañía tiene derecho a generar y vender electricidad y a utilizar determinados bienes de propiedad del estado, incluyendo la planta y los recursos hídricos conexos. La Compañía puede únicamente utilizar la planta para generar electricidad. El Gobierno Argentino y la Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas tienen derecho a desviar o utilizar de cualquier otro modo los recursos hídricos actuales o futuros sin compensación alguna para la Compañía. El Contrato de Concesión HPDA y los derechos allí otorgados no pueden ser cedidos sin el previo consentimiento del Estado nacional. Al finalizar el plazo de la Concesión, la explotación de la planta se revierte al Gobierno Argentino sin tener la Compañía derecho a compensación ulterior alguna. Central Puerto tiene como objetivo lograr la renovación del Contrato de Concesión HPDA antes de su finalización.

A continuación se presenta un resumen de determinados términos y disposiciones del Contrato de Concesión HPDA:

- *Operaciones:* La Compañía está obligada a cumplir con determinadas normas y realizar algunas actividades, entre ellas, mantener una garantía general de Ps. 2.7 millones, mantener la planta y cumplir con obligaciones de seguridad y de materia ambiental, contribuir a un fondo de reparaciones, mantener registros y de seguro, entre otros.
- *Obras Obligatorias:* El Gobierno Argentino puede solicitar en cualquier momento que la Compañía lleve a cabo obras de carácter obligatorio solventadas conjuntamente por la Compañía y el Gobierno Argentino.

- *Cánones y Regalías:* La Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas tiene derecho a percibir un canon del 2,50% de los ingresos de la planta y las gobernaciones de las provincias de Río Negro y Neuquén perciben en total el 12% de dichos ingresos en concepto de regalías.
- *Indemnidad:* La Concesión incluye las disposiciones generales sobre indemnidad del Gobierno Argentino a Central Puerto en ciertas situaciones, incluyendo, entre otras, por daños o reparaciones que no son atribuibles a Central Puerto o por sus agentes o por daños causados por aguas abajo, en cada caso sujeto a ciertas condiciones. Central Puerto también indemniza al Gobierno Argentino en ciertas circunstancias.
- *Multas:* Toda demora u omisión por parte de la Compañía en el cumplimiento de las disposiciones del Contrato de Concesión HPDA o de las normas reglamentarias vinculadas con la generación o venta de electricidad puede llevar a la imposición de multas por parte del ente regulatorio correspondiente, aplicando un porcentaje sobre la facturación anual de la planta, que se establece dependiendo del tipo de incumplimiento. El Gobierno Argentino puede solicitar que CAMMESA efectúe directamente el pago de las multas al Gobierno Argentino con fondos obtenidos por ventas de energía en el MEM.
- *Rescisión:* El Contrato de Concesión HPDA puede ser rescindido por el Gobierno Argentino o Central Puerto en determinadas circunstancias que impliquen el incumplimiento de obligaciones contractuales, la imposición de multas, o el incumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables por parte de Central Puerto, entre otras.

Suministro. Casi toda la energía producida por Piedra del Águila y por otros generadores de la zona de Comahue es transportada hacia los centros de mayor demanda, esencialmente el área metropolitana de Buenos Aires, situada aproximadamente a 1.200 kilómetros de la planta. El sistema de transporte desde la región del Comahue comprende dos corredores con un total de cuatro líneas de transporte de 500 KV (la última de ellas comenzó a operar en diciembre de 1999), más una quinta línea que vincula Comahue con la región de Cuyo que comenzó a operar en septiembre de 2011. Desde que se concluyó la construcción de estas últimas dos líneas, fue posible evacuar la totalidad de la capacidad de generación de las centrales de la región del Comahue.

Relación con los gobiernos provinciales. Como miembros de la Junta de Gobierno de la Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas, los gobiernos de las provincias de Neuquén y Río Negro participan en el control regulatorio de los recursos hídricos que utiliza Piedra del Águila. De conformidad con el Contrato de Concesión HPDA y el Artículo 43 de la Ley N° 15.336, la Compañía paga una regalía del 12% sobre los ingresos derivados de la producción de energía. Este canon se divide en partes iguales entre las provincias de Neuquén y Río Negro. La Provincia de Neuquén es titular del 4,13% del capital social de Central Puerto.

FONINVEMEM y programas similares

Tras la crisis económica de 2001 y 2002, y la posterior devaluación del Peso Argentino, se registraron importantes desequilibrios entre los precios de la energía eléctrica que recibían los generadores y sus costos operativos. Habida cuenta de la merma de recursos del Fondo de Estabilización nacional, un fondo administrado por CAMMESA, destinado a compensar las fluctuaciones entre los precios estacionales pagados por los distribuidores y el precio spot en el MEM, como consecuencia de la decisión del Gobierno Argentino de mantener los precios estacionales (los precios de la energía que pagan los distribuidores) por debajo del precio spot pagado a los generadores, a través de una serie de medidas, se estableció un orden de prioridad respecto a los pagos a efectuarse con recursos de este fondo. Así pues, tuvo lugar un sistema en el que los generadores recibían pagos solo por los costos de generación variables y por la capacidad de generación de energía. El saldo de las obligaciones mensuales a generadores por saldos impagos serían considerados LVFVD.

En 2004, a través de la Resolución SE N° 826/2004, se invitó a los generadores a quienes se les adeudaban sumas de dinero debido a la falta de fondos del Fondo de Estabilización (incluida la Compañía) a participar en la formación del Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM), creado por Resolución SE N° 712/04. A través del FONINVEMEM, las empresas generadoras de energía eléctrica convirtieron sus créditos pendientes por ventas de energía eléctrica a CAMMESA desde enero de 2004 hasta diciembre de 2006 en uno o varios proyectos de ciclo combinado, adquiriendo el derecho a recibir el pago de sus créditos después de la puesta en marcha de las nuevas centrales de ciclo combinado construidas con fondos del FONINVEMEM.

En diciembre de 2004, la Compañía aceptó participar en la creación del FONINVEMEM. La Compañía perfeccionó el contrato el 17 de octubre de 2005, en virtud del cual las empresas generadoras recibirían (i) sus créditos por ventas de energía eléctrica correspondientes al período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006, por un total de U\$S 157 millones para Central Puerto, más una rentabilidad anual equivalente a la tasa LIBOR a 360 días (la cual al 29 de septiembre de 2017, era 1,78233%), más un 1% en 120 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, y (ii) sus respectivas participaciones proporcionales en el capital de las empresas generadoras formadas para dichos proyectos, es decir, TJSM y TMB, las que se encargan de gestionar la compra de equipos, y de construir, operar

y mantener las nuevas centrales eléctricas, pautándose que la propiedad de las plantas se efectivizaría luego de diez años de operaciones. Las centrales eléctricas no son propiedad de TJSM y TMB, sino de dos fideicomisos creados por el Gobierno Argentino que reciben los ingresos por ventas de energía eléctrica generada por las plantas, entre otras cosas, para liquidar los créditos en concepto de LVFVD.

El 16 de octubre de 2006, la Compañía celebró dos contratos de prenda con la ex Secretaría de Energía Eléctrica a modo de garantía a favor de los dos fideicomisos, conforme a ciertos contratos de gestión de construcción y de gestión de operaciones, entregando en garantía: (a) el 100% de sus acciones en TJSM y TMB, y (b) el 50% de los derechos conferidos por las LVFVD a cobrar durante la vigencia del contrato de gestión de construcción y el contrato de gestión de operaciones.

El 13 de julio de 2007, la Compañía también decidió incluir en el contrato el 50% del total de sus créditos por ventas de energía eléctrica a CAMMESA desde enero hasta diciembre de 2007 en el programa FONINVEMEM, por un total de U\$S 30,3 millones. Dichos créditos también se pagarían en 120 cuotas iguales, mensuales y consecutivas a partir de la fecha de habilitación comercial de las plantas, convertidos a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio aplicable conforme al programa FONINVEMEM, a una tasa de interés anual equivalente a LIBOR a 360 días (la cual al 29 de septiembre de 2017, era 1,78233%), más un 2%. En este caso, la Compañía no recibió ninguna participación adicional en el capital de TJSM y TMB como resultado de la inclusión de los créditos adicionales en el acuerdo con FONINVEMEM.

Una vez otorgada la habilitación comercial a la central eléctrica Manuel Belgrano (el 7 de enero de 2010) y a la central eléctrica San Martín (el 2 de febrero de 2010), la Compañía comenzó a cobrar dichos créditos en pagos mensuales. Al 31 de diciembre de 2016, el saldo que se le adeudaba a la Compañía bajo el programa FONINVEMEM por la venta de energía eléctrica a CAMMESA desde enero 2004 hasta diciembre de 2007 ascendía a un total de U\$S64,04 millones. En 2016, la Compañía recibió Ps. 281,19 millones (U\$S 19,81 millones) en concepto de capital y Ps. 26,02 millones (U\$S1,83 millones) en concepto de intereses por estos créditos (IVA incluido). En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, la Compañía recibió Ps.238,17 millones (U\$S 14,86 millones en pagos denominados en Dólares Estadounidenses) en concepto de capital y Ps. 19,83 millones (U\$S 1,24 millones en pagos denominados en Dólares Estadounidenses) en concepto de intereses por estos créditos (IVA incluido); de estos montos, se retuvieron Ps. 16,08 millones (U\$S 1 millón en pagos denominados en Dólares Estadounidenses) en concepto de retenciones impositivas que son utilizadas como créditos fiscales.

La Compañía tiene una participación del 30,8752% en el capital de TJSM y una participación del 30,9464% en el capital de TMB. Las citadas sociedades operativas tienen un ingreso variable de U\$S 1 por cada MW generado y un ingreso fijo para compensar sus costos operativos. En 2016, la Compañía cobró dividendos por su participación en el capital de TJSM y TMB por la suma de Ps. 12,38 millones y Ps. 13,42 millones, respectivamente.

Respecto a las ventas de energía eléctrica a CAMMESA correspondientes al período 2008-2011, el 28 de diciembre de 2010, el directorio de la Compañía aprobó un acuerdo con la ex Secretaría de Energía Eléctrica el cual establecía, entre otras cosas, el marco para definir un mecanismo de liquidación de los créditos devengados por generadores durante el período 2008-2011. A tales efectos, se acordó (i) la construcción de una nueva planta de generación, CVOSA, con créditos generados desde el 1 de enero de 2008 hasta el 31 de diciembre de 2011 a pagar a partir de la fecha de habilitación comercial del ciclo combinado de CVOSA; (ii) se creó CVOSA, la sociedad gestora de este proyecto, en la que la Compañía tiene una participación controlante, y (iii) el Gobierno Argentino creó un fideicomiso, el cual ostenta la titularidad de la planta en proceso de construcción. A la fecha de este Prospecto, la planta de ciclo combinado aún no ha iniciado sus operaciones. La Compañía tiene previsto finalizar la construcción de la planta CVOSA y obtener los permisos necesarios para operar en el sistema eléctrico argentino durante el primer trimestre de 2018.

Al 31 de diciembre de 2016, los créditos por ventas de energía eléctrica correspondientes al período 2008-2011 ascendían a un total de Ps. 1,29 mil millones. Una vez que la central de ciclo combinado inicie sus operaciones, la suma a pagar se convertirá a Dólares Estadounidenses, al tipo de cambio vigente a la fecha del acuerdo (es decir, Ps. 3,97-U\$S 1,00). El efecto de la cualquier diferencia entre este tipo de cambio y el tipo de cambio vigente en la fecha de conversión se contabilizará en los estados financieros de la Compañía y las eventuales obligaciones impositivas se reconocerán una vez que la central de ciclo combinado inicie sus operaciones y la Compañía haya recibido las aprobaciones regulatorias de rigor. De conformidad con el Acuerdo de CVO, la Compañía tiene derecho a recibir el pago de los LVFVD por cobrar correspondientes al período 2008-2011 en 120 cuotas iguales, mensuales y consecutivas, a partir de la fecha de habilitación comercial de la planta de ciclo combinado, devengando intereses a una tasa nominal anual igual a LIBOR a 30 días (la cual al 29 de septiembre de 2017, era 1,23222%) más un 5%. Los pagos mensuales denominados en dólares estadounidenses en virtud del Acuerdo de CVO son pagaderos en pesos, convertidos al tipo de cambio aplicable en la fecha de cada pago mensual.

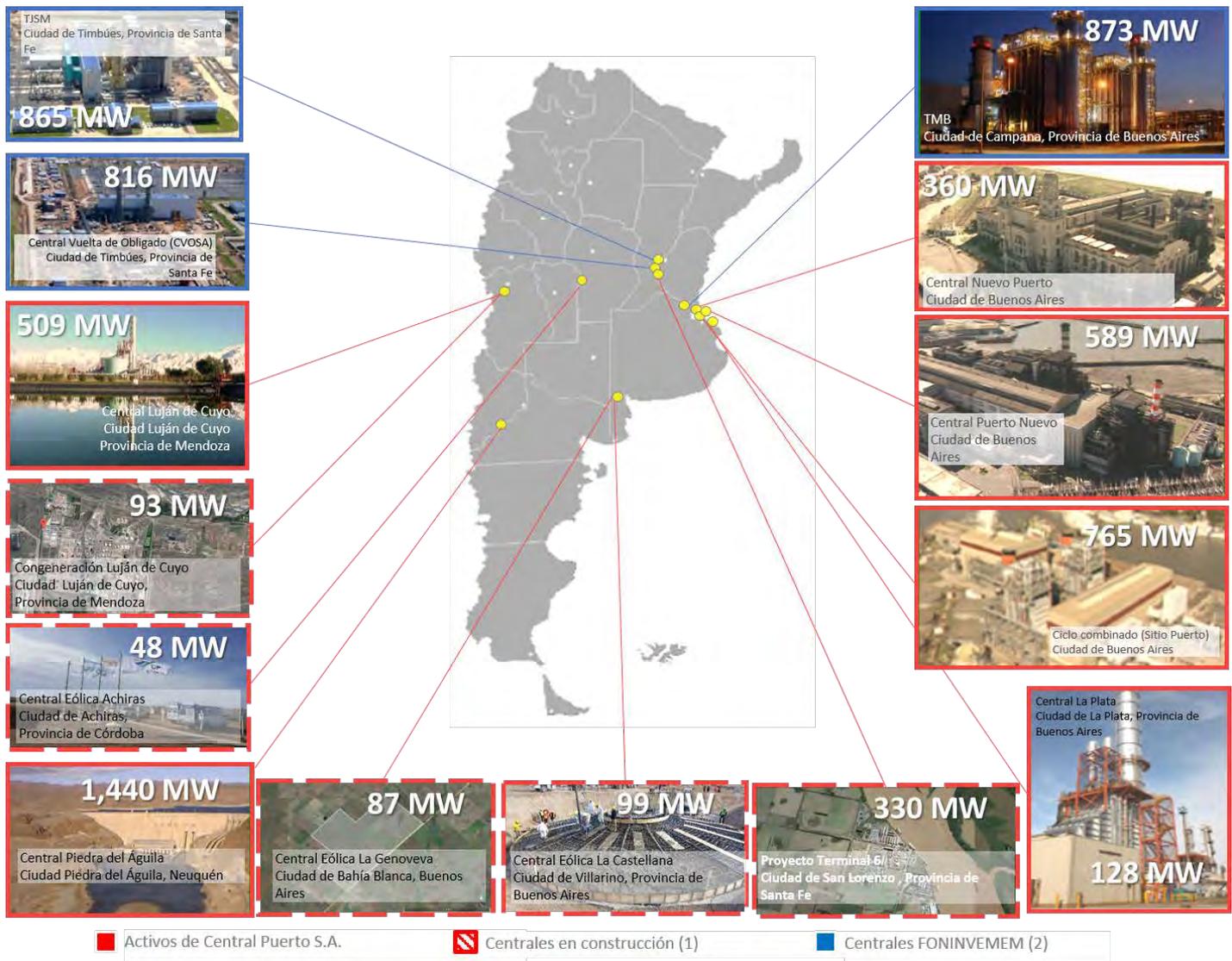
De conformidad con los contratos de cada proyecto, transcurridos los diez primeros años de operación, los respectivos fideicomisos transferirán la propiedad de las plantas de ciclo combinado a las sociedades operativas, y estas últimas comenzarán a recibir ingresos por la venta de la energía eléctrica generada por las plantas. En esa oportunidad, habida cuenta de que el Gobierno Argentino financió

parte de la construcción, se incorporará como accionista de TJSM, TMB y CVOSA, y las participaciones en el capital de TJSM, TMB y CVOSA podrían verse diluidas. Para el caso de TJSM y TMB, la Compañía no puede estimar los efectos exactos de esa posible dilución debido a que la participación del Gobierno Argentino en las sociedades en cuestión depende de los fondos provistos por el gobierno argentino para la construcción de cada planta, lo cual aún no ha sido definido. Para el caso de CVOSA, si bien el efecto de la posible dilución no ha sido definida por los mismos motivos, la participación del gobierno argentino en CVOSA será de al menos el 70% debido a un acuerdo entre las partes. Toda dilución de la participación de Central Puerto en TJSM, TMB o CVOSA podría disminuir sus ingresos, lo cual podría afectar adversamente sus resultados de las operaciones. Véase “Información sobre la Compañía—FONINVEMEM y programas similares”. Véase “Factores de Riesgo—La participación de la Compañía en TJSM, TMB y CVOSA podría diluirse significativamente”.

Mercado y Red de Distribución

Área de Mercado

Las plantas de Central Puerto se encuentran distribuidas en diversos puntos geográficos del territorio argentino. Todas ellas se encuentran conectadas al SADI, permitiendo alcanzar a la casi totalidad de los usuarios domésticos e industriales del país. El siguiente gráfico muestra la ubicación de las plantas en la Argentina y la capacidad de generación de cada una:



(1) “Plantas en construcción” alude a los parques eólicos Achiras y La Castellana, ambos en proceso de construcción prevista a finalizar en el segundo trimestre de 2018, la unidad de cogeneración de Luján de Cuyo que se encuentra en construcción y cuya finalización está prevista para el cuarto trimestre de 2019, y la Planta de la Terminal 6 que se encuentra en construcción y cuya finalización está prevista para el segundo trimestre de 2020.

(2) “Centrales del FONINVEMEM” aluden a las centrales José de San Martín, Manuel Belgrano y Vuelta de Obligado que la Compañía espera que sean transferidas de los fideicomisos del FONINVEMEM a las centrales operativas, TJSM, TMB y CVOSA, respectivamente, luego de los primeros diez años de operaciones como

consecuencia del programa FONINVEMEM y otros programas similares. Para más información sobre las fechas en las que Central Puerto espera que se produzca dicha transferencia y demás detalles, véase “INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA—FONINVEMEM y programas similares”.

Plantas Puerto Nuevo, Nuevo Puerto y Puerto de Ciclo Combinado: Se encuentran ubicadas en una posición privilegiada dentro del puerto de la Ciudad de Buenos Aires, una de las metrópolis más pobladas del mundo, lo que reduce las penalidades por pérdidas de energía en el transporte de la energía. Cuenta además con la presencia de 3 muelles que permiten la descarga de combustibles líquidos de embarcaciones de gran porte, facilitando el abastecimiento de este insumo.

Planta La Plata: Ubicada dentro de la refinería de La Plata perteneciente a YPF (la mayor compañía petrolera del país), esta planta provee de energía eléctrica y vapor de agua a dicha refinería. Esta ubicación le permite abastecerse de gas oil de la propia refinería en caso de escasez de gas natural, y al mismo tiempo, su cercanía a la Ciudad de La Plata le permite vender la energía eléctrica con bajas penalidades en la transmisión. El 20 de diciembre de 2017, YPF EE aceptó la oferta de la Compañía para vender la planta de La Plata, sujeto a ciertas condiciones. Para mayor información sobre la Venta de la Planta de La Plata, véase “Resumen – Acontecimientos Recientes – Venta de la Planta de La Plata.”

Planta Luján de Cuyo: Ubicada dentro de la refinería Luján de Cuyo de YPF, esta planta provee vapor de agua a la planta. Su ubicación le permite abastecerse de gas oil de la propia refinería en caso de escasez de gas natural.

Complejo Hidroeléctrico Piedra del Águila: Ubicada sobre el río Limay, límite entre las Provincias de Río Negro y Neuquén, esta represa se encuentra próxima a la ciudad de Neuquén y tiene la capacidad de suministrar energía a ciudades lejos del complejo mediante líneas de transmisión existentes.

Red de distribución

Todas las plantas de la Compañía se encuentran conectadas al SADI, permitiendo llegar a la casi totalidad de los usuarios del país. Este sistema posibilita la interacción de todos los actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Argentina, permitiendo a los generadores despachar su energía a los Grandes Usuarios y distribuidores de energía, a través de los transportistas. El sistema se encuentra regulado y admite la participación de todos los agentes MEM (generadores, sociedades de transmisión, distribuidores, Grandes Usuarios e, incluido el Gobierno Argentino a través de CAMMESA), evitando que pueda existir discriminación entre los actores involucrados.

Las tarifas por la transmisión de energía se encuentran reguladas y están asociadas a la distancia entre el generador y el usuario, entre otros factores. En este sentido, las centrales térmicas de la Compañía cuentan con una excelente ubicación por encontrarse en importantes centros urbanos o en la cercanía de algunos de los clientes más importantes del sistema (por ejemplo, las refinerías de YPF), lo que constituye una importante ventaja competitiva.

Clientes

Modalidad	Principales clientes	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016	
		en miles 's.)	de Porcentaje de ingresos	(en miles Ps.)	de Porcentaje de ingresos
Energía Base (Resolución SE N° 95/2013) ⁽¹⁾ y energía eléctrica vendida en el mercado spot ⁽²⁾	CAMMESA	4.491.321	78,54%	3.972.418	74,66%
Ventas por contrato en el mercado a término.....	YPF, Compañía Mega S.A., ENARSA	649.107	11,36%	734.491	13,81%
Ventas por contrato en el marco de Energía Plus	Dow Chemical Argentina S.A., Pirelli Neumáticos S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., PBBPolisur S.A. Sanatorio Otamendi y Miroli S.A.,	98.632	1,72%	81.096	1,52%
Ventas de vapor	YPF	479.218	8,38%	531.612	9,99%
Prestación de servicios	Otros clientes menores	-	-	796	0,02%

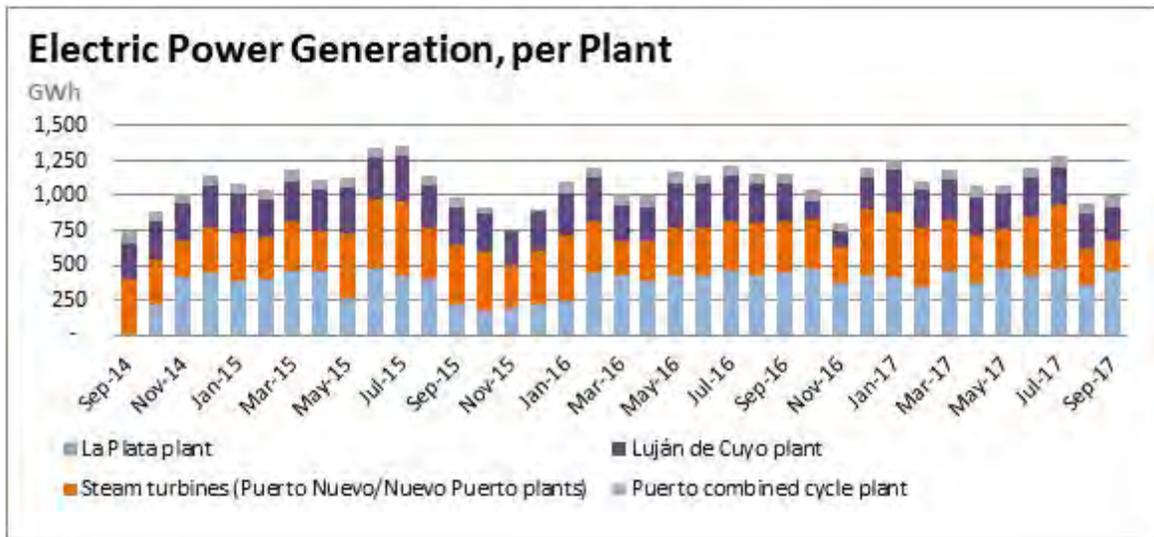
- (1) Incluye, remuneración fideicomiso adicional en la forma de LVFVD de CAMMESA, e ingresos derivados de remuneración por mantenimientos no recurrentes en forma de LVFVD de CAMMESA. Véase “—Ingresos—Energía Base”.
- (2) Incluye (i) ventas de energía y capacidad no remuneradas conforme a la Resolución N° 95 y (ii) la remuneración conforme a la Resolución N° 724/2008 relacionada con los contratos con CAMMESA para mejorar la capacidad de generación de energía existente en Argentina. Véase “El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—Insuficiencia del Fondo de Estabilización y Respuestas del Gobierno Argentino —El Programa Nacional”.

Para más información sobre los distintos regímenes regulatorios bajo el cual se vende energía eléctrica, véase “RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA – Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Compañía – Ingresos” y “El Sector Eléctrico Argentino – Estructura de la Industria”.

Estacionalidad

Estacionalidad de Generación Eléctrica por Centrales Térmicas

El siguiente gráfico muestra la generación de energía térmica promedio mensual de los últimos tres años:

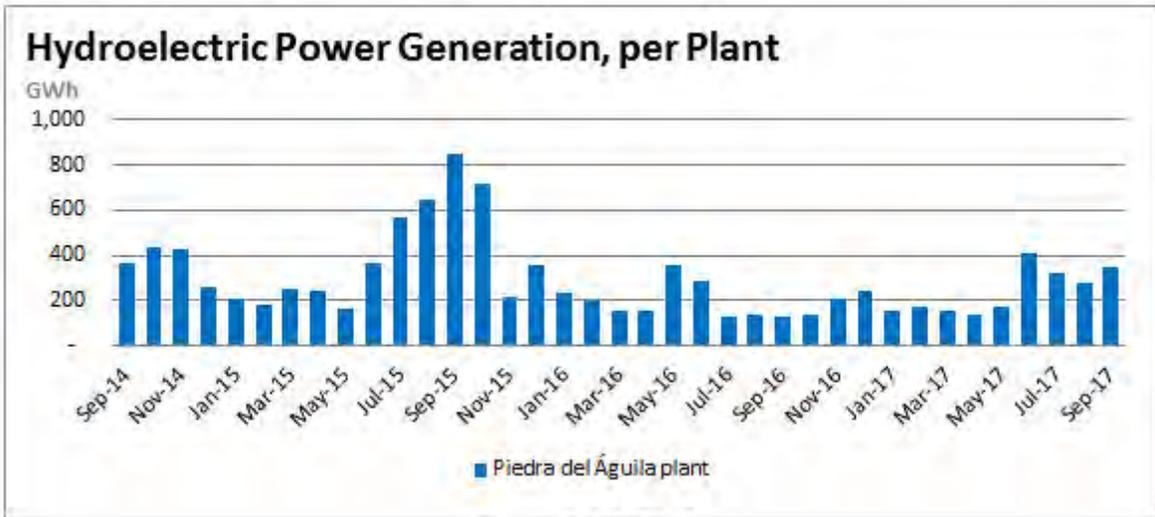


Fuente: CAMMESA

Estacionalidad de los Recursos Hídricos y Generación eléctrica de Piedra del Águila

La disponibilidad de agua es un factor clave para determinar la capacidad de generación eléctrica de Piedra del Águila. Esta misma se encuentra directamente relacionada con los cambios anuales y estacionales en las lluvias en el área de Piedra del Águila. Los niveles de agua generalmente incrementan entre mayo y diciembre debido a las lluvias de invierno y deshielo primaveral, pudiendo producir más energía durante esos períodos.

El siguiente gráfico muestra la generación de energía hidroeléctrica promedio mensual de los últimos tres años:



Fuente: CMMESA

Propiedades, planta y equipo

La mayor parte de los bienes de uso de la Compañía están destinados a la generación de energía eléctrica y el 100% de los mismos se encuentra ubicado en la República Argentina.

La Compañía no cuenta con activos significativos que se encuentren bajo contratos de leasing o alquiler.

La siguiente tabla presenta información sobre las operaciones de las centrales eléctricas propiedad de la Compañía al 30 de septiembre de 2017.

Sitio	Planta	Unidad	Capacidad instalada	Tipo	Tipo de combustible (si corresponde)	
Complejo Puerto	Planta Puerto Nuevo		1.714 MW			
			589 MW			
		PN TV07	145 MW	Térmica	GN / FO	
			PN TV08	194 MW	Térmica	GN / FO
			PN TV09	250 MW	Térmica	GN / FO
	Planta Nuevo Puerto			360 MW		
		NP TV05	110 MW	Térmica	GN / FO	
			NP TV06	250 MW	Térmica	GN / FO
	Puerto Ciclo Combinado			765 MW		
CC GE		765 MW	Térmica	GN / GO		
Piedra del Águila	Planta Piedra del Águila		1.440 MW			
			1.440 MW			
		PAGUHI	MW	Planta hidroeléctrica		
			1.440			
Luján de Cuyo	Planta Luján de Cuyo		509 MW			
			509 MW			
		Ciclo combinado Siemens	306 MW	Térmica	GN	
		ALSTOM TG23	23 MW	Térmica	GN / GO	
		ALSTOM TG24	23 MW	Térmica	GN / GO	
		MARELLI TV11	60 MW	Térmica	GN / FO	
		MARELLI TV12	60 MW	Térmica	GN / FO	
		ABB TG22	36 MW	Térmica	GN / GO	
				CTRL HIDRÁULICA	1 MW	Planta hidroeléctrica
La Plata⁽¹⁾	Planta La Plata		128 MW			
			128 MW			
		TG GE	128 MW	Térmica	GN / GO	

(1) El 20 de diciembre de 2017, YPF EE aceptó la oferta de la Compañía para vender la planta de La Plata, sujeto a ciertas condiciones. Para mayor información sobre la Venta de la Planta de La Plata, véase “Resumen – Acontecimientos Recientes – Venta de la Planta de La Plata”.

Referencias: GN: gas natural; FO: fuel oil; GO: gas oil

La Compañía considera que todas sus plantas de producción se encuentran en buenas condiciones de funcionamiento. La Compañía considera que ostenta el título perfecto de sus plantas y que estas cumplen con las normas generalmente aceptadas en el sector de energía eléctrica. Al 30 de septiembre de 2017, el valor contable neto consolidado de las propiedades, planta y equipos de la Compañía era de Ps. 4,92 mil millones.

La siguiente tabla muestra el detalle de los bienes de uso de la Compañía al 30 de septiembre de 2017.

Cuenta Principal	Al 30 de septiembre de 2017
	<i>(en miles de Ps.)</i>
Terrenos y Edificios.....	321.923
Centrales eléctricas.....	2.564.668
Turbinas de gas.....	1.969.313
Muebles, útiles y equipos	34.032
Materiales y repuestos	19.814
Otros	6.700
Total	<u>4.916.450</u>

Marco Competitivo

La demanda de energía y electricidad en Argentina es atendida por diversas compañías de generación, tanto estatales como del sector privado. Estas compañías buscan adquirir el derecho a abastecer capacidad de generación y electricidad y a llevar a cabo proyectos para satisfacer la creciente demanda de electricidad en Argentina. Algunos de los competidores extranjeros de la Compañía son de mayor envergadura y cuentan con más recursos que esta última. Debido a la importante brecha que existe entre la oferta y la demanda de electricidad en Argentina (la cual ha provocado interrupciones en el suministro voluntarias y forzadas en épocas de picos de consumo estacional), durante los últimos 12 años no hubo en el país una presión competitiva que se pueda considerar significativa. Durante 2017 (y, puntualmente, el 24 de febrero de 2017, según los registros de CAMMESA) hubo un pico de demanda histórica de 25,6 GW, de los cuales 24,6 GW de capacidad se abastecieron internamente (con una capacidad instalada total de 34,5 GW) y el resto con importaciones de Brasil y Uruguay. En 2016, se importaron 1.470 GWh de electricidad, lo que representa una disminución del 11,17% en las importaciones de electricidad frente al mismo período en 2015.

Por otra parte, una de las prioridades del gobierno de Macri radica en achicar la brecha entre la oferta y la demanda de electricidad, tal como se viera reflejado en la primera resolución dictada por el nuevo Ministerio de Energía y Minería, la cual estuvo orientada a reformar el sistema de tarifas y el marco regulatorio del sector. Respecto a la generación de electricidad, el Ministerio de Energía y Minería ha anunciado públicamente que el país necesita nueva capacidad de generación y ha indicado que dicha necesidad se atenderá mediante proyectos de ampliación de las fuentes de generación de energía térmica y renovable en cabeza de empresas del sector privado. Asimismo, dicho Ministerio ha tomado medidas tendientes a aumentar la capacidad de generación, a fin de asegurar el suministro de energía eléctrica y reducir las necesidades de importación desde países vecinos. Por consiguiente, la Compañía considera que en el mediano y corto plazo no habrá presiones competitivas significativas en el sector eléctrico.

Los principales competidores en el mercado de generación eléctrica son grupo Enel, AES Argentina Generación S.A. (filial de AES Corporation), Pampa Energía S.A. y Petrobras Argentina S.A. (que fuera recientemente adquirida por Pampa Energía S.A.).

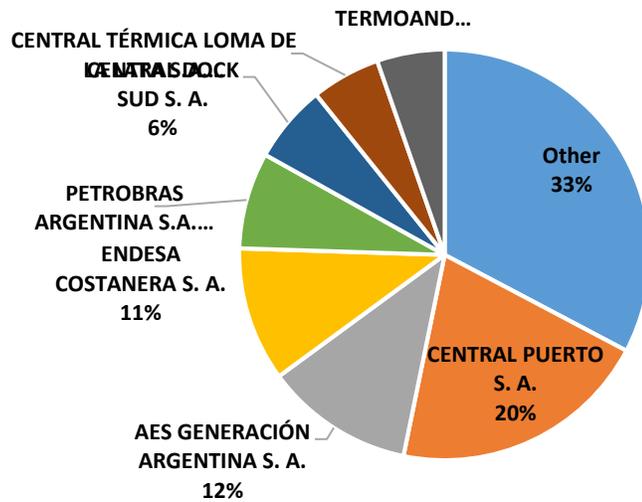
El siguiente cuadro muestra la capacidad instalada de los principales generadores del sector privado en Argentina:

Compañía y Subsidiarias	Potencia (MW)
Central Puerto	3.791 ⁽¹⁾
The AES Corporation	3.294 ⁽²⁾⁽³⁾
Grupo Enel.....	4.029 ⁽⁴⁾
Pampa Energía S.A.	2.309 ⁽²⁾⁽⁵⁾
Petrobras Argentina S.A.	1.124 ⁽²⁾⁽⁵⁾

Fuentes: (1) Basada en la documentación presentada oficialmente ante CAMMESA por Central Puerto S.A. (2) Basada en los estados financieros al 30 de septiembre de 2017 de cada una de las sociedades y datos de CAMMESA. (3) Solo por activos ubicados en la Argentina, operados por las siguientes subsidiarias: AES Argentina Generación S.A., AES Juramento S.A., AES Alicurá S.A., AES Paraná S.A. y Termoandes S.A. (4) Basada en información de CAMMESA. Incluye Enel Generación Costanera S.A., Enel Generación El Chocón S.A. y una participación de 40% de Grupo Enel en Central Dock Sud S.A. (5) Petrobras Argentina S.A. fue adquirida por Pampa Energía S.A.

Los siguientes gráficos exponen la participación en el mercado de generación eléctrica suministrada por compañías del sector privado en Argentina al 30 de septiembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, basada en información publicada por CAMMESA:

CUOTA DE MERCADO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESAS DEL SECTOR PRIVADO, ENERO-SEPTIEMBRE DE 2017



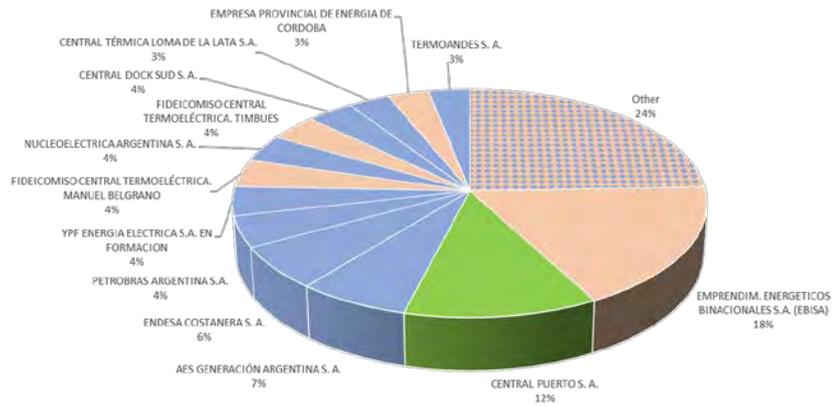
Fuente: CAMMESA

CUOTA DE MERCADO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESAS DEL SECTOR PRIVADO, ENERO-DICIEMBRE DE 2016



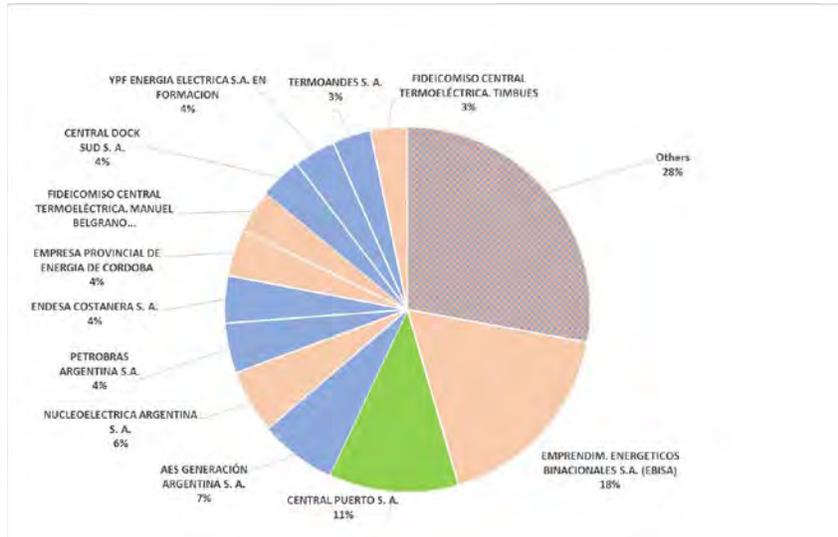
Los siguientes gráficos detallan la participación del mercado de generación eléctrica (tanto de generadores del sector público como del sector privado) en Argentina al 30 de septiembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, en base a la información publicada por CAMMESA:

ACCIONES DE MERCADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL DE SADI, (ENERO - SEPTIEMBRE DE 2017)



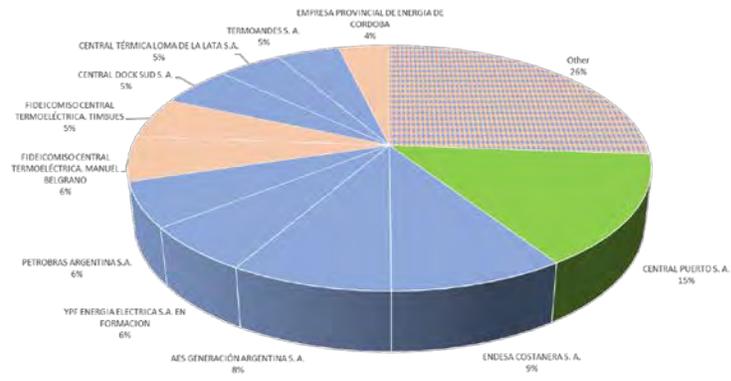
Fuente: CAMMESA

ACCIONES DE MERCADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL DE SADI, (ENERO - DICIEMBRE DE 2016)



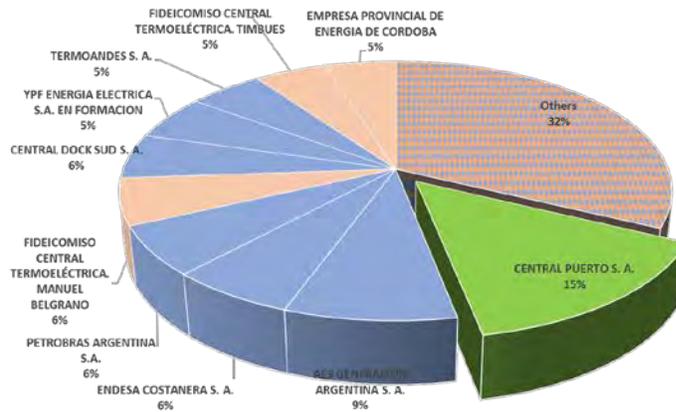
Fuente: CAMMESA

ACCIONES DE MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA TÉRMICA DE SADI, (ENERO - SEPTIEMBRE DE 2017)



Fuente: CAMMESA

ACCIONES DE MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA TÉRMICA DE SADI, (ENERO - DICIEMBRE DE 2016)



Fuente: CAMMESA

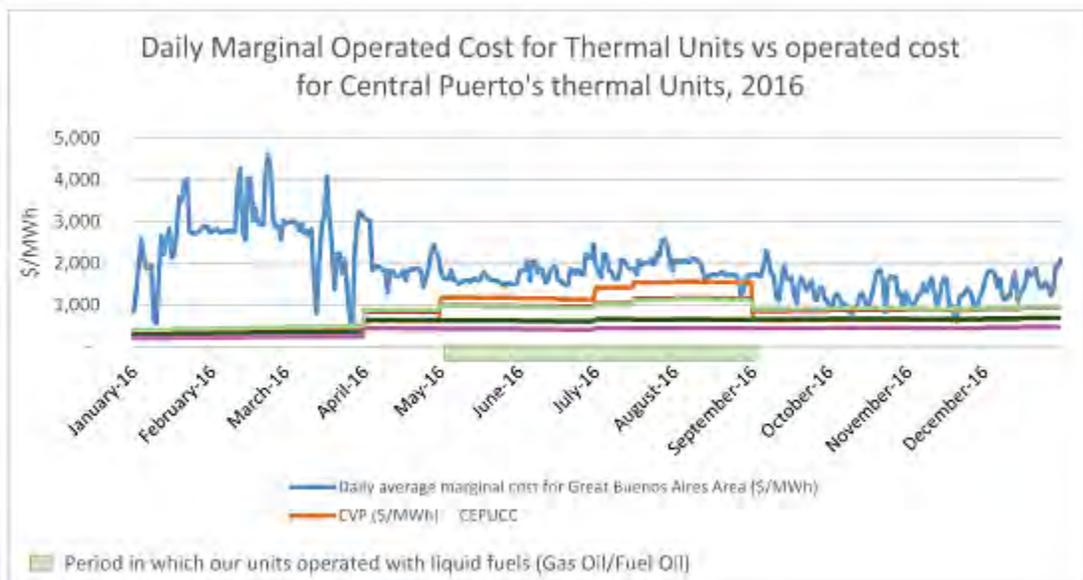
El siguiente cuadro muestra la capacidad instalada en términos de MW asignados a cada marco regulatorio (Energía Base, Energía Plus, Resolución N° 220/07) para la Compañía y cada uno de sus competidores a septiembre de 2017:

En MW	Energía Base	Mercado a Término	Resol. 220/07	Energía Plus	Total
Central Puerto	3.695	80	—	16	3.791
AES Argentina Group	2.964	25	—	305	3.294
ENEL Group.....	4.029	—	—	—	4.029
Pampa Energía S.A.....	2.011	—	195	103	2.309
Petrobras Argentina S.A.*	946	—	—	178	1.124

* Petrobras Argentina S.A. fue adquirida por Pampa Energía S.A.

Los niveles de eficiencia de Central Puerto son superiores a los de la competencia, debido a la eficiencia de sus tecnologías. El siguiente gráfico ilustra el nivel de eficiencia de cada una de las unidades de generación en comparación con la de los principales competidores de la Compañía, en función del indicador de eficiencia denominado *heat rate*, es decir, la cantidad de energía empleada por un generador o central de energía eléctrica para producir un kWh de electricidad.

Asimismo, el costo operativo de las unidades térmicas de la Compañía es generalmente inferior al costo operativo marginal diario para las unidades térmicas en el área de Buenos Aires. El gráfico siguiente muestra el costo operativo marginal diario de las unidades térmicas en el área de Buenos Aires para el año 2016, en comparación con el costo operativo diario de la Compañía de cada una de sus unidades térmicas:



Fuente: CAMMESA

La Compañía es uno de los mayores consumidores de gas natural del sector eléctrico argentino, así como también uno de los mayores consumidores de fuel oil, gas oil y biodiesel. Si bien CAMMESA es el principal proveedor de biodiesel de la Compañía, esta última ha desarrollado relaciones en los últimos años con compañías estratégicas de los sectores de petróleo, gas y biodiesel, y en el pasado ha participado de sociedades conjuntas con algunas de ellas.

Litigios

Declaración del impuesto a las ganancias de 2014

En febrero de 2015, CPSA, a título individual y en carácter de empresa sucesora de HPDA (la sociedad absorbida), presentó declaraciones del impuesto a las ganancias por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2014, aplicando el mecanismo de ajuste por inflación previsto por la ley del impuesto a las ganancias de Argentina (la “Ley del Impuesto a las Ganancias”).

Asimismo, la Compañía presentó su declaración del impuesto a las ganancias para el período de tres meses finalizado el 31 de diciembre de 2014, aplicando el mismo mecanismo de ajuste por inflación previsto en aludida ley.

A la fecha de este Prospecto, la Compañía no espera que las declaraciones del impuesto a las ganancias que presentó vayan a ser aprobadas por la AFIP o, en última instancia, por la Corte Suprema de Justicia. Por consiguiente, al 31 de diciembre de 2016, la Compañía contabilizó una provisión de Ps. 321,58 millones por ese concepto, que fue reconocida durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014.

Acción de repetición – Reintegro del Impuesto a las Ganancias de los Ejercicios 2010 y 2009

En diciembre de 2014, la Compañía, en su carácter de empresa sucesora de HPDA, presentó ante la AFIP una solicitud para recuperar el impuesto a las ganancias correspondiente al ejercicio fiscal 2010 por la suma aproximada de Ps. 67,4 millones la cual, según estimaciones de la Compañía, había sido pagada erróneamente por HPDA por encima del impuesto a las ganancias que en efecto correspondía pagar. A través de la citada acción, la Compañía pretende recuperar el excedente del impuesto a las ganancias pagado por HPDA debido a la omisión de aplicar el ajuste por inflación previsto en la Ley del Impuesto a las Ganancias. El 21 de diciembre de 2015, transcurrido el plazo de tres meses previsto por la Ley N° 11.683, la Compañía presentó una acción de repetición ante el Tribunal Fiscal de la Nación.

En diciembre de 2015, la Compañía presentó ante la AFIP una solicitud para recuperar el impuesto a las ganancias correspondiente al ejercicio fiscal 2009 por la suma aproximada de Ps. 20,4 millones la cual, según estimaciones de la Compañía, había sido pagada incorrectamente por encima del impuesto a las ganancias que en efecto correspondía pagar. A través de la citada acción, la Compañía pretende recuperar el excedente del impuesto a las ganancias pagado por CPSA debido a la omisión de aplicar el ajuste por inflación previsto en la Ley del Impuesto a las Ganancias. El 22 de abril de 2016, transcurrido el plazo de tres meses previsto por la Ley N° 11.683, la Compañía presentó una acción de repetición ante el Tribunal Fiscal de la Nación.

A la fecha de este Prospecto, la Compañía no espera que su solicitud de reintegro del impuesto las ganancias ingresado en períodos anteriores vaya a ser aprobada por la AFIP o, en última instancia, por la Corte Suprema de Justicia, ni sabe a ciencia cierta si se materializarán las condiciones para aplicar el mecanismo de ajuste por inflación. La Compañía no ha reconocido crédito alguno por este concepto.

Empleados

Al 30 de septiembre de 2017, la Compañía tenía 738 empleados.

El siguiente cuadro presenta la cantidad de empleados de la Compañía y los sindicatos a los que están afiliados para los períodos indicados:

Año	Sindicato	Complejo Puerto	La Plata	Luján de Cuyo	Piedra del Águila	CP Renovables	CP Castellana	LaCP Achiras
	APSEE.....	108	4	-	-	-	-	-
	LYF.....	378	23	-	-	-	-	-
	FATLYF.....	-	-	84	43	-	-	-

Año	Sindicato	Complejo Puerto	La Plata	Luján de Cuyo	Piedra del Águila	CP Renovables	CP Castellana	LaCP Achiras
2014	APUAYE.....	-	-	15		5		
	Subtotal bajo convenio colectivo de trabajo	486	27	99		48		
	Total fuera de convenio colectivo de trabajo	60	1	8		4		
	APSEE.....	104	4	-		-		
2015	LYF.....	368	23	-		-		
	FATLYF.....	-	-	91		47		
	APUAYE.....	-	-	15		5		
	Subtotal bajo convenio colectivo de trabajo	472	27	106		52		
Total fuera de convenio colectivo de trabajo	69	1	9		4			
2016	APSEE.....	106	3	-		-		
	LYF.....	359	23	-		-		
	FATLYF.....	-	-	91		47		
	APUAYE.....	-	-	16		5		
Subtotal bajo convenio colectivo de trabajo	465	26	107		52			
Total fuera de convenio colectivo de trabajo	66	2	10		4			
2017	APSEE.....	104	2	-	-	-		
	LYF.....	360	23	-		-		
	FATLYF.....	-	-	89		47		
	APUAYE.....	-	-	16		5		
Subtotal bajo convenio colectivo de trabajo	464	25	105		52			
Total fuera de convenio colectivo de trabajo	68	3	10		4	1	3	3

Nota: APSEE: Asociación del Personal Superior de Empresas de Energía
LYF: Luz y Fuerza
FATLYF: Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza
APUAYE: Asociación de Profesionales del Agua y la Energía Eléctrica

Los convenios colectivos de trabajo firmados con los distintos sindicatos que cuentan con miembros trabajando en los distintos sitios de Central Puerto contienen cláusulas que rigen la relación laboral de los trabajadores afiliados a cada uno de esos sindicatos. Entre las cláusulas más importantes, caben mencionar las siguientes: puestos que se encuentran incluidos y excluidos de convenio, diagramas de horarios de trabajo, niveles salariales y adicionales especiales por función, jornada de trabajo, licencias, entre otros.

Aquellos contenidos que no se encuentran específicamente acordados se rigen por las disposiciones de las leyes laborales vigentes en el país.

Los convenios colectivos tienen un plazo de duración, que una vez finalizado el mismo, las partes pueden acordar renovarlo. Caso contrario, permanecen vigentes bajo el principio de ultractividad contenido en la Ley de Convenciones Colectivas de Trabajo N° 14.250.

Seguros

Se han contratado seguros con las siguientes coberturas en las cuatro localizaciones donde se encuentran las centrales generadoras de energía eléctrica (Central Puerto, Piedra del Águila, Central La Plata y Luján de Cuyo):

- *Todo Riesgo Operativo (sobre/Bienes Físicos) + Pérdida de Beneficio.* Cobertura: Todo Riesgo Operativo, Edificios, Daños y Rotura de Maquinas, Incendio, hechos de la naturaleza, etc. por causa súbita, accidental, directa o indirectamente atribuibles a cualquier causa (excluyendo daños como resultado de terremotos en las plantas Piedra del Águila y Luján de Cuyo, en cuyo caso se deduce un 5% de los daños o hasta U\$S1.000.000), incluyendo Pérdida de Beneficios Consecuencial a causa de la Rotura o Daño en Activo Fijo por un período máximo de 18 meses.
- *Responsabilidad Civil Primaria.* Cobertura: Responsabilidad civil del asegurado frente a terceros, por daños patrimoniales y lesiones o muerte de terceros emergente del desarrollo de sus actividades, hasta U\$S 10.000.000 millones por cada una de las plantas de generación.
- *Responsabilidad Civil en Exceso.* Cobertura: Cualquiera de las cuatro locaciones de las plantas generadoras, por su responsabilidad civil frente a terceros por daños patrimoniales y lesiones o muerte de terceros emergente del desarrollo de sus actividades, por hasta U\$S 50.000.000 en exceso de la póliza primaria que se describe en el apartado anterior.

- *Responsabilidad Civil Portuaria.* En su carácter de Operador de Terminal Portuaria, la Compañía está cubierta por las operaciones de carga y descarga de combustibles que se realicen en la terminal portuaria, incluyendo pérdidas consecuenciales y contaminación súbita y accidental.
- *Responsabilidad Civil Directores y Gerentes.* Cobertura: Responsabilidad de Directores y Gerentes ante cualquier posible reclamo efectuado en su contra.
- *Automotores.* Cubre la responsabilidad civil contra terceros, por los reclamos que pueda recibir el asegurado por daños causados a terceras personas o sus bienes, y cubre los daños materiales que sufra el vehículo asegurado como consecuencia de accidentes, incendio, robo o hurto.
- *Aseguradora de Riesgos de Trabajo.* Cobertura: todo acontecimiento accidental ocurrido por el hecho o en ocasión del trabajo y aquellos ocurridos en el trayecto entre el domicilio del trabajador y su lugar de trabajo.
- *Seguro de Vida Obligatorio.* Cobertura: Riesgo de muerte por cualquier causa a todos los empleados bajo relación de dependencia.
- *Seguro de Vida Optativo.* Cobertura: Invalidez total y permanente por enfermedad o accidente, y pérdidas parciales por accidente.
- *Transporte:* Cobertura. Pérdidas y averías que tengan por causa choque, vuelco, desbarrancamiento o descarrilamiento del vehículo transportador y otras catástrofes.
- *Combinadas e Integrales.* Esta póliza brinda cobertura a las oficinas y depósitos situados en la ciudad de Neuquén. Asimismo, brinda cobertura contra ciertas catástrofes.

La Compañía cree que el nivel de cobertura de seguros y reaseguros que mantiene es razonablemente adecuado para los riesgos a los que se enfrenta y son comparables con el nivel de cobertura de seguros y reaseguros mantenido por otras empresas similares que se desenvuelven en su mismo sector.

Gestión Ambiental

A la fecha de este Prospecto, la Compañía no es parte en ningún proceso judicial pendiente ni tiene conocimiento de estar amenazada por algún proceso judicial por cuestiones ambientales.

A la fecha de este Prospecto, la Compañía dispone o ha solicitado los permisos ambientales exigidos por la normativa ambiental aplicable y con los planes de gestión ambiental aprobados por la autoridad regulatoria pertinente. A fin de mantener altos estándares en materia ambiental, la Compañía realiza controles periódicos cuyos resultados se enmarcan dentro de los límites permitidos por la legislación vigente.

La Compañía ha desarrollado un amplio programa de cumplimiento y gestión del medio ambiente que está sujeto a auditorías periódicas internas y externas por parte de TÜV Rheinland.

A efectos de cumplir con estas políticas, la Compañía obtiene periódicamente certificaciones de calidad. En mayo de 2016, TÜV Rheinland realizó una serie de auditorías para la recertificación de las normas ISO, tras lo cual la Compañía obtuvo los siguientes certificados:

- Complejo Puerto:
 - ISO 14001/2004: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 13 de septiembre de 2018 (Nuevo Puerto, Puerto Nuevo y Puerto Ciclo Combinado)
- Planta La Plata:
 - ISO 14001/2004: Certificado N° 01 10406 1629671 válido hasta el 13 de septiembre de 2018
- Planta Luján de Cuyo:
 - ISO 14001/2004: Certificado N° 01 10406 1629670 válido hasta el 14 de septiembre de 2018
- Planta Piedra del Águila:
 - ISO 14001/2004: Certificado N° 01 10406 1629669 válido hasta el 14 de septiembre de 2018

Por otra parte, de acuerdo con lo previsto en el artículo 22 de la Ley N° 25.675 de Política Ambiental Nacional, toda persona humana o jurídica, pública o privada, que realice actividades riesgosas para el ambiente, los ecosistemas y sus elementos constitutivos, tales como

la Compañía, deberá contratar un seguro de cobertura con una entidad suficiente para garantizar el financiamiento de la recomposición del daño que en su tipo pudiere producir. La Compañía cumple cabalmente con lo reglado por dicha ley.

Seguridad y Salud

La gestión de la seguridad, higiene y salud ocupacional tiene como fin preservar la integridad de las personas y de los bienes propios y de terceros, asumiendo que:

- todos los accidentes y enfermedades del trabajo pueden ser evitados;
- el cumplimiento de las normas de seguridad, higiene y salud ocupacional establecidas es responsabilidad de todos aquellos que desarrollan actividades en las plantas; y
- la toma de conciencia de los individuos contribuye a lograr el bienestar en el trabajo y un mejor desarrollo personal y colectivo de quienes forman parte de la comunidad laboral.

El compromiso con la “Mejora Continua” obliga a la Compañía a revisar la adecuación de la presente política y los objetivos para su permanente adecuación a los cambios requeridos por el mercado y la legislación vigente.

A efectos de cumplir con estas políticas, la Compañía obtiene periódicamente certificaciones de calidad. En mayo de 2016, TÜV Rheinland realizó una serie de auditorías para la recertificación de las normas ISO, tras lo cual la Compañía obtuvo los siguientes certificados:

- Complejo Puerto:
 - ISO 9001/2008: Certificado N° 01 10006 1629668 válido hasta el 13 de septiembre de 2018 (Puerto Ciclo Combinado)
- Planta La Plata:
 - ISO 9001/2008: Certificado N° 01 10006 1629671 válido hasta el 13 de septiembre de 2018
- Planta Luján de Cuyo:
 - ISO 9001/2008: Certificado N° 01 10006 1629670 válido hasta el 14 de septiembre de 2018
- Planta Piedra del Águila:
 - ISO 9001/2008: Certificado N° 01 10006 1629669 válido hasta el 14 de septiembre de 2018
 - OHSAS 18001/2007: Certificado N° 01 11306 1629669 válido hasta el 13 de julio de 2019

Sistema Integrado de Gestión con certificaciones ISO

La dirección de Central Puerto ha fijado para sus plantas de generación de energía eléctrica y producción de vapor la implementación de un sistema integrado de gestión (“SIG”) a fin de satisfacer las necesidades y los requerimientos de las políticas propias, de sus objetivos, de los clientes, de la normativa vigente y de las normas internacionales ISO (por sus siglas en inglés, International Organization for Standardization) 9001/2008 en Calidad, ISO 14001/2004 en Medio Ambiente y OHSAS (*Occupational Health and Safety Assessment Series*) 18001/2007 en Seguridad y Salud Ocupacional. El SIG está certificado por organismos de reconocido prestigio internacional y es auditado periódicamente como las referidas normas lo establecen.

Los objetivos a alcanzar a través de la implementación del SIG son:

- dotar a las plantas de herramientas de gestión útil y proactiva;
- asegurar la calidad de los procesos;
- satisfacer los requerimientos del cliente;
- buscar la mejora continua de los procesos;
- preservar la integridad de las personas y los bienes propios y de terceros;
- prevenir la contaminación;
- usar racionalmente los recursos;
- preservar el equilibrio ecológico; y

- mejorar la calidad de vida.

Central Puerto identifica los procesos y el apoyo necesario para la correcta operatividad de un SIG sostenible, participativo y no burocrático que sirva para implementar, en la actividad cotidiana, los principios establecidos por la dirección, en la política integrada de medio ambiente, calidad, seguridad, higiene y salud ocupacional, asegurando para ello la disponibilidad de recursos humanos, materiales y financieros. Central Puerto ha utilizado el modelo de gestión basado en “planificar-hacer-verificar-actuar” de modo de garantizar su mantenimiento y mejora continua para el SIG de sus plantas, el cual involucra uno o más de los siguientes sistemas:

- Sistema de Gestión de la Calidad
- Sistema de Gestión Ambiental
- Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud Ocupacional

El alcance individual del SIG en cada central es el siguiente:

- Complejo Puerto:
 - Planta Nuevo Puerto: SGA con Certificado ISO 14001/2004
 - Planta Puerto Nuevo: SGA con Certificado ISO 14001/2004
 - Puerto de Ciclo Combinado: SGA con Certificado ISO 14001/2004 y SGC con Certificado ISO 9001/2008
 - * Organismo Certificador
 - Año 2004 a 2015: IRAM
 - Año 2016: TÜV Rheinland
- Planta La Plata: SGA con Certificado ISO 14001/2004 y SGC con Certificado ISO 9001/2008
 - * Organismo Certificador
 - Año 2004 a 2015: SGS
 - Año 2016: TÜV Rheinland
- Planta Luján de Cuyo: SGA con Certificado ISO 14001/2004 y SGC con Certificado ISO 9001/2008
 - * Organismo Certificador
 - Año 2004 a 2015: SGS
 - Año 2016: TÜV Rheinland
- Planta Piedra del Águila: SGA con Certificado ISO 14001/2004, SGC con Certificado ISO 9001/2008 y Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud Ocupacional con Certificado OHSAS 18001/2007
 - * Organismo Certificador
 - Año 2004 a 2015: IRAM
 - Año 2016: TÜV Rheinland

Central Puerto ha dispuesto que el SIG sea revisado cuando se producen modificaciones en el organigrama, en los procedimientos operativos, en los procesos o en las instalaciones, incorporando los cambios que correspondan. Una vez realizados estos últimos, se efectúa un análisis integral considerando las interrelaciones existentes, a los efectos de evitar superposiciones u omisiones. En caso de que no se produzcan modificaciones, la revisión del SIG se realiza cada cinco años, a menos que en ese período se emita una nueva versión de las Normas ISO u OHSAS de referencia, en cuyo caso se realiza la adaptación del SIG para cumplir con la nueva normativa.

EL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO

El siguiente es un resumen de algunas cuestiones relacionadas con el sector de energía eléctrica de Argentina, e incluye disposiciones de las leyes y reglamentaciones de Argentina aplicables a ese sector y a la Compañía. Este resumen no pretende ser un análisis completo de toda la normativa aplicable al sector de energía eléctrica. Se recomienda a los inversores consultar el resumen de dicha normativa publicado por el Ministerio de Energía y Minería (anteriormente Secretaría de Energía Eléctrica) (www.minem.gov.ar), CAMMESA (www.cammesa.com.ar), el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (el "ENRE") (www.enre.gov.ar) y consultar con sus asesores comerciales y legales en caso de necesitar profundizar ese análisis. La información contenida en los mencionados sitios web no se incorpora por referencia a este Prospecto.

Antecedentes Históricos

Durante la mayor parte de la segunda mitad del siglo XX los activos y la operación del sector eléctrico argentino estuvieron en manos de empresas del Estado Nacional. En 1990, prácticamente todo el suministro de energía en Argentina era controlado por el sector público (97% de la generación total). El Gobierno Nacional asumió la responsabilidad por la regulación de la industria a nivel nacional y controlaba todas las empresas generadoras. Asimismo, varias provincias argentinas eran operadoras de sus propias empresas generadoras de energía eléctrica. Como parte del plan económico adoptado por el ex presidente Carlos Menem, el Gobierno Nacional llevó a cabo un extensivo programa de privatización de todas las industrias principales controladas por el estado, incluyendo los sectores de generación, transporte y distribución de electricidad. La Ley 23.696 sancionada en 1989 (la "Ley de Reforma del Estado"), declaró el estado de emergencia de todos los servicios públicos y autorizó al Estado Nacional a reorganizar y privatizar empresas del sector público. La privatización tenía dos objetivos finales: en primer lugar, reducir las tarifas y mejorar la calidad de servicio mediante la libre competencia del mercado, y, en segundo lugar, evitar la concentración de poder de los tres sub-sectores en pocos participantes del mercado y reducir su capacidad para fijar precios. Para lograr dichos objetivos se impusieron distintas limitaciones y restricciones a cada sub-sector. De conformidad con la Ley de Reforma del Estado, el Decreto 634/1991 estableció principios para la descentralización de la industria de energía eléctrica, para la estructura básica del mercado de energía eléctrica, y para la participación de empresas privadas en los sub-sectores de generación, transporte, distribución y administración.

Aspectos Generales del Marco Legal

Principales disposiciones legales y complementarias

El marco regulatorio básico del sector eléctrico argentino vigente en la actualidad está conformado por: (i) la Ley N° 15.336, sancionada el 20 de septiembre de 1960, modificada por la Ley N° 24.065, promulgada el 19 de diciembre de 1991, promulgada parcialmente por el Decreto N° 13/92, y reglamentada por el Decreto N° 1398/92 y el Decreto N° 186/95 (en conjunto, el "Marco Regulatorio"), (ii) la Ley N° 24.065 instrumentó las privatizaciones de las empresas estatales del sector eléctrico y separó la industria verticalmente en cuatro categorías: la generación, el transporte, la distribución y la demanda, asimismo, dicha ley dispuso la organización del MEM (el cual se describe con más detalle a continuación) a partir de los lineamientos establecidos en el Decreto N° 634/91; y (iii) el Decreto N° 186/95 creó además la figura del "participante", destacándose entre éstos el "comercializador", definido como aquella empresa que sin ser agente del MEM, comercialice energía eléctrica en bloque.

ENRE

La Ley N° 24.065 también creó el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) como un ente autárquico en el ámbito de la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica (organismo continuado en la actualidad por el Ministerio de Energía y Minería de la Nación) cuyas funciones principales son las siguientes: (a) hacer cumplir el Marco Regulatorio y controlar la prestación de los servicios públicos y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión de jurisdicción nacional; (b) dictar los reglamentos a los que deben ajustarse los agentes del MEM; (c) establecer las bases para el cálculo de las tarifas y aprobar los cuadros tarifarios de empresas transportistas y distribuidoras con contratos de concesión de jurisdicción nacional; (d) autorizar las servidumbres de electroducto; y (e) autorizar la construcción de nuevas instalaciones. Por su parte, la Ley N° 24.065 le confirió al ENRE facultades jurisdiccionales. Todo eventual conflicto entre agentes del MEM deberá someterse a la jurisdicción previa obligatoria del ENRE (sujeto a futura revisión judicial).

A través del Decreto N° 258/16, el poder ejecutivo nacional designó los nuevos miembros transitorios del Directorio del ENRE e instruyó al Ministerio de Energía y Minería a implementar el proceso de Convocatoria Abierta para la selección de los integrantes del directorio del ENRE.

Ministerio de Energía y Minería

Además del ENRE, otra de las principales entidades reguladoras en Argentina es el Ministerio de Energía y Minería, continuador de la ex Secretaría de Energía Eléctrica. Su rol se encuentra definido en la Ley N° 24.065 y el Decreto N° 13/15. Sus principales tareas son:

- la participación en la elaboración y ejecución de las políticas energéticas nacionales;
- la aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades dentro de su competencia;
- la participación en la elaboración de las políticas y regulaciones de los servicios públicos en el área de su competencia;
- el control de los entes y organismos que regulan a las concesionarias de obras y servicios públicos;
- la participación en la elaboración de regulaciones relacionadas con las licencias de servicios públicos dentro de su competencia, emitidas por la Nación o las Provincias;
- el ejercicio del control en relación a los entes y organismos reguladores de las áreas privatizadas o concesionadas dentro de su competencia; y
- la aplicación del Marco Regulatorio y el control de las regulaciones de las tarifas, cánones, tasas e impuestos que prevé.

A su vez, el Ministerio de Energía y Minería le delegó algunas de sus tareas a la Secretaría de Energía Eléctrica a través del dictado de la Resolución N° 25/16. Conforme esta regulación, las tareas delegadas incluyen:

- la modificación del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica;
- la regulación del Sistema de Transmisiones de Interconexión Internacional (el “IITS”);
- la modificación de las reglas los Procedimientos;
- la definición de la cantidad de potencia, energía y otros parámetros técnicos que los distribuidores y Grandes Usuarios deben cumplir para incorporarse al MEM y la autorización de la entrada de nuevos actores al MEM;
- la autorización de la importación y exportación de energía eléctrica;
- las sentencias en firme que se dicten en sede administrativa respecto a los recursos de alzada interpuestos contra los actos dictados por el ENRE, los cuales constituyen el último recurso de la instancia administrativa que se puede interponer para rever los actos dictados por el ENRE (el próximo paso es la apelación judicial);
- el ejercicio de las funciones del Ministerio de Energía y Minería dentro del Consejo Federal de la Energía Eléctrica; y
- administrar el Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior, creado por el Artículo 33 de la Ley N° 15.336.

Además de ello, el Ministerio de Energía y Minería le delegó en la Secretaría de Energía Eléctrica las tareas de la ex Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación conforme con los artículos 35, 36 y 37 de la Ley N° 24.065, a través de la Resolución N° 6/16. Estas tareas incluyen:

- la representación del capital accionario estatal en CAMMESA;
- la definición de las reglas por las que se rige CAMMESA garantizando transparencia y equidad;
- la determinación de los costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan a empresas de generación y transporte de propiedad total o mayoritaria del Estado mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio; y
- administrar el Fondo de Estabilización.

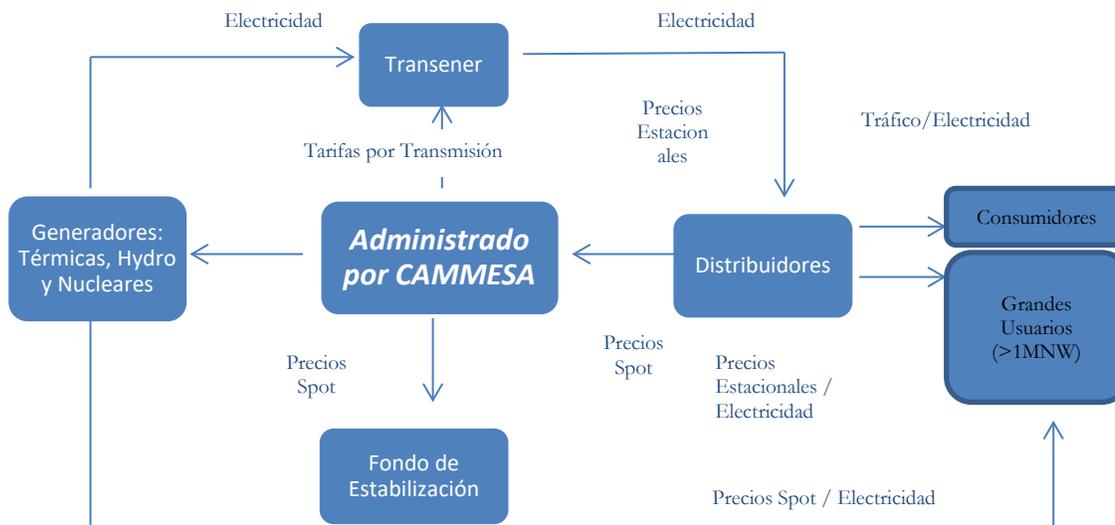
MEM (Mercado Eléctrico Mayorista)

En función de lo establecido en el artículo 35 de la Ley N° 24.065 y otras normas, el Despacho Nacional de Cargas deberá estructurarse como una sociedad anónima, creándose para tal fin a CAMMESA (Decreto N° 1192/92), cuya función es coordinar técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica dentro de un sistema de operación en tiempo real, centralizando y procesando la información producida por los agentes del MEM. CAMMESA actúa, asimismo, como entidad recaudadora de todos los agentes del MEM.

El MEM se compone de:

1. un mercado a término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores.
2. un mercado spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el costo marginal de corto plazo medido en el centro de carga del sistema (nodo mercado), y
3. un sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el mercado *spot*, destinado a la compra de energía eléctrica por parte de los distribuidores.

El siguiente diagrama ilustra las relaciones entre los distintos actores del MEM:



Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios

A los fines de la instrumentación de las disposiciones contenidas en el Marco Regulatorio, se dictaron, a través de la Resolución ex-Secretaría de Energía Eléctrica N° 61 de fecha 29 de abril de 1992, un conjunto de normas reglamentarias, denominadas "los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (los "Procedimientos"). Los Procedimientos han sido modificados, complementados y/o ampliados por resoluciones posteriores de la ex Secretaría de Energía Eléctrica.

CAMMESA

CAMMESA es una sociedad anónima sin fines de lucro. Los accionistas de CAMMESA poseen una participación del veinte por ciento cada uno y son los siguientes: el Estado Nacional (representado por el Ministerio de Energía y Minería) y las cuatro asociaciones que agrupan a los segmentos en que está dividido el sector eléctrico (generación, transporte, distribución y Grandes Usuarios).

CAMMESA es administrada por un directorio compuesto por diez directores titulares y un máximo de diez directores suplentes, que son designados por sus accionistas. Cada una de las asociaciones que representan los diferentes segmentos del sector de energía eléctrica tiene derecho a designar dos directores titulares y dos directores suplentes. Los dos directores titulares restantes de CAMMESA son la Secretaría de Energía Eléctrica, que se desempeña como presidente del directorio en virtud del ejercicio de la delegación efectuada por el Ministerio de Energía y Minería, y un miembro independiente que actúa como vicepresidente, designado en una asamblea de accionistas. Las decisiones adoptadas por el directorio de CAMMESA requieren del voto favorable de la mayoría de los directores presentes en la reunión, incluido el voto favorable del presidente del directorio.

CAMMESA tiene a su cargo las siguientes funciones:

- administrar el SADI de acuerdo con el Marco Regulatorio Eléctrico, lo que incluye:
- determinar el despacho técnico y económico de energía (lo que incluye definir el cronograma de producción de todas las centrales generadoras de un sistema energético para equilibrar la producción con la demanda) en el SADI;
- maximizar la seguridad del sistema y la calidad de la energía eléctrica suministrada;
- minimizar los precios mayoristas en el mercado *spot*;

- planificar los requerimientos de capacidad de energía y optimizar su utilización en cumplimiento de las normas que periódicamente establece la Secretaría de Energía Eléctrica; y
- supervisar la operación del mercado a término y administrar el despacho técnico de energía eléctrica conforme a los contratos celebrados en ese mercado;
- actuar en calidad de agente de los distintos participantes del MEM;
- comprar y vender energía eléctrica a otros países celebrando las correspondientes operaciones de importación y exportación en el marco de acuerdos existentes entre Argentina y países limítrofes y/o entre agentes del MEM y terceros de países limítrofes.; y
- gestionar comercialmente y despachar el combustible de las centrales del MEM.

Adicionalmente a las responsabilidades mencionadas, bajo la regulación vigente, CAMMESA ha sido encomendada temporalmente con el rol de adquirir y proveer el combustible para la energía eléctrica vendida bajo el programa Energía Base sin costo a los generadores.

Los costos operativos de CAMMESA se cubren mediante aportes obligatorios de todos los participantes del MEM. Las normas vigentes a la fecha de este Prospecto han fijado un monto máximo para el presupuesto anual de CAMMESA, equivalente al 0,85% del total de las operaciones en el MEM proyectadas para cada año.

Facultades regulatorias de las provincias

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

De conformidad con los artículos 6 y ss. de la Ley N° 15.336 se declaró de jurisdicción nacional exclusiva la generación de energía eléctrica, cualquiera sea su fuente, su transformación o transmisión, cuando:

1. Se vincule a la defensa nacional;
2. Se destine a servir el comercio de energía eléctrica entre diferentes jurisdicciones y distritos dentro del país (por ejemplo, entre dos provincias diferentes o entre la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y una provincia);
3. Corresponda a un lugar sometido a la legislación exclusiva del Congreso Nacional;
4. Se trate de aprovechamientos hidroeléctricos o mareomotores que sea necesario interconectar entre sí o con otros de la misma o distinta fuente, para la racional y económica utilización de todos ellos;
5. En cualquier punto del país integre el SADI;
6. Se vincule con el comercio de energía eléctrica con una nación extranjera; o
7. Se trate de centrales de generación de energía eléctrica mediante la utilización o transformación de energía nuclear o atómica.

Esta jurisdicción nacional exclusiva implica, entre otras cosas, que las provincias poseen facultades tributarias y poder de policía limitados en lo concerniente a las instalaciones de generación, transformación y transporte de energía eléctrica.

Estructura de la industria

La generación y el MEM

De conformidad con la Ley N° 24.065, la generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés público afectada al servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, pero realizada en el marco de un mercado competitivo.

Como resultado de la privatización y de la incorporación de nuevos actores en el mercado, el sector de la generación, aún después del proceso de consolidación de los últimos años, tiene una estructura competitiva con al menos cinco empresas importantes de envergadura similar: i) Central Puerto; (ii) Endesa Argentina S.A. (que incluye Endesa Costanera S.A., Central Dock Sud S.A. e Hidroeléctrica el Colochón S.A.); (iii) Pampa Energía S.A. (que incluye Central Térmica Güemes S.A., Central Térmica Loma la Lata S.A., Inversora Piedra Buena S.A., Inversora Diamante S.A., CTG e Inversora Nihuales); (iv) AES Argentina Generación S.A. (que incluye Central Térmica San Nicolás S.A. e Hidroeléctrica Alicurá S.A.); y (v) Petrobras Argentina S.A. (que fuera adquirida por Pampa Energía S.A.). A ello hay que sumarle que una importante porción del sector de generación está en manos de empresas estatales y/o de control estatal (por ejemplo, Yacretá, Salto Grande, Atucha y Embalse e YPF) y de otros generadores privados (por ejemplo, Duke, Albanesi, Capex y Pluspetrol).

Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (es decir, generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fuel oil, o carbón) no necesitan una concesión estatal para funcionar, en tanto que los generadores cuya fuente es hidráulica sí necesitan una concesión estatal a los efectos del uso de las aguas. Términos típicos incluidos en estos acuerdos de concesión incluyen, entre otros: derecho a usar los recursos e instalaciones hídricas por un plazo determinado (por ej., treinta años) cuando el dique es propiedad del Gobierno Nacional o cualquier gobierno provincial y la opción de extender o renovar el plazo de la concesión por una cantidad determinada de años. Por lo general, el concesionario efectúa un pago inicial al Gobierno Nacional o al provincial por única vez a cambio de los derechos otorgados en la concesión y paga periódicamente un canon y/o regalías al respectivo gobierno de la provincia en la que está situado el río, a cambio del uso de este recurso hídrico. Normalmente, estos cánones periódicos varían según la energía generada.

A la fecha de este Prospecto, luego de la sanción de la Resolución SE N° 95/2013 de la Secretaría de Energía, los Grandes Usuarios que operan en el mercado a término adquieren la energía eléctrica a través de contratos con CAMMESA. Véase la sección “El Sector Eléctrico Argentino – Régimen de Remuneración – El Régimen de Remuneración Previo”.

Precio del despacho de electricidad y el mercado spot antes de la Resolución SE N° 95/2013

De conformidad con el Marco Regulatorio, a los generadores de energía eléctrica se los remunera en función de dos componentes: (1) un componente variable, basado en la energía eléctrica vendida en el mercado; y (2) un componente fijo que apunta a remunerar al generador por cada MW de capacidad de sus unidades disponibles por hora en el MEM, con independencia del consumo de energía eléctrica de dichas unidades. El valor del componente fijo depende, entre otras cosas, del nodo a través del cual la unidad se conecta al SADI.

De acuerdo con el mercado *spot*, que regía previo a Energía Base, la energía eléctrica se comercializa a precios que reflejan la oferta y la demanda. CAMMESA despacha las unidades de energía disponibles de acuerdo a los costos variables de producción determinados por los agentes generadores, ya sea en función del costo del combustible o del precio del agua declarado, despachándose en primer lugar las unidades de energía más eficientes. El precio del mercado *spot* es determinado por CAMMESA en forma horaria en un lugar geográfico específico, llamado "nodo mercado" situado en el centro de cargas del sistema, situado en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires. El precio de la energía consiste en un valor denominado “precio marginal del sistema” o “precio de mercado”, y representa al costo económico de generar el próximo MWh para abastecer un incremento de la demanda del mismo valor. El sistema de fijación de precios estacionales se encuentra directamente relacionado con los promedios trimestrales proyectados del mercado *spot*.

CAMMESA se encuentra regulada de modo tal de mantener bajos sus costos operativos y optimizar los precios. Conforme la regulación y los procedimientos previstos por la Secretaría de Energía y Minería, CAMMESA aplica los modelos de optimización de conformidad con la regulación vigente, utilizando las estimaciones climáticas, los niveles de los embalses, los pronósticos de precipitaciones de los próximos meses y la disposición de centrales nucleares y máquinas térmicas. Estos modelos de optimización apuntan a mantener el menor costo de operación posible y se aplican para satisfacer la demanda diaria de energía eléctrica esperada.

A fin de abastecer la demanda de energía eléctrica, CAMMESA organiza y coordina el despacho de energía eléctrica de los generadores, priorizando las unidades de energía con menor costo variable de producción, seguido de las de mayor costo variable de producción, hasta que toda la demanda esté cubierta. Los generadores deben informar a CAMMESA los costos variables de producción de las centrales térmicas, que dependen de la disponibilidad de diferentes tipos de combustibles provistos por CAMMESA (por ejemplo, gas natural, fuel oil, y gasoil).

En lo que respecta a la demanda, CAMMESA calcula las curvas de consumo horario típicas e incorpora las limitaciones de transporte de red, los requerimientos de distribuidores, Grandes Usuarios y autogeneradores que compran energía en el MEM, y en la demanda de países interconectados importadores que solo reciben energía eléctrica en caso de haber oferta excedente en Argentina.

Como resultado de este proceso, CAMMESA define un precio de mercado óptimo que resulta de adicionar el costo variable de transporte desde el punto de conexión del generador hasta el nodo mercado al costo variable de producción aceptado.

El procedimiento descripto más arriba se utiliza para proyectar las necesidades futuras del SADI y del MEM. Sin embargo, muchas veces se producen desfases entre las proyecciones y las condiciones imperantes en el mercado, generándose diferencias entre las compras de energía de distribuidores a precios estacionales y los pagos a generadores por ventas de energía a precio *spot*.

El Fondo de Estabilización

El precio de la energía se transfiere a los usuarios finales a través de las empresas de servicios públicos de distribución. A los fines de establecer los precios para el usuario final, CAMMESA analiza la oferta y la demanda de energía eléctrica para el período cuyo precio se calcula. El precio estacional es un precio trimestral fijo. El Marco Regulatorio estableció un Fondo de Estabilización que absorbe las diferencias entre el precio estacional y el precio *spot* en el MEM. Cuando el precio estacional resulta superior al precio *spot*, se acumula un superávit en el Fondo de Estabilización. Todo eventual superávit se utiliza para compensar las pérdidas de períodos en los que el precio *spot* es superior al estacional.

Asimismo, cabe destacar que la Resolución N° 7/16 del Ministerio de Energía y Minería suspendió la transferencia de recursos a EDENOR y EDESUR, por cuenta y orden del Fondo de Estabilización, para financiar planes de obra de dichas empresas, que se hubieran instrumentado mediante contratos de mutuo con CAMMESA, y financiado con recursos del Fondo de Estabilización.

Acontecimientos posteriores a la sanción de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561

Desde la aprobación de la Ley de Emergencia Pública el 6 de enero de 2002, una serie de disposiciones transitorias modificaron el mecanismo original de determinación de precios en el MEM. Las medidas adoptadas de conformidad con la Ley de Emergencia Pública también distorsionaron este mecanismo, ya que a pesar de un aumento relativo del precio *spot*, el precio estacional permaneció congelado para todos los usuarios hasta el año 2004, año en el que se dispuso un ajuste parcial que no alcanzó a la demanda residencial. Como resultado, los montos recaudados de precio estacional fueron más bajos que los montos de precio *spot*, circunstancia que ha determinado un déficit creciente del Fondo de Estabilización.

Mediante Resolución N° 6/16, de fecha 27 de enero de 2016, el Ministerio de Energía y Minería apunta a avanzar en la implementación progresiva de un programa de estandarización de las diferentes variables macroeconómicas, promover el uso eficiente y racional de la energía eléctrica y asegurar las condiciones adecuadas para la incorporación de inversiones privadas en las actividades y segmentos de la industria. Mediante dicha resolución, el Ministerio de Energía y Minería reconoció el desfase entre los costos reales y los precios predominantes. Sin embargo, sobre la base de razones de políticas y sociales, el Ministerio de Energía y Minería fijó un nuevo precio estacional para el MEM, en un precio menor que los costos reales de suministro.

El Ministerio de Energía y Minería también estableció un esquema para incentivar el ahorro de energía eléctrica del segmento residencial de la demanda, a través de la fijación de precios más bajos para los casos en los que el usuario disminuye su consumo en relación con el mismo período del año anterior. Asimismo, fijó una Tarifa Social para ser aplicada a ciertos sectores de la demanda.

Importaciones y exportaciones

Según el Decreto N° 974/97 las operaciones de importación y exportación son realizadas a través del IITS, un servicio público sujeto a la concesión otorgada por la ex Secretaría de Energía Eléctrica (en la actualidad la Secretaría de Energía Eléctrica), dependiente del Ministerio de Energía y Minería, conforme lo dispuesto por la Resolución N° 25/16. Bajo dicho régimen, a través de la Resolución N° 348/99 la ex Secretaría de Energía Eléctrica, se otorgó a Interandes Sociedad Anónima la concesión del Transporte de Energía de Interconexión Internacional a través del Sistema de Transporte Güemes, el cuál conecta la Central Termoeléctrica Central de Salta en Güemes, Salta con el Paso Sico, en el límite con la República de Chile.

Todas las operaciones de importación o exportación realizadas en el mercado a término requieren la autorización previa de la Secretaría de Energía Eléctrica y CAMMESA.

Transporte y Distribución

De conformidad con la Ley N° 24.065, las actividades de transporte y distribución son reguladas como servicios públicos debido a su carácter de monopolios naturales. El Estado Nacional ha otorgado concesiones a empresas privadas que llevan a cabo dichas actividades, bajo ciertas condiciones tales como, parámetros de calidad de servicio y fijación de las tarifas que tienen derecho a cobrar por sus servicios.

El transporte de energía eléctrica está conformado por (i) un sistema de transporte en alta tensión (operado por la empresa Transener, hoy co-controlada por el Grupo Eling, Transelec y ENARSA), que conecta las principales áreas productoras y consumidoras

de energía eléctrica, posibilitando la transmisión de energía eléctrica entre distintas regiones de Argentina, y (ii) varios sistemas troncales regionales por los que se transmite la energía eléctrica dentro de una determinada región y que conectan a los generadores, distribuidores y Grandes Usuarios que operan en dicha región.

La distribución de energía eléctrica sólo está regulada en el nivel federal para el caso de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los partidos que integran las áreas metropolitanas del Gran Buenos Aires. EDENOR opera en la zona norte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y del Gran Buenos Aires y EDESUR opera en la zona sur, tanto de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires como del Gran Buenos Aires. En el resto del país, el servicio de distribución de energía eléctrica está regulado a nivel provincial y sujeto a la concesión otorgada por las autoridades provinciales.

El servicio de transporte es prestado por concesionarios que operan y usan líneas de transporte de alta y media tensión. El servicio de transporte consiste en la transformación y el transporte de energía eléctrica desde los puntos de entrega de los generadores a los puntos de recepción de los distribuidores o Grandes Usuarios. La Ley N° 24.065 establece que las empresas de transporte deben ser independientes de otros participantes del MEM, y les prohíbe la compra y/o venta de energía eléctrica.

Las empresas de distribución se encargan de abastecer a los usuarios finales de energía eléctrica que no pueden contratar una fuente de suministro eléctrico independiente por sus niveles de consumo, tales como usuarios residenciales.

Las principales características de los contratos de concesión tanto para el transporte como la distribución eléctrica son: (i) normas de calidad de prestación de servicio con penalidades que se aplican en caso de incumplimiento; (ii) un plazo de concesión de 95 años por el monopolio del servicio de suministro en un área o red de suministro, dividido en “períodos de gestión”, con un plazo inicial de 15 años y plazos posteriores de diez años. Al término de cada período de gestión, el Gobierno Nacional debe llamar a licitación para vender la participación mayoritaria de la empresa de transporte o distribución; y (iii) tarifas fijadas según criterios económicos con sistema de *price caps* y procesos predeterminados respecto de su cálculo y ajuste.

Tarifas

Las tarifas cobradas por las compañías de transporte de energía eléctrica incluyen: (i) un cargo de conexión, (ii) un cargo por uso de la capacidad de transporte, y (iii) un cargo por la energía efectivamente transportada. Adicionalmente, las empresas a cargo del transporte pueden recibir un ingreso generado por la ampliación del sistema. Las tarifas de transporte se trasladan a los usuarios finales a través de los distribuidores.

Los cargos cobrados a los usuarios finales por las empresas de distribución incluyen: (i) el precio de compra de energía en el MEM (el precio estacional tal como fue descrito arriba), (ii) los costos de transporte, (iii) un valor agregado de distribución (“**VAD**”) que remunera al distribuidor y (iv) los impuestos. El VAD representa el costo marginal de brindar los servicios, incluidos los costos de inversión y desarrollo de redes, costos de funcionamiento, mantenimiento y comercialización, como también depreciación y un retorno razonable del capital invertido. Las tarifas así determinadas deben permitir a un distribuidor eficiente cubrir sus costos de funcionamiento, financiar la renovación y mejora de sus instalaciones, satisfacer la demanda creciente, cumplir con los estándares de calidad establecidos y obtener un retorno razonable, y a la vez cumplir con ciertos estándares de eficiencia de funcionamiento y operar en consonancia con las cantidades invertidas y con los riesgos nacionales e internacionales inherentes a sus operaciones.

De acuerdo con la Resolución N° 7/16 dictada por el Ministerio de Energía y Minería, el ENRE debe llevar a cabo una revisión tarifaria integral y un ajuste del VAD en los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR. Para tales efectos, debe aplicar el régimen de tarifas sociales (el “Régimen Tarifario de Transición”) contenido en las actas acuerdo de renegociación ratificadas por las Resoluciones N° 1997/06 y 1954/06 celebradas entre EDENOR y EDESUR (los “Acuerdos de Renegociación”), por un lado, y la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (en adelante, la “UNIREN”), por el otro.

A través de la Resolución N° 1/16, el ENRE aprobó los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR siguiendo el régimen tarifario de transición, sujeto a una posterior revisión tarifaria integral, aplicable a partir del 1 de febrero de 2016. Los nuevos cuadros tarifarios incluyen tarifas diferenciales en función del consumo y la tarifa social. Una vez implementados los aumentos en las tarifas, los consumidores, políticos y algunas ONG que defienden los derechos del consumidor comenzaron a solicitar medidas cautelares para la suspensión de dichos aumentos, que fueron hechas a lugar por los tribunales argentinos. En este sentido, cabe destacar dos fallos recientes dictados por la Cámara Federal de Apelaciones de la Plata y el Juzgado Federal de San Martín que suspendieron los incrementos en las tarifas de energía eléctrica para usuarios finales en la provincia de Buenos Aires y en todo el territorio de Argentina, respectivamente. De acuerdo con dichas medidas cautelares, (i) se suspendieron los incrementos tarifarios concedidos a partir del 1 de febrero de 2016 con efecto retroactivo a esa fecha para usuarios finales, (ii) las facturas enviadas a clientes no debían incluir el incremento, y (iii) se debía proceder al reembolso a los usuarios finales de los importes ya cobrados como consecuencia del consumo registrado antes del fallo. Sin embargo, el 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema revocó las medidas cautelares que suspendían los

incrementos en las tarifas eléctricas para usuarios finales en base a objeciones formales y procesales, y, en consecuencia, a la fecha del presente Prospecto, el aumento de las tarifas eléctricas no se encuentra suspendido.

De acuerdo con la Resolución N° 522/16, el ENRE ordenó una audiencia pública para evaluar las propuestas de revisión integral del cuadro tarifario presentadas por EDENOR y EDESUR para el período comprendido entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2021. La audiencia tuvo lugar el 28 de octubre de 2016.

Tras la celebración de dicha audiencia, el 31 de enero de 2017 el ENRE dictó la Resolución N° 63/17, en virtud de la cual dicha autoridad administrativa aprobó las tarifas que aplicará EDENOR. En el mismo sentido, la Resolución N° 64/17 aprobó las tarifas de EDESUR.

Respecto de las tarifas de transmisión, se celebraron siete audiencias públicas en virtud de las Resoluciones N° 601/16, 602/16, 603/16, 604/16, 605/16, 607/16 del ENRE. En dichas audiencias públicas, se evaluaron las propuestas tarifarias presentadas por las compañías de transmisión Transener S.A., Distrocuyo S.A., Transcomahue S.A., Ente Provincial de Energía de Neuquén, Transba S.A., Transnea S.A., Transnoa S.A., y Transpa S.A. para el período comprendido entre el 1 de enero de 2017 y 31 de diciembre de 2021. De conformidad con las Resoluciones N° 66/17, 68/17, 69/17, 71/17, 73/17, 75/17, 77/17 y 79/17, el ENRE aprobó las nuevas tarifas aplicables de dichas compañías.

Grandes usuarios

El MEM clasifica a los Grandes Usuarios de energía en tres categorías: (i) Grandes Usuarios Mayores o "GUMA", (ii) Grandes Usuarios Menores o "GUME" y (iii) Grandes Usuarios Particulares o "GUPA".

Los GUMA son usuarios con una capacidad máxima igual o mayor que 1 MW y un consumo anual mínimo de 4.380 MWh. Estos usuarios deben contratar al menos el 50,00% de su demanda y adquirir el resto en el mercado *spot*. Las transacciones que realizan estos usuarios en el mercado *spot* son facturadas por CAMMESA.

Los GUME son usuarios con una capacidad máxima que oscila entre 0.03 y 2 MW. No están obligados a tener una demanda anual mínima. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el mercado *spot*.

Los GUPA son usuarios con una capacidad mínima de 0,030 MW y una capacidad máxima de 0,1 MW. No están obligados a tener una demanda anual mínima. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el mercado *spot*.

Comercializadores

Desde 1997, los comercializadores están autorizados a participar en el MEM actuando a título de intermediarios en ventas de energía en bloque. Actualmente, existen nueve comercializadores autorizados en el MEM, algunos de los cuales llevan a cabo transacciones con Comercializadora de Energía del Mercosur S.A. ("CEMSA") en el mercado de exportación.

Restricciones Verticales y Horizontales

Es importante destacar que los agentes del MEM están sometidos a restricciones verticales, conforme las disposiciones de la Ley N° 24.065 y el Decreto N° 1398/92, según las cuales:

1. las compañías de generación o distribución, los Grandes Usuarios o sus respectivas sociedades controladas o controlantes no están autorizadas a ser propietarias o el accionista mayoritario de una compañía de transporte o de su respectiva sociedad controlante. No obstante ello, el Poder Ejecutivo puede autorizar a una compañía de generación o distribución o a un Gran Usuario a construir, por su propia cuenta y en respuesta a una necesidad propia, una red de transporte respecto de la cual establecerá la modalidad y forma de funcionamiento;

2. el titular de una concesión de distribución no puede ser propietario de unidades de generación; no obstante, los accionistas del distribuidor de energía eléctrica sí pueden serlo, como personas físicas o bien constituyendo otra persona jurídica con el objeto de ostentar la titularidad o ejercer el control de unidades de generación; y

3. ninguna compañía de transporte podrá comprar o vender energía eléctrica;

El Artículo 33 de la Ley General de Sociedades de Argentina postula que "se consideran sociedades controladas aquellas en que otra sociedad, en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada: (1) posea participación, por cualquier título, que otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones sociales o asambleas ordinarias; o (2) ejerza una

influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades”. No obstante, la Sociedad no puede garantizar que las autoridades de regulación del sector eléctrico aplicarán esta definición de control al implementar las restricciones antes descriptas. De acuerdo con las resoluciones dictadas por el ENRE, una sociedad controlada por o controlante de una compañía de transporte de energía eléctrica es una sociedad que posee más del 51% de las acciones con derecho a voto de la sociedad controlada y ejerce el control mayoritario.

Tanto los transportistas como los distribuidores de energía eléctrica también están sujetos a restricciones horizontales.

Las siguientes son las restricciones horizontales aplicables a transportistas de electricidad:

1. sólo mediante la expresa autorización del ENRE dos o más transportistas podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse. También es necesaria dicha autorización para que un transportista pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista;
2. conforme los términos del contrato de concesión que rige el transporte de energía eléctrica en líneas de transmisión de más de 132kv y menores a 140kv, el servicio de transporte es prestado en forma exclusiva en áreas específicas indicadas en ese contrato; y
3. conforme los términos del contrato de concesión de la compañía que presta servicios de transporte de energía eléctrica en líneas cuya tensión es igual o superior a 220kv, el servicio debe ser prestado en forma exclusiva y sin restricciones territoriales, dentro de todo el territorio argentino.

Respecto a las compañías distribuidoras de energía eléctrica, las restricciones horizontales son las siguientes:

1. sólo mediante la expresa autorización del ENRE dos o más distribuidores, podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse. También es necesaria dicha autorización para que un distribuidor de energía eléctrica pueda adquirir la propiedad de acciones de otro distribuidor; y
2. el servicio de distribución es prestado dentro de áreas específicamente establecidas en los contratos de concesión respectivos.

El impacto de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561 de 2001 y su implementación

El sector eléctrico se ha visto sumamente afectado por la Ley de Emergencia Pública y las medidas adoptadas en consecuencia. Como resultado de la Ley, las tarifas de transporte y distribución de energía eléctrica fueron convertidas a Pesos y congeladas por más de seis años. Sólo tuvieron aumentos limitados y de pequeña escala.

El proceso de renegociación de contratos dispuesto por la Ley de Emergencia Pública para los contratos de carácter público sujetos a jurisdicción federal, incluyendo las concesiones otorgadas para el transporte y distribución de energía eléctrica en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y La Plata, ha progresado muy lentamente. Después de más de cinco años de negociaciones, los transportistas y distribuidores de electricidad llegaron a un acuerdo con el Gobierno Nacional con la participación de la UNIREN constituida en el ámbito de los Ministerios de Economía y Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Como resultado de estas negociaciones, las tarifas de transporte solo tuvieron los aumentos limitados y de pequeña escala antes mencionados.

En el sector de distribución, los Acuerdos de Renegociación establecieron incrementos limitados en sus ingresos y en parte de las tarifas (a saber, el VAD). Estos incrementos fueron generalmente aplicados a usuarios comerciales e industriales, mientras que una revisión integral de tarifas que incluya a los usuarios residenciales ha sido pospuesta varias veces. Esta demora en actualizar las tarifas provocó un desequilibrio en los pagos que los distribuidores efectuaban a CAMMESA y en las sumas que los generadores cobraban a CAMMESA, todo lo cual trajo aparejada escasez en el fondo de estabilización y demoras en el pago a generadores. Véase “*Insuficiencia del Fondo de Estabilización y respuestas del Gobierno Nacional*”.

Cabe señalar que la UNIREN fue disuelta por el Decreto 367/16, del 17 de febrero de 2016, por medio del cual se estableció que los procedimientos de renegociación de los contratos de obras y servicios públicos se realizarán en el ámbito de los ministerios en cuya órbita caigan dichos contratos. Asimismo, ese decreto faculta a los ministerios competentes, en forma conjunta con el Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, a suscribir Acuerdos de Renegociación contractual parciales y adecuaciones transitorias de precios y tarifas que resulten necesarios para garantizar la continuidad de la prestación de los servicios habituales hasta la suscripción de los Acuerdos de Renegociación contractual integrales, los que se efectuarán a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria integral.

Insuficiencia del Fondo de Estabilización y respuestas del Gobierno Nacional

La escasez de suministro de gas natural también ha tenido un impacto significativo en la industria. Atento a que la Resolución de la Secretaría de Energía N° 240/03 establece que el precio *spot* debe ser calculado como si dicha escasez de gas natural no existiese,

los generadores de energía eléctrica no han podido trasladar a los compradores los incrementos en el precio del combustible. Esta situación llevó al agotamiento del Fondo de Estabilización, circunstancia que derivó en la imposibilidad de pago de las facturas de los generadores de energía eléctrica.

Con motivo del déficit de fondos necesarios para hacer frente a todos los pagos debidos a los agentes del MEM, se emitió la Resolución de la Secretaría de Energía Eléctrica N° 406/03 que dispuso en su artículo 4 que en caso de no existir recursos suficientes, el orden de prioridad a aplicar para saldar deudas a favor de los acreedores del MEM debería ser el siguiente: (i) las sumas que le correspondan como créditos pendientes de pago al fondo unificado creado en virtud del Artículo 37 de la Ley N° 24.065; (ii) los ingresos mensuales asignables a los fondos y cuentas del MEM; (iii) el importe necesario para pagar los créditos pendientes a favor de los agentes del MEM una vez abonados los conceptos remunerativos establecidos en los incisos (iv), (v) y (vi); (iv) los conceptos relacionados con el pago de la remuneración de la potencia y los servicios prestados al MEM; (v) los montos correspondientes a: (a) la energía producida y entregada en el mercado "spot" horario valorizada a su costo operativo por los costos variables de producción declarados y aprobados para la generación térmica más la totalidad de los cargos de transporte correspondientes; (b) la energía producida y entregada en el mercado "spot" horario por las centrales hidroeléctricas, valorizada al costo medio representativo de operación y mantenimiento de una central hidroeléctrica establecido en el anexo 26 de los Procedimientos más la totalidad de los cargos de transporte correspondientes (Ps. 2/MW/hora); (c) la remuneración correspondiente a los transportistas de energía eléctrica; y (d) los prestadores adicionales de la función técnica de transporte no distribuidores que tienen acreencias en el MEM por las operaciones de los Grandes Usuarios del mercado; y (vi) los compromisos asumidos en relación con los anexos II, III, IV de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 01/03.

Con el fin de superar estos problemas y teniendo en cuenta los pronósticos sobre el aumento futuro de la demanda, el Poder Ejecutivo Nacional ha puesto en marcha distintos programas y políticas de fomento a la disponibilidad de nueva capacidad de generación. Por ejemplo, los programas Energía Plus y Energía Distribuida fueron adoptados para fomentar la inversión privada en nuevas instalaciones de generación, permitiendo a sus propietarios vender la energía producida a precios suficientes para cubrir el costo de los proyectos más una rentabilidad razonable. El propósito de estas medidas no es solo el de superar la actual situación de escasez energética sino también el de agregar capacidad instalada para acompañar el crecimiento sostenido de la demanda que se prevén para el corto y mediano plazo.

FONINVEMEM y programas similares

En 2004, el gobierno argentino, con el objeto de incrementar la capacidad de generación, creó el FONINVEMEM (Resolución SE N° 712/2004), un fondo administrado por CAMMESA. Su objeto es recaudar fondos para inversión en proyectos de generación de energía. Con la finalidad de aportar capital al FONINVEMEM, la ex Secretaría de Energía Eléctrica invitó a los participantes del MEM tenedores de LVFVD originadas entre enero de 2004 y diciembre de 2006 a contribuir estos créditos al FONINVEMEM. En las etapas iniciales del FONINVEMEM, los generadores tenían derecho a participar en la construcción de dos nuevas plantas generadoras de ciclo combinado de 800 MW. En consecuencia, el 13 de diciembre de 2005, se crearon las compañías generadoras TMB y TJSM.

El FONINVEMEM les reembolsa a los aportantes privados el importe de los créditos aportados por cada uno de ellos en 120 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, a partir de la fecha de habilitación comercial de las plantas, convertidos a Dólares Estadounidenses, al tipo de cambio vigente a la fecha del acuerdo aplicable, más intereses a la tasa de interés pautada en el acuerdo aplicable a cada proyecto. Para más información, véase "INFORMACIÓN SOBRE LA COMPAÑÍA- FONINVEMEM y programas similares".

De acuerdo con los contratos para cada proyecto, una vez transcurridos los diez primeros años de operaciones, los respectivos fideicomisos transferirán la propiedad de las plantas de ciclo combinado a las sociedades operativas, y estas últimas comenzarán a recibir ingresos por la venta de la energía eléctrica generada por las plantas. En esa oportunidad, las participaciones de los generadores privados en el capital de dichas sociedades operativas se reestructurarán, en función de las contribuciones efectuadas por cada parte.

Originalmente el propósito del FONINVEMEM era recaudar fondos que se destinarían a financiar dos centrales térmicas de ciclo combinado de 800 MW (Central Termoeléctrica Manuel Belgrano y Central Termoeléctrica Timbúes). La construcción, la operación y el mantenimiento de las plantas estaban a cargo de fideicomisos. El Gobierno Argentino debe garantizar el suministro de gas y la capacidad de transporte para esas centrales. Los fondos se recaudaron mediante la cesión por parte de los agentes del MEM de una parte de los créditos que estos tenían a su favor con CAMMESA por ventas de energía eléctrica.

Luego, en 2010, se celebró un acuerdo con los generadores del MEM a los efectos de fomentar el desarrollo de nueva capacidad de generación de energía eléctrica para satisfacer la creciente demanda de energía y capacidad y también para facilitar la liquidación de los créditos que los generadores tenían con CAMMESA por las ventas de energía eléctrica. En el marco de dicho acuerdo, Central Puerto y los grupos Endesa y Duke presentaron un proyecto para la construcción de una central termoeléctrica de ciclo combinado denominada Central Vuelta de Obligado, en Timbúes, Provincia de Santa Fe, y, a su vez, el Grupo AES presentó un proyecto para la construcción

de la Central Guillermo Brown, en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. En relación con la anterior, se creó la empresa generadora CVOSA.

Resolución SE N° 146/2002

La Resolución SE N° 146 del 23 de octubre de 2002 indica que todo generador que deba llevar a cabo tareas de mantenimiento mayores o extraordinarias y necesite recursos para poder llevarlas a cabo deberá solicitar financiamiento, sujeto a la disponibilidad de fondos y al cumplimiento de las condiciones estipuladas en la citada resolución.

Energía Plus

En septiembre de 2006, la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución SE N° 1281/06 que creó Energía Plus, en un esfuerzo por responder ante el sostenido aumento de la demanda de energía e incentivar a partes interesadas del sector privado a invertir capital nuevo en el sector energético a fin de generar nuevas fuentes de energía.

La resolución estableció que:

1. La energía disponible en el mercado se utilizará principalmente para brindar el servicio a clientes residenciales, alumbrado público, entidades públicas y usuarios industriales y comerciales con una demanda de energía igual o inferior a 300 kW que no hubiesen celebrado contratos a término.

2. Los GUMA, GUME y los grandes clientes de empresas de distribución (en todos los casos con un consumo igual o superior a 300 kilovatios) deben satisfacer cualquier consumo que exceda su demanda base (igual a su demanda en 2005) con el servicio de Energía Plus, consistente en la oferta de disponibilidad de generación adicional por parte de nuevos generadores y agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que no sean agentes del MEM o que, a la fecha de publicación de la resolución, no estuvieran interconectados al MEM. El precio que los grandes usuarios deben abonar por la demanda excedente, en caso que no fuera previamente contratada bajo Energía Plus, originalmente fue estipulado como equivalente al costo marginal de operación. El costo marginal es igual al costo de generación de la última unidad de generación transportada para abastecer la creciente demanda de energía eléctrica en cualquier momento dado. Con Energía Plus, el precio fue modificado por la Secretaría de Energía y fijado en Ps. 650 por MWh para GUMA y GUME y ha sido mantenido para grandes consumidores de empresas distribuidoras por el exceso en la demanda (Nota N° 111/16 de la Secretaría de Energía Eléctrica).

Programa Energía Distribuida

Por medio de la Resolución SE N° 220/07, la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica habilitó la celebración de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica (“CAE”) entre el MEM (representado por CAMMESA) y empresas que aporten una nueva oferta de generación al sistema (es decir, las llamadas ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales presentadas por agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores que a la fecha de publicación de la resolución no sean agentes del MEM o no cuenten con las instalaciones de generación a comprometer en esas ofertas). Los CAE se aplican a todos aquellos proyectos de instalación de energía adicional en los que participe el Estado Nacional, ENARSA o los que determine el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (actualmente, el “Ministerio de Energía y Minería”).

La Resolución SE N° 220/07 incluye los términos estándar de los CAE, entre ellos:

1. *Vigencia:* diez años de plazo máximo.
2. *Partes:* Como parte vendedora, la empresa cuya oferta haya sido aprobada por la entonces Secretaría de Energía Eléctrica; y como parte compradora el MEM en su conjunto representado por CAMMESA.
3. *Remuneración:* Será determinada en base a los costos aceptados por la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica y aprobados por el ex Ministerio de Planificación.
4. *Punto de entrega:* el nodo de vinculación de la central con el SADI.
5. *Recursos:* Los CAE deben incluir recursos a invocar por incumplimiento en función de la afectación que pueda introducir la indisponibilidad de las unidades comprometidas en los CAE en el adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el SADI.
6. *Despacho:* Las máquinas y centrales afectadas al cubrimiento de los CAE generarán energía eléctrica en la medida que resulten despachadas por CAMMESA.

Asimismo, dicha resolución detalla los requisitos que deberán cumplir las ofertas de generación adicional a los efectos de celebrar un CAE. Los respectivos proyectos de inversión deberán ser presentados ante la Secretaría de Energía Eléctrica y deberán incluir la siguiente información: (i) unidades a ser habilitadas y que asumirán el compromiso; (ii) disponibilidad garantizada de las

unidades; (iii) duración ofertada del CAE; (iv) período de vigencia de la oferta; (v) disponibilidad de potencia comprometida para todo el período ofertado en MW; la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica podrá establecer valores límites a la potencia comprometida; (vi) desagregación de los costos fijos y variables, y en particular los correspondientes al financiamiento utilizado para la instalación de la nueva capacidad ofertada y documentación respaldatoria de dicha desagregación.

En base a la información remitida, la Secretaría de Energía debe evaluar las ofertas remitidas e informar a CAMMESA sobre aquellas que resulten aceptadas para proceder a la celebración del contrato, indicando expresamente la anualidad de los costos de instalación a considerar y/o la metodología de cálculo que se deberá aplicar a esos efectos, como también los costos fijos y variables asociados con los CAE. Luego, la Secretaría de Energía remitirá a CAMMESA el texto del contrato a suscribir y la metodología que debe implementarse para la inclusión en las transacciones económicas del MEM.

La potencia que resulte eventualmente asignada y la energía suministrada en cumplimiento de los CAE recibirá una remuneración mensual calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido, de acuerdo a la metodología a definir en el contrato relevante.

Los agentes generadores que hayan suscripto los CAE deberán cumplir con todos los requisitos establecidos en los Procedimientos, lo que incluye definir los costos variables de producción y los costos de agua de las unidades comprometidas de acuerdo a la metodología vigente y a los máximos costos que fueren reconocidos con arreglo a la Resolución N° 220/07.

En tanto sea de aplicación la Resolución de la SE N° 406/2003, las obligaciones de pago bajo los CAE tendrán la prioridad de cancelación establecida en el inciso (e) del artículo 4 de Resolución SE N° 220/07.

A fin de reducir el riesgo de pago de las ventas correspondientes a los CAE, los costos asociados a estos contratos tendrán prioridad de pago frente a las acreencias de otros agentes del mercado. En este sentido, el orden de prioridad a aplicar para la cancelación de las obligaciones de pago derivadas de estos contratos será igual o superior a las obligaciones de los generadores térmicos respecto a los costos operativos. En otras palabras, la recuperación de costos asociados a los CAE tendrá, al menos, la misma prioridad que la recuperación de, por ejemplo, los costos del combustible utilizado para generación de energía eléctrica ya instalada.

Por medio de la Resolución de la SEN N° 1836/07, la ex Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a suscribir con ENARSA los CAE correspondientes a proyectos de energía situados en emplazamientos específicos a ser comunicados en cada caso por dicha secretaría, aprobando como Anexo I, el modelo de contrato a suscribir y disponiendo que las condiciones particulares de cada CAE deberían ser aprobada por la SEN.

El Programa Nacional

En este contexto, la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución N° 724/2008, que habilitó la realización de contratos de compromiso de abastecimiento MEM asociados a la reparación o repotenciación de grupos de generadores de diesel y/o equipamiento asociado, con agentes generadores del MEM. La remuneración a percibir por la parte vendedora goza de la prioridad de pago establecida por el inciso (e) del artículo 4 de la Resolución de la SEN N° 406/03.

El 11 de noviembre de 2009 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 762/2009 de la Secretaría de Energía a través de la cual se instrumentó la creación del Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas (el “Programa Nacional”).

El objetivo de ese Programa Nacional es incentivar y sostener la construcción de centrales hidroeléctricas en el territorio de la República Argentina mediante la creación de fondos suficientes para garantizar el repago de las inversiones realizadas y del financiamiento provisto en ese marco.

Dentro de ese marco, el Gobierno Nacional ha previsto la posibilidad de celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica -correspondientes a la energía generada por las obras hidroeléctricas que se enmarquen en el Programa Nacional - entre CAMMESA y agentes generadores del MEM que serán determinados por el Ministerio de Energía y Minería. Uno de los objetivos de los contratos de abastecimiento para obras hidroeléctricas será repagar las inversiones realizadas y del financiamiento utilizado para la concreción de todas las obras hidroeléctricas incluidas en el Programa Nacional.

El plazo de vigencia estándar de los contratos puede ser de hasta 15 años, aunque dicho plazo puede ser prorrogado por el Ministerio de Energía y Minería. Superado ese plazo, cada central hidroeléctrica que forme parte del Programa Nacional podrá comercializar su generación al precio que en ese momento especifique el MEM.

Los términos y condiciones de los contratos fueron determinados por la ex Secretaría de Energía Eléctrica, teniendo en cuenta principios de racionalidad económica, equidad y beneficios operativos para el conjunto del sistema eléctrico, conforme los cuales procederá a calificar a las obras hidroeléctricas a ser ejecutadas al amparo del Programa Nacional.

CAE con ENARSA

La Resolución SE N° 712/09 aprobó los modelos de contrato a ser celebrados entre CAMMESA y ENARSA para el suministro de energía eléctrica de fuentes renovables generada en el marco de los contratos adjudicados en el marco del Proceso Licitatorio N° 1/09 que llevó adelante ENARSA.

La Resolución SE N° 712/09 también incorporó el Anexo 39 y reemplazó el Anexo 40 de los Procedimientos. En este sentido, el nuevo Anexo 39 establece las pautas para la generación de energías renovables, a exclusión de la energía hidroeléctrica y la energía eólica, mientras que el Anexo 40 establece las pautas para la generación de energía eólica.

Respecto a los contratos a adjudicar, previamente a la celebración de los mismos, ENARSA deberá realizar ciertas gestiones ante la ex Secretaría de Energía Eléctrica para obtener la aprobación de la oferta de disponibilidad de generación, conforme a la cual tiene intención de celebrar cada uno de los acuerdos con CAMMESA.

En función de la evaluación de las solicitudes recibidas, la ex Secretaría de Energía Eléctrica ponderará las ventajas de contratar la disponibilidad de generación y la energía eléctrica relacionada, le encomendará a CAMMESA que celebre un contrato con las partes cuyas solicitudes hayan sido aceptadas y enviará el texto del contrato a ser firmado con las cláusulas específicas de cada uno de ellos.

A continuación se detallan las principales características de estos contratos modelo aprobados por Resolución SE N° 712/09:

1. La energía eléctrica suministrada debe ser generada por maquinaria designada de conformidad con los requisitos de despacho de CAMMESA y debe ser adecuada para la capacidad del generador;
2. La vigencia máxima de los contratos debe ser de 15 años, pudiendo extenderse por un plazo máximo de 18 meses adicionales;
3. En los casos de contratos relacionados con energía generada de fuentes renovables distinta a los biocombustibles (por ejemplo, energía solar y eólica), no se establecen pagos por capacidad. En estos casos, la contraprestación consta de un pago por la energía eléctrica suministrada, un cargo de gestión y el pago de una parte de los costos fijos (transporte, gastos, tasas y demás cargos específicamente establecidos). El precio de la energía eléctrica suministrada se mantendrá constante durante toda la vigencia del contrato en cuestión.
4. Se constituirá un fondo de garantía para asegurar el cumplimiento de las obligaciones asumidas en virtud de los contratos de abastecimiento de energía eléctrica, el cual deberá ser constituido por CAMMESA, hasta alcanzar un límite del 10,00% de las futuras obligaciones asumidas en virtud de cada uno de los contratos, en cuya oportunidad se interrumpirá la acumulación de fondos.

La Resolución SE N° 108/2011 del 13 de abril de 2011 autorizó la celebración de nuevos contratos de abastecimiento de energía eléctrica entre CAMMESA, en nombre del MEM, y ciertas partes que ofrezcan disponibilidad de generación de electricidad a partir de las fuentes renovables indicadas en la Ley N° 26.190, sujeto a los siguientes requisitos:

1. a la fecha de publicación de la Resolución N° 108/2011, dichas partes no deben contar con las instalaciones de generación a comprometer en estas ofertas habilitadas comercialmente o que, habiendo concretado su interconexión al MEM, no hayan comprometido, en cualquier tipo de modalidad contractual, su disponibilidad de generación y energía asociada; y
2. se presenten proyectos en los que participe el Gobierno Nacional, ENARSA u otros agentes de generación.

La remuneración se paga mensualmente en Dólares Estadounidenses y se determina sobre la base de los costos y el ingreso anual que ratifique la ex Secretaría de Energía Eléctrica. A tales efectos, se deberán considerar los costos de instalación, fijos y variables, necesarios para el correcto funcionamiento del equipo comprometido en función del método determinado en cada contrato de abastecimiento.

Las Resoluciones SE 712/2009 (salvo el Anexo 39 y 40) y 108/2011 fueron derogadas por el Ministerio de Energía y Minería.

Programa de Energía Renovable

En los últimos años la República Argentina ha priorizado la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. En ese sentido, no sólo se ha dictado normativa tendiente a regular e incorporar este tipo de energías al MEM, sino que también le ha dado impulso otorgando incentivos a través de beneficios fiscales y tarifas preferenciales o subsidiadas.

A los efectos de promover las energías renovables, en diciembre de 2006 se sancionó la Ley N° 26.190, que aprobó el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía (el “Régimen Promocional”). Las fuentes de energía renovables contempladas en este régimen son las eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica (centrales hidroeléctricas hasta 30 MW), biomasa, y gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás (con excepción de los usos previstos en la Ley N° 26.093 de Biocombustibles). El objetivo de la Ley N° 26.190 es aumentar la proporción de energía proveniente de fuentes renovables al 8% del consumo de energía eléctrica nacional dentro de un plazo de diez años desde su puesta en marcha. La Ley N° 26.190 estableció también un régimen de inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables que regirá por diez años. El régimen establecido por la Ley N° 26.190 está excluido del régimen general de remuneración regulado por la Resolución N° 95 (tal como se describirá más adelante).

Los beneficiarios de este régimen pueden ser las personas físicas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables en Argentina, aprobados por la autoridad de aplicación. La energía debe estar destinada al MEM y el proyecto debe relacionarse con la prestación de servicios públicos.

El 23 de septiembre de 2015, la Ley N° 26.190 fue modificada por la Ley N° 27.191. Las modificaciones introducidas apuntan a establecer el marco legal para incrementar las inversiones en energías renovables y promover la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, incrementando el grado de participación de las fuentes renovables. Para tales efectos, entre otras cuestiones, la Ley:

1. fija metas de consumo de energías renovables para todos los consumidores de energía eléctrica de Argentina, en términos del porcentaje mínimo de energía eléctrica generada a partir de energías renovables que están obligados a consumir al 31 de diciembre de los siguientes años: 8% para 2017, 12% para 2019, 16% para 2021, 18% para 2023, y 20% para 2025;
2. modifica y expande los beneficios fiscales para proyectos elegibles;
3. crea el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (“FODER”), que se constituirá como un fideicomiso en el que el Estado Nacional actuará como fiduciante y fideicomisario, el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) será el fiduciario y los titulares de proyectos de inversión aprobados serán los beneficiarios. El fondo deberá aplicar los bienes fideicomitados al otorgamiento de préstamos, a la realización de aportes de capital, la adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables; y
4. establece obligaciones para los Grandes Usuarios y grandes demandas: los que sean clientes de los prestadores del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 KW deberán cumplir metas graduales mediante autogeneración, o bien comprar dicha energía eléctrica a los generadores (directamente o través de distribuidores o agentes de energía eléctrica, o bien a través de CAMMESA, el operador del mercado mayorista), a un precio que no podrá exceder un promedio de U\$S113/MWh hasta el 30 de marzo de 2018 y, de allí en adelante, al precio que determine el Ministerio de Energía y Minería. La fecha límite para acogerse a la opción de cumplir las metas de consumo a través de CAMMESA y no de manera individual es el 31 de diciembre 2017, aunque el Ministerio de Energía y Minería podrá decidir su prórroga.

Conforme al Decreto 531/16, el Gobierno Nacional estableció los lineamientos y principios generales para el desarrollo de proyectos de energía, delegando los procedimientos para el cumplimiento de las metas, licitaciones o subastas de energía para la implementación del FODER, en el Ministerio de Energía y Minería, especialmente en la Subsecretaría de Energías Renovables. Los aspectos más importantes de la reglamentación son los siguientes:

1. El Ministerio de Energía y Minería será la autoridad de aplicación de la ley.
2. Se aplicará a proyectos de nuevas plantas, ampliaciones o repotenciaciones de existentes, adquisición de equipos nuevos o usados, en la medida que se utilicen bienes nuevos, obras y otros servicios para el proyecto que estén directamente conectados a este último. Podrán acceder los proyectos que, habiendo sido seleccionados bajo las Resoluciones 220/2007, 712/2009 y 108/2011 de la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica, su construcción no haya comenzado aún y hayan sido seleccionados por la autoridad de aplicación y el contrato celebrado se rescinda. Podrán también acceder aquellos proyectos cuya construcción ya hubiere comenzado en la medida que se acepten modificaciones a los contratos celebrados conforme lo requiera la autoridad de aplicación. La autoridad de aplicación debe establecer un orden de mérito para los proyectos que hayan sido aprobados y definir los beneficios promocionales a otorgar a cada uno de ellos.
3. Las metas previstas en la ley serán auditadas anualmente a partir del 31 de diciembre de 2018. Se admitirá un margen de error para los usuarios del 10% por año para el cumplimiento de las metas de consumo de energía de fuente renovable establecido por la ley.
4. La autoridad de aplicación establecerá los términos y condiciones bajo los cuales asignará un porcentaje de los fondos de la cuenta de financiamiento del FODER a favor de proyectos de desarrollo de la cadena de valor de fabricación local de equipos de generación de energía de fuentes renovables, partes o elementos componentes.

El régimen anterior contemplaba los siguientes beneficios impositivos, a saber:

- Devolución anticipada del IVA de los bienes nuevos amortizables del proyecto. El IVA facturado a los beneficiarios por la compra, elaboración, fabricación o importación definitiva de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura, le será acreditado contra otros impuestos a cargo de la AFIP luego de transcurridos, como mínimo, tres períodos fiscales contados desde aquél en el que se hayan realizado las inversiones o, en su defecto, le será devuelto en el plazo estipulado en la aprobación del proyecto, en las condiciones y con las garantías que al respecto se establezcan.
- Amortización acelerada de los bienes a efectos del impuesto a las ganancias: los beneficiarios podrán practicar amortizaciones por las inversiones correspondientes a los proyectos efectuadas con posterioridad a su aprobación y conforme a los plazos que allí se establezcan. Estas amortizaciones están sujetas a un tratamiento diferenciado según el momento en que se hayan realizado: dentro de los primeros, segundos o terceros doce meses posteriores a la aprobación del proyecto. Esta alternativa está sujeta a la condición de que los bienes permanezcan en el patrimonio del titular del proyecto durante por lo menos tres años.
- Falta de cálculo del impuesto a la ganancia mínima presunta establecido por la Ley 25.063 de los bienes afectados a los proyectos iniciados bajo el régimen de la ley de energía renovable. Este beneficio comprende los tres períodos fiscales anteriores a la finalización del proyecto correspondiente. Los bienes deben estar afectados al proyecto relevante y tuvieron que haber sido adquiridos por la compañía luego de la aprobación del proyecto.

El régimen también prevé una remuneración adicional en ciertos casos. En este sentido, los proyectos gozarán además de una remuneración adicional equivalente a U\$S0,015 por KW/h pagadera a los generadores de energía proveniente de fuentes renovables, excepto en el caso de energía solar, cuyos generadores cobrarán U\$S0,9 por KW/h. Dicha remuneración adicional se abonará según: 1°) la sustitución de combustibles, 2°) el involucramiento de la industria argentina y la creación de oportunidades de trabajo y 3°) el tiempo que insuma la puesta en marcha del proyecto.

Beneficios fiscales bajo el régimen de la Ley N° 27.191

El Régimen de Fomento de las Energías Renovables contempla los siguientes beneficios fiscales:

1. Devolución anticipada del IVA y amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, pudiendo accederse a ambos beneficios en forma simultánea, con reducción de la extensión de los beneficios en función del momento en que ocurra el principio efectivo de ejecución del proyecto.
2. Extensión a diez años del período de traslado de quebrantos a ejercicios futuros. Los quebrantos originados en la actividad promovida sólo podrán compensarse con utilidades netas resultantes de la misma actividad.
3. Exclusión de los bienes afectados a la actividad promovida de la base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta, hasta el octavo ejercicio inclusive desde la puesta en marcha del proyecto (incluido el primer ejercicio). Los activos beneficiados son los que se afecten al proyecto promovido e ingresen al patrimonio del titular del mismo con posterioridad a la aprobación de dicho proyecto.
4. Exención del impuesto del 10% sobre los dividendos distribuidos por las sociedades titulares de proyectos promovidos que se reinviertan en nuevos proyectos de infraestructura en Argentina.
5. Certificado fiscal aplicable al pago de Impuesto a las Ganancias, IVA, Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta e Impuestos Internos por un importe equivalente al 20% del valor de los componentes fabricados en Argentina de las instalaciones electromecánicas, en la medida en que el 60% de dichos componentes (excluyendo la obra civil) sean de fabricación nacional. Cuando los componentes no se fabriquen en Argentina o su producción sea insuficiente, el porcentaje se reduce al 30%. La cesión del certificado fiscal estará sujeta a que no se registre deuda líquida exigible con la AFIP.
6. Otros beneficios, incluyendo la posibilidad de trasladar al precio de la energía renovable vendida los mayores costos derivados de incrementos de impuestos; exención al pago de derechos de importación y tasa de estadística por la introducción de bienes de capital nuevos, equipos especiales o partes o componentes de los mismos, necesarios para –entre otros objetos- la ejecución del proyecto; y la liberación de tributos especiales, cánones o regalías de cualquier jurisdicción al acceso y utilización de fuentes renovables de energía, en las jurisdicciones que adhieran al régimen, hasta el 31 de diciembre de 2025, sin incluir eventuales cánones por el uso de tierras fiscales donde se instalen los emprendimientos.
7. Los interesados en participar del Régimen Promocional deberán renunciar a los beneficios establecidos en regímenes anteriores en el marco de las Leyes N° 25.019 y 26.360, en tanto que los proyectos beneficiados por dichos regímenes sólo podrán acceder al Régimen Promocional si a la fecha de su presentación no hubieran comenzado la ejecución de las obras comprometidas en los contratos celebrados.

Cambios al sector eléctrico bajo el gobierno de Macri

Con fecha 15 de diciembre de 2015, el poder ejecutivo nacional declaró el estado de emergencia del sector eléctrico nacional hasta el 31 de diciembre de 2017. Conforme lo dispuesto por el Decreto N° 134/2015, el Ministerio de Energía y Minería debe:

1. elaborar, poner en vigencia, e implementar un plan de acción en respuesta a los problemas que afectan a los sectores de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de su jurisdicción, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica en condiciones técnicas y económicas adecuadas; y
2. coordinar con otros organismos del Gobierno Nacional un programa de racionalización del consumo.

De acuerdo con este régimen, se emitieron las recientes Resoluciones N° 6 y 7 del Ministerio de Energía y Minería.

Convocatoria a ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada

En el marco del Decreto N° 134/15 y de la Resolución N° 6/16 del Ministerio de Energía y Minería, la Secretaría de Energía y Energía dictó la Resolución N° 21/16 (“Resolución N° 21”) por la cual convocó a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada. La energía debe estar disponible en el MEM para satisfacer requerimientos esenciales de la demanda, a partir de los períodos estacionales de verano 2016/2017, invierno 2017 y verano 2017/2018.

La Resolución N° 21 contiene las siguientes bases para ofertar:

1. Las ofertas podrán ser presentadas ante CMMESA por quienes sean, o simultáneamente soliciten ante la Secretaría de Energía Eléctrica ser, generadores, cogeneradores o autogeneradores del MEM en los términos de los Procedimientos.
2. Las ofertas deben estar relacionadas con proyectos de instalación de nueva capacidad de generación adicional a la ya prevista para el período en que se comprometa su habilitación comercial.
3. No podrán ofertarse unidades de generación preexistentes, que estén conectadas al SADI o en las que la disponibilidad de potencia ofrecida estuviera comprometida en acuerdos aprobados por la ex Secretaría de Energía Eléctrica, con principio de ejecución. Si en este último caso, no hubiera principio de ejecución y se quisiera ofertar bajo la Resolución N° 21, CMMESA deberá someter el asunto a consideración de la ex Secretaría de Energía Eléctrica.
4. Las ofertas no podrán comprometer, en cada punto de conexión propuesto, una capacidad de generación inferior a 40 MW y la potencia neta de cada unidad generadora para dicha localización, no podrá ser inferior a los 10 MW.
5. El equipamiento comprometido deberá contar con capacidad dual de consumo de combustible para poder operar indistintamente según lo requerido por el despacho económico del MEM. En caso de disponibilidad sin restricciones de un combustible en forma continua o de considerarlo provechoso para la logística del oferente, se podrá realizar una oferta alternativa a la requerida con equipamiento de generación que pueda consumir un solo tipo de combustible.
6. No habrá límite superior preestablecido de la capacidad de potencia que se puede ofertar y la localización de los proyectos se podrá elegir libremente, con la salvedad de que tanto la capacidad como la localización de los proyectos estarán supeditadas a la capacidad del sistema de transporte y al suministro de combustible.
7. Deberá ofertarse por cada unidad generadora en el punto de conexión propuesto un precio por la disponibilidad de potencia (expresada en Dólares Estadounidenses por mes) y un precio por la energía eléctrica producida (expresada en Dólares Estadounidenses por hora), valorizando los variables no combustibles por cada tipo de combustible operable por la central y los correspondientes consumos específicos máximos comprometidos expresados en kilocalorías por kilovatios hora.
8. Será excluyente el compromiso de acreditar el íntegro cumplimiento de la normativa ambiental aplicable. Se deberá presentar, sin que sea limitativo, la correspondiente declaración del Impacto Ambiental y el Estudio de Impacto Ambiental.
9. La presentación de las ofertas se hará en dos sobres. El primero, incluirá la información técnica asociada a la disponibilidad de potencia ofrecida. En el segundo sobre, se incluirán los precios ofertados por la disponibilidad de potencia comprometida y por la energía eléctrica generada, los consumos específicos máximos ofertados, la fecha máxima comprometida de entrada en servicio comercial de la capacidad de generación ofrecida, el plazo de vigencia solicitado del contrato, la garantía de mantenimiento de oferta y la proforma de la garantía de cumplimiento de la fecha máxima comprometida.
10. Antes de la presentación de las ofertas, la Secretaría de Energía Eléctrica podrá precisar o complementar los contenidos de la Resolución N° 21 y la información y la documentación a presentar.

El agente cuya oferta sea aceptada suscribirá un contrato de venta de disponibilidad de potencia de generación eléctrica y energía asociada en el MEM, denominado “contrato de demanda mayorista”, con los agentes distribuidores y Grandes Usuarios del MEM representados por CMMESA.

Los lineamientos del contrato referido se encuentran previstos en la Resolución N° 21. Entre otros, cabe destacar los siguientes: (i) su vigencia será entre cinco y diez años; (ii) el consumo específico máximo de cada unidad generadora por combustible utilizado

será menor a 2.500 kilocalorías por kilovatios hora; (iii) se preverá un régimen de recursos por incumplimiento de la disponibilidad de capacidad de generación comprometida; (iv) se incluirá el suministro y reconocimiento del costo de los combustibles a consumir por las máquinas y centrales afectadas, con arreglo a la normativa aplicable; (v) la prioridad de pago de los contratos será primera en el orden de prelación, equivalente a la que poseen los contratos de abastecimiento vigentes con el Banco de Inversión y Comercio Exterior (“BICE”), como fiduciario de los fideicomisos “Central Termoeléctrica Manuel Belgrano” y “Central Termoeléctrica Timbúes”, desde enero y febrero de 2010, respectivamente. Asimismo, la prioridad de pago será equivalente a la de las obligaciones de pago por compras de combustible líquido para generación de energía eléctrica; y (vi) los contratos incluirán otras características que surgen del régimen de la Resolución N° 21.

Las ofertas presentadas serán analizadas por CAMMESA a partir de la metodología establecida por la Secretaría de Energía Eléctrica. Esta metodología incluye aplicar un modelo de simulación simplificada de la operación esperada del equipamiento de generación comprometido en cada oferta, que contemple determinados requisitos previstos en la Resolución N° 21. La evaluación de las ofertas debe considerar los riesgos de energía no suministrada esperable para el verano 2016/2017, invierno 2017 y verano 2017/2018, justipreciando el valor que tendría para el sistema eléctrico el ingreso temprano de la capacidad de generación ofrecida. Las ofertas se ordenarán y seleccionarán en función de los correspondientes costos crecientes que representen para el sistema eléctrico cada una de las mismas. CAMMESA evaluará e informará a la Secretaría de Energía Eléctrica los costos que provocaría al sistema cada una de las ofertas que resulten aceptables bajo la metodología aprobada y, en su caso, las que resulten excluidas en dicha instancia por incumplimiento de las condiciones establecidas en la convocatoria.

CAMMESA emitirá la documentación comercial que resulte necesaria para la liquidación a los agentes vendedores en dichos contratos de demanda mayorista, durante la vigencia de la emergencia declarada por el Decreto N° 134/15 o hasta el dictado de la regulación que transfiera a los agentes vendedores la responsabilidad de emitir la documentación comercial.

Mientras CAMMESA cumpla dicha función, documentará y certificará a favor del agente vendedor la parte proporcional que los Grandes Usuarios y distribuidores deben pagar por la energía eléctrica consumida, a los efectos del procedimiento ejecutivo de cobro.

Según lo previsto por la Resolución N° 21, CAMMESA preparó los términos de referencia destinados a regir la convocatoria a presentar ofertas en el marco de la Resolución N° 21 y aquéllos fueron aprobados por la Nota 161/16 de la Secretaría de Energía Eléctrica.

A la fecha del presente Prospecto, la Secretaría de Energía Eléctrica recibió ofertas por 6.611 MW y adjudicó 2.871 MW en total.

De acuerdo con la Resolución N° 155/16 y la Resolución N° 216/16, la Secretaría de Energía Eléctrica autorizó a CAMMESA a suscribir los contratos de demanda mayorista con cada adjudicatario por 1.915 MW con un precio promedio de U\$S21,833/MW-mes, y por 956 MW con un precio promedio de U\$S19,907/MW-mes, respectivamente. Asimismo, a través de la Resolución N° 387/16, el Secretario de Energía Eléctrica autorizó a CAMMESA a suscribir contratos de demanda mayorista adicionales para dos proyectos de generación (uno por 100 MW y otro por 137 MW).

RenovAr (Ronda 1, Ronda 1.5 y Ronda 2): Licitación de proyectos para generación de energía renovable

Tras habilitar un período de consulta pública para enviar comentarios y sugerencias a la versión preliminar del pliego de condiciones y de los CAE y atento a la proximidad del período para presentar ofertas en la "Ronda 1" del Programa Renovar, el presidente Mauricio Macri dictó el Decreto N° 882/16 de necesidad y urgencia publicado en el Boletín Oficial el 22 de julio de 2016, el cual reformó y estableció distintas precisiones en torno al marco legal del Régimen de Promoción.

A continuación se citan las principales medidas introducidas por el Decreto N° 882/16.

1. Cupo fiscal: Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, se aprobó un presupuesto de U\$S 1.700.000.000 a destinar a los beneficios promocionales que se ofrecen en el marco del Régimen de Promoción. En caso de que este presupuesto específico no se asignara en su totalidad en 2016, se trasladará automáticamente al año siguiente.
2. Vigencia de los CAE: A los fines de recuperar la inversión y obtener un retorno razonable, los CAE tendrán una vigencia máxima de 30 años.
3. Opciones de compra y venta: Los CAE pueden establecer derechos a favor: (a) del Gobierno Nacional de adquirir la generación de energía o los respectivos activos ante incumplimientos materiales que constituyan causales de extinción contractual; el precio de compra será inferior a la inversión no amortizada en oportunidad de ejercerse la opción; y (b)

del propietario del proyecto de vender la generación de electricidad o sus respectivos activos ante el acaecimiento de alguna de las "causales de ejercicio de la opción de venta" por un precio que, en ningún caso, podrá exceder la inversión no amortizada en oportunidad del ejercicio de la opción.

4. Los CAE se rigen por el derecho privado argentino.
5. Elección del foro: En los CAE pueden dejarse asentados métodos alternativos de resolución de conflictos, con base en Argentina o en el extranjero, para dirimir conflictos en torno a la interpretación o celebración de dichos contratos, o conflictos que puedan surgir de los contratos firmados entre el Gobierno o el FODER con los beneficiarios del Régimen de Promoción.
6. FODER: Como consecuencia del dictado del Decreto N° 13/2015 a través del cual se creó el Ministerio de Energía y Minería, el Decreto N° 882/16 reemplazó los párrafos 2, 3, 7, 8 y 9 del Artículo 7 de la Ley N° 27.191 y procedió a modificar el rol del Gobierno en el FODER, quedando el Ministerio de Energía y Minería constituido como fiduciario y fiduciante del FODER. Asimismo, confirió facultades al Ministro de Energía y Minería (o a la persona que éste designe en su reemplazo) para aprobar el contrato de fideicomiso por el que se rige el FODER y para firmar el contrato de fideicomiso con el fiduciario.
7. Garantía de pago de la opción de venta: El decreto faculta al Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas a emitir y entregar letras del tesoro al FODER (por un valor nominal máximo de hasta U\$S 3.000.000.000 o su equivalente en otras divisas), en nombre y representación del Ministerio de Energía y Minería y como garantía de pago en caso de que el propietario ejerza la opción de venta y enajene la planta de generación.

La Resolución N° 136/16, emitida por el Ministerio de Energía y Minería y publicada en el Boletín Oficial el 26 de julio de 2016, abrió el proceso de convocatoria abierta para presentar ofertas para la Ronda 1 del Programa RenovAr. Asimismo, la Resolución N° 136/16 aprobó el pliego de condiciones de la citada licitación y los CAE con CAMMESA.

De conformidad con los términos y condiciones de dicha convocatoria, el CAE correspondiente deberá incluir las siguientes características y contenidos principales:

1. Objeto del Contrato: La venta de la cantidad de energía eléctrica asociada al nuevo equipamiento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el MEM a partir de la fecha en la que se autorice a la central de generación a operar en el MEM y por el plazo de vigencia del contrato.
2. Parte Vendedora: el agente generador, cogenerador o autogenerador del MEM cuya oferta sea aceptada conforme lo dispuesto en esta resolución y normativa complementaria dictada por la Secretaría de Energía Eléctrica.
3. Parte Compradora: CAMMESA en representación de los distribuidores y Grandes Usuarios del MEM (hasta su reasignación en cabeza de los agentes distribuidores o Grandes Usuarios del MEM) con el objeto de alcanzar los objetivos de contribución de fuentes de energía renovable fijados a partir del 31 de diciembre de 2017 para la demanda de energía eléctrica en el MEM.
4. Vigencia: Hasta un máximo de veinte años desde la fecha de inicio de las operaciones.
5. Tipo y tecnología de la energía a suministrar.
6. Energía comprometida a entregar por año.
7. Capacidad de generación de cada unidad y potencia instalada total comprometida.
8. La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora por la energía eléctrica suministrada, determinada en base al precio ofertado en Dólares Estadounidenses por Megavatios por hora (U\$S/MWh).
9. Las condiciones de la garantía de cumplimiento contractual de la parte vendedora.
10. El punto de entrega de la energía eléctrica contratada será el nodo de vinculación con el SADI.
11. Los recursos a invocar por incumplimiento contractual.
12. La aplicación de la garantía de pago del contrato, mediante la cuenta de garantía del FODER.
13. La prioridad de pago de los contratos de compra de energía será primera en el orden de prelación y será equivalente a la que tienen los pagos adeudados al MEM.

El 5 de septiembre 2016, una vez finalizado el período para presentar ofertas en la primera ronda del programa RenovAr, el Ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren, y el Subsecretario de Energías Renovables, Sebastián Kind, anunciaron de conformidad con la Resolución SE N° 205/16 del Ministro de Energía y Minería, que se habían presentado 123 ofertas por un total de 6.346 MW, (seis veces más de los 1.000 MW licitados originalmente), de las cuales 105, un total de aproximadamente 5.209 MW, estaban técnicamente calificadas. Las mismas estuvieron compuestas por 42 proyectos eólicos con una capacidad instalada total de aproximadamente 2.780 MW, 50 proyectos solares con una capacidad instalada total de aproximadamente 2.304 MW y 13 proyectos de biomasa, biogás y pequeños proyectos de energía hidroeléctrica con una capacidad instalada total de aproximadamente 35 MW.

De acuerdo con la Resolución N° 213-E/16 del Ministerio de Energía y Minería, los resultados de la licitación se publicaron el 7 de octubre de 2016. Se adjudicaron un total de 29 proyectos con una capacidad instalada total de 1.141,51 MW, ubicados en nueve provincias distintas:

- 12 proyectos eólicos con una capacidad instalada total de 707 MW, con un precio promedio ponderado de U\$S59,39/MWh, un precio mínimo de U\$S49,10/MWh y un precio máximo de U\$S67,20/MWh;
- cuatro proyectos solares con una capacidad instalada total de aproximadamente 400 MW, con un precio promedio ponderado de U\$S59,75/MWh, un precio mínimo de U\$S59,00/MWh y un precio máximo de U\$S60,00/MWh;
- cinco pequeños proyectos hidroeléctricos con una capacidad instalada total de 11,37 MW, todos a un precio de U\$S105/MWh;
- seis proyectos de biogás con una capacidad instalada total de aproximadamente 8,64 MW, con un precio promedio ponderado de U\$S154 /MWh, un precio mínimo de U\$S118/MWh y un precio máximo de U\$S160/MWh; y
- dos proyectos de biomasa, con una capacidad instalada total de 14,5 MW, ambos al precio de U\$S110/MWh.

Ronda 1.5 del Programa RenovAr: Licitación de Nuevas Unidades de Generación de Energía Renovable

En octubre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó asimismo la Resolución N° 252-E/16, convocando a los interesados a ofertar en el proceso de convocatoria nacional e internacional bajo la ronda 1.5 del Programa RenovAr para la licitación de un adicional de 600 MW de energía renovable (400 MW de energía eólica y 200 MW de energía solar). El 11 de noviembre de 2016, CAMMESA inició el análisis de los aspectos técnicos de las ofertas presentadas, que incluyeron 47 proyectos por un total de 2.486,4 MW.

De acuerdo con la Resolución N° 281-E/16 del Ministerio de Energía y Minería, los resultados de la licitación se publicaron el 25 de noviembre de 2016. Se adjudicaron un total de 30 proyectos con una capacidad instalada total de 1.281,53 MW, ubicados en 12 provincias distintas:

- diez proyectos eólicos con una capacidad instalada total de 765,35 MW, con un precio promedio ponderado de U\$S53,34/MWh, un precio mínimo de U\$S46/MWh y un precio máximo de U\$S59,38/MWh; y
- 20 proyectos solares con una capacidad instalada total de aproximadamente 516,18 MW, con un precio promedio ponderado de U\$S54,94/MWh, un precio mínimo de U\$S48,00/MWh y un precio máximo de U\$S59,20/MWh.

Ronda 2 del Programa RenovAr: Licitación de Nuevas Unidades de Generación de Energía Renovable

Tras las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAR, el Ministerio de Energía y Minería de acuerdo con la Resolución N° 275/17, lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017 y adjudicó 2.043 MW de capacidad de energía renovable.

La Compañía presentó ofertas en la Ronda 2 del Programa RenovAR el 19 de octubre de 2017 y, el 29 de noviembre de 2017, se le adjudicó un proyecto de energía eólica llamado “La Genoveva I”, que le permitirá sumar una capacidad adicional de 86,6 MW a su cartera y seguir aumentando su presencia en el sector de energías renovables. Asimismo, la Compañía tiene una opción de compra de acciones sobre las acciones de Vientos La Genoveva, que incluye un derecho irrevocable para adquirir un usufructo sobre el terreno donde se encuentra ubicada La Genoveva I, que Vientos La Genoveva tiene previsto ejercer antes de su vencimiento el 28 de enero de 2018.

Régimen de remuneración

El régimen de remuneración actual

El 27 de enero de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución SEE N° 19/17 (publicada en el Boletín Oficial el 2 de febrero de 2017), que derogó la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias.

De acuerdo con esta resolución, la Secretaría de Energía Eléctrica estableció que los generadores, cogeneradores y autogeneradores de energía eléctrica actuando como agentes del MEM y que operan centrales termoeléctricas convencionales pueden realizar ofertas de disponibilidad garantizada en el MEM. Bajo estas ofertas, las compañías generadoras podrán comprometer capacidad específica y potencia, siempre que dicha potencia y energía no haya sido comprometida en PPA suscriptos de conformidad con las Resoluciones N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07 y 200/09 de la ex Secretaría de Energía, Resolución N° 21 de la Secretaría de Energía Eléctrica, y las Resoluciones N° 136/16 y 213/16 del Ministerio de Energía y Minería, así como PPA sujetos un régimen de remuneración diferencial establecido o autorizado por el Ministerio de Energía y Minería. Las ofertas deben ser aceptadas por

CAMMESA (actuando en representación de los agentes del MEM que demandan energía eléctrica), cuya entidad actuará como la parte compradora de la potencia bajo los compromisos de disponibilidad garantizada. La Resolución SEE N° 19/17 establece que dichos compromisos podrán ser transferidos a las empresas de distribución de electricidad y Grandes Usuarios de energía eléctrica del MEM una vez culminado el período de vigencia de la emergencia declarada del sector eléctrico en Argentina (de acuerdo con el Decreto N° 134/2015, dicho estado de emergencia se declaró hasta el 31 de diciembre de 2017). Los agentes generadores de propiedad total o mayoritaria del Estado Nacional están excluidos del ámbito de aplicación de la Resolución SEE N° 19/17.

El plazo de vigencia de los compromisos de disponibilidad garantizada es de 3 años, y sus términos y condiciones generales se establecen en la Resolución SEE N° 19/17.

La remuneración a favor del generador se calcula en dólares estadounidenses de acuerdo con las fórmulas y los valores establecidos en la resolución mencionada, y comprenden (i) un precio para la disponibilidad de potencia mensual, y (ii) un precio para la potencia generada y operada.

La Resolución SEE N° 19/17 establece asimismo que los agentes del MEM que operan centrales hidroeléctricas convencionales, de bombeo y centrales de generación a partir de otras fuentes de energía serán remunerados por la energía y potencia de sus unidades de generación según los valores que se establecen en dicha resolución, en tanto dicha energía y potencia no haya sido comprometida en PPA celebrados de conformidad con las Resoluciones N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07 y 200/09 de la ex Secretaría de Energía, la Resolución N° 21/16 de la Secretaría de Energía Eléctrica, y las Resoluciones N° 136/16 y 213/16 del Ministerio de Energía y Minería.

El régimen de remuneración actual establecido por la Resolución SEE N° 19/17 incluye los siguientes componentes:

(1) Precio por potencia disponible

El precio por disponibilidad de potencia se divide en un precio mínimo asociado a la Potencia Disponible Real (“DispReal”), un Precio Base según cumplimiento de una Potencia Garantizada Ofrecida (“DIGO”), y un precio adicional máximo relacionado con el cumplimiento de una Potencia Asignada (DIGOasig), recibiendo esta última un monto adicional en el precio unitario para hacer frente a situaciones de máximo requerimiento térmico del sistema. El cuadro a continuación detalla las tarifas aplicables a estas tecnologías:

Unidad	Potencia (MW)	Precio mínimo de potencia (U\$/MW por mes)	Precio base de potencia May-Oct 2017 (U\$/MW por mes)	Precio base de potencia después de Nov 2017 (U\$/MW por mes)	Precio adicional de potencia May-Oct 2017 (U\$/MW por mes)	Precio adicional de potencia después de Nov 2017 (U\$/MW por mes)
TG	P<50	4.600	6.000	7.000	1.000	2.000
TV	P<100	5.700	6.000	7.000	1.000	2.000
	P>100	4.350	6.000	7.000	1.000	2.000
CC	P<150	3.400	6.000	7.000	1.000	2.000
	P>150	3.050	6.000	7.000	1.000	2.000
HI	P>300	N/A	2.000	2.000	500	1.000

Generación térmica:

Respecto de las unidades térmicas, el precio por la Potencia Disponible se calcula de la siguiente manera.

Si un generador no declara la DIGO o la DIGOasig, el precio por potencia disponible será igual al Precio Mínimo (REM MIN):

$$\text{REM MIN (U\$/mes)} = \text{Precio Mínimo de Potencia} * \text{DispReal (MW)} * \text{kM}$$

Siendo:

kM = horas del mes fuera mantenimiento acordado/horas del mes.

Respecto de las unidades térmicas que declaren DIGO y DIGOasig, el Precio por la Potencia Disponible Total = Precio Base + Precio Adicional, siendo:

- Precio Base:
 - Si la $DispReal \geq DIGO$, el Precio Base es igual a $(DispReal - DIGO) * kM * Precio\ M\acute{in}imo\ de\ Potencia + DIGO * Precio\ Base\ de\ Potencia * kM$.
 - Si la $DispReal < DIGO$, el Precio Base es igual a lo que resulte mayor entre (i) REM MIN y (ii) $DispReal * Precio\ Base\ de\ Potencia * kM * DispReal/DIGO$.
- Precio Adicional (REM ADC):
 - Si la $DispReal - DIGO \geq DIGOasig$, el Precio Adicional es igual a $DIGOasig * Precio\ Adicional\ de\ Potencia * kM$.
 - Si la $DispReal - DIGO < DIGOasig$, el Precio Adicional es igual a 0.

Siendo:

kM = horas del mes fuera mantenimiento acordado /horas del mes.

Generación hidroeléctrica

Respecto de las unidades hidroeléctricas, el precio por la Potencia Disponible se calcula de la siguiente manera.

En unidades térmicas, el precio por la potencia disponible total = Precio Base + Precio Adicional, donde:

- El Precio Base es igual al Precio Base de Potencia * (DispReal + mantenimiento acordado), y
- El Precio Adicional es igual al Precio Adicional de Potencia * DispReal

A diferencia de las unidades térmicas, las unidades hidroeléctricas cobran por estos conceptos, independientemente de su despacho (sin tener en cuenta el nivel de reservas), en la medida que no se encuentren bajo indisponibilidad forzada.

2) Precio por potencia generada y operada

Unidad	Potencia generada				Potencia operada			
	Gas natural	Líquidos	Biocombustible	Hidrocarburos	Gas natural	Líquidos	Biocombustible	Hidrocarburos
	U\$S/MWh	U\$S/MWh	U\$S/MWh	U\$S/MWh	U\$S/MWh	U\$S/MWh	U\$S/MWh	U\$S/MWh
TG.....	5,0	8,0	11,0		2,0	2,0	2,0	
TV.....	5,0	8,0	11,0		2,0	2,0	2,0	
CC.....	5,0	8,0	11,0		2,0	2,0	2,0	
HI P>300MW.....				3,5				1,4

La Potencia Operada significa la función integral de la potencia total horaria despachada durante el período, incluyendo toda la energía y reservas asignadas a dicho generador. El volumen por hora de Potencia Operada coincidirá con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas.

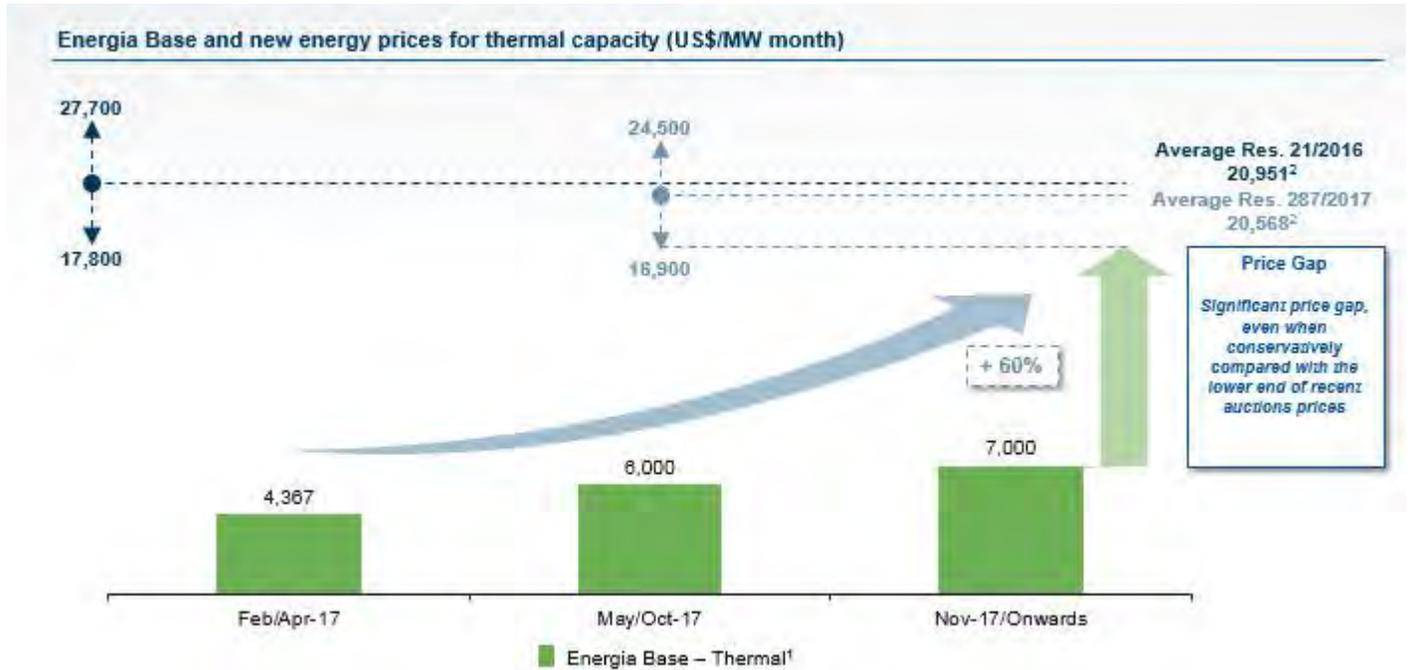
Incentivos a la eficiencia

Trimestralmente se compara el consumo real con el de referencia para cada máquina y tipo de combustible. La diferencia porcentual se adiciona para incrementar el valor de la Potencia Generada a partir del combustible respectivo más el combustible relacionado con la Potencia Operada y se reconoce como un adicional sólo para la energía producida con el combustible provisto. En caso de mayores consumos, no se afectará la remuneración base. Los valores de referencia de consumo específico son los siguientes:

Unidad	Gas natural	Combustibles alternativos
	kcal/kWh	kcal/kWh
TG.....	2.400	2.600
TV.....	2.600	2.600
CC grande (>180 MW).....	1.680	1.820

Unidad	Gas natural	Combustibles alternativos
	kcal/kWh	kcal/kWh
CC resto.....	1.880	2.000

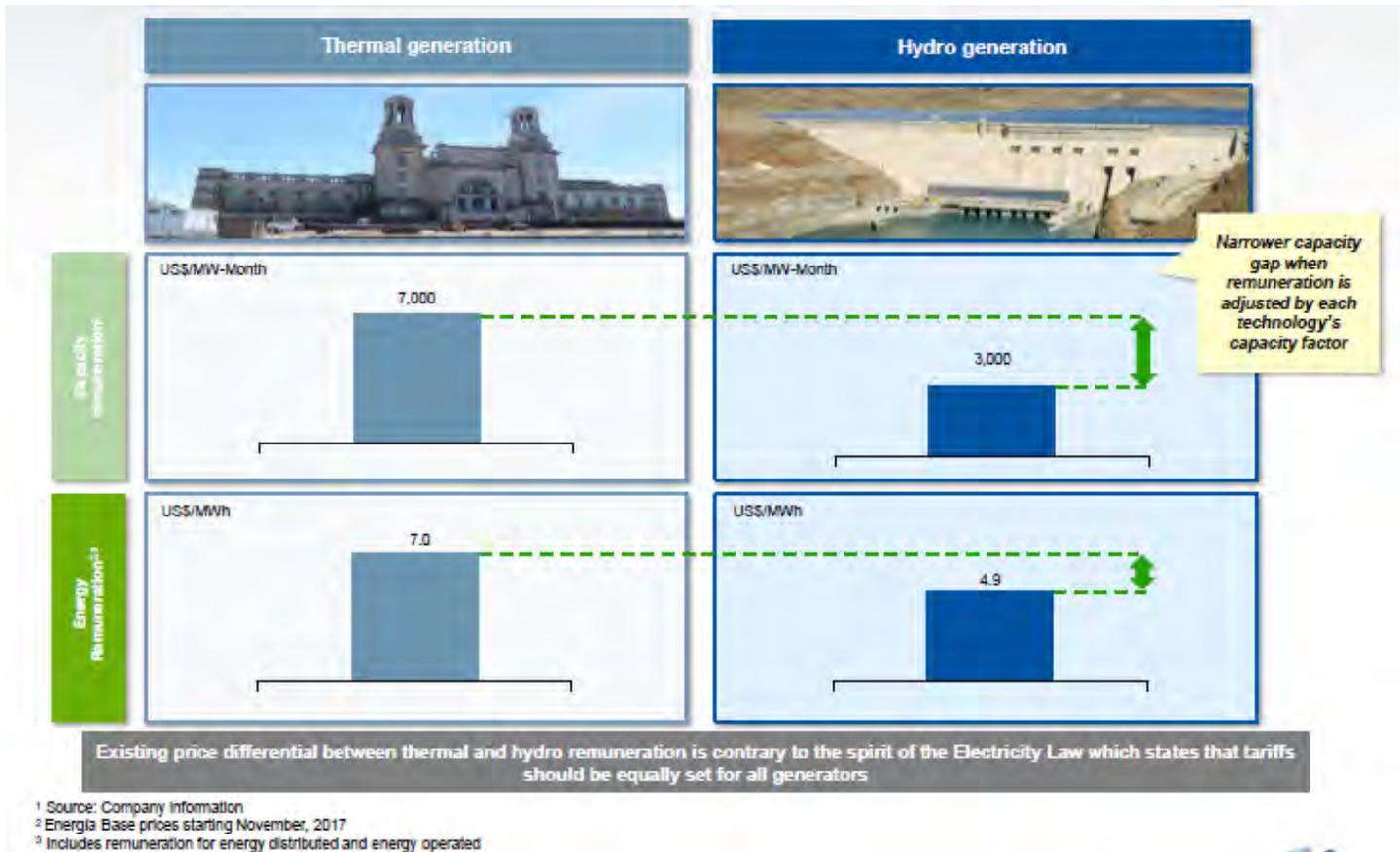
Como resultado de esta resolución, los precios bajo Energía Base han aumentado significativamente. No obstante, dichos precios aún están muy por debajo de los adjudicados durante las licitaciones más recientes de la Resolución 21/2016 y la Resolución 287/2017, conforme se puede ver a continuación:



Fuente: Central Puerto y Ministerio de Energía.

¹ Promedio de los precios de: CC grande (>150MW), turbina de vapor grande (>100MW) y turbina de vapor pequeña (<100MW); ² Promedio ponderado por capacidad.

No obstante, aún existe una brecha de precios significativa entre la generación hidráulica y térmica conforme se muestra a continuación:



El régimen de remuneración previo

Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 95/13 y 529/14 y normas modificatorias

El 26 de marzo de 2013 el Boletín Oficial publicó la Resolución SE N° 95/2013 dictada por la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica (la “Resolución 95”) que estableció un régimen de contratación y remuneración para todos los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM, a excepción de generadores de centrales hidroeléctricas binacionales y nucleares, así como también la potencia y energía eléctrica producida por los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM que había sido comprometida en el marco de los contratos regulados por la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica a través de las Resoluciones SE N° 1193 de fecha 7 de octubre de 2005, N° 1281 de fecha 4 de septiembre de 2006, N° 220 de fecha 18 de enero de 2007, N° 1836 de fecha 27 de noviembre de 2007, N° 200 de fecha 16 de marzo de 2009, N° 712 de fecha 9 de octubre de 2009, N° 762 de fecha 5 de noviembre de 2009, N° 208 de fecha 29 de marzo de 2011 y N° 137 de fecha 25 de abril de 2011, la Ley N° 27.191, así como cualquier otro tipo de contrato de abastecimiento de energía eléctrica que tenga un régimen de remuneración diferencial establecido por la ex Secretaría de Energía Eléctrica.

Adicionalmente, con el objeto de optimizar y minimizar los costos en el abastecimiento de combustibles a las centrales del MEM, la gestión comercial y el despacho de combustibles quedó centralizado en el organismo encargado del despacho (CMMESA). A partir de la fecha de publicación de la Resolución N° 95, a medida que las relaciones contractuales entre los agentes del MEM y sus proveedores de combustibles e insumos asociados se vayan extinguiendo, CMMESA dejará de reconocer tales costos asociados a la operación.

Este régimen de remuneración rigió las operaciones económicas celebradas entre febrero de 2013 y enero de 2017, cuando fue reemplazado por la Resolución SEE N° 19/17. Sin embargo, la aplicación efectiva a cada generador en particular requirió que el mismo desista de cada reclamo judicial o administrativo que se haya iniciado contra el Estado Nacional, la ex SEN (actual Ministerio de Energía y Minería) y CMMESA, en relación con el acuerdo con generadores 2008-2011 y/o relacionado con la Resolución SE N° 406/03. De no cumplir con dichos requisitos, los generadores no tendrían acceso al régimen remunerativo mencionado, ni al anterior que se mantiene vigente.

Este régimen remunerativo comprende tres conceptos: (i) remuneración de costos fijos; (ii) remuneración de costos variables, y (iii) remuneración adicional. La remuneración adicional estaba compuesta por dos conceptos: (i) remuneración adicional generador, la cual era liquidada y abonada al generador; y (ii) remuneración adicional fideicomiso, la cual era incluida en un fideicomiso destinado a la financiación de nuevos proyectos de infraestructura en el sector eléctrico.

Asimismo, la Resolución N° 95 suspendió transitoriamente la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término e impuso que una vez finalizados los preexistentes al dictado de la misma sería obligación de los Grandes Usuarios del MEM adquirir su demanda de energía eléctrica a CAMMESA, conforme las condiciones establecidas por la ex Secretaría de Energía Eléctrica a tal efecto. Los generadores recibían una remuneración determinada por la metodología establecida por la Resolución N° 95. Con fecha 20 de agosto de 2013, la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica instrumentó un mecanismo de prioridad de pago mediante el cual CAMMESA distribuyó los pagos que percibió directamente de los Grandes Usuarios del MEM por su demanda abastecida, entre aquellos generadores alcanzados por la Resolución N° 95. Dichos montos fueron destinados de manera prioritaria a cubrir la remuneración de los generadores bajo el siguiente esquema: en forma prioritaria a cubrir en primera medida los costos fijos, luego los costos variables y en última instancia la remuneración adicional directa.

Con respecto a la generación de energía eléctrica a través de recursos renovables, la Ley N° 27.191 excluyó la aplicación de las regulaciones que limitan la ejecución de contratos del mercado a término.

Conforme a lo establecido en la nota de la Secretaría de Energía N° 2053/13, el nuevo régimen de remuneración se estableció de manera particular a cada uno de los agentes a partir de la fecha en la que los respectivos generadores desistan de todas las demandas entabladas en sede judicial y administrativa contra el Gobierno Nacional y CAMMESA con relación al (i) “Acuerdo Para La Gestión Y Operación De Proyectos, Aumento De La Disponibilidad De Generación Térmica Y Adaptación De La Remuneración De La Generación 2008-2011 (Acuerdo 2008-2011)” celebrado por la entonces Secretaría de Energía Eléctrica y los generadores del MEM el 25 de noviembre de 2010 y (ii) la Resolución N° 406/03 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica.

Con fecha 31 de mayo de 2013 Central Puerto, HPDA y CTM dieron cumplimiento a los términos de la Resolución SE N° 95. LPC informó a la Secretaría de Energía Eléctrica su intención de cumplir con el régimen descrito anteriormente con modificaciones en ciertos artículos. No obstante, a la fecha del presente Prospecto la ex Secretaría de Energía Eléctrica no se ha expedido sobre dichas modificaciones. Por lo tanto, el nuevo régimen de remuneración descrito no resulta aplicable a LPC, y en consecuencia, continúa en vigencia la regulación anterior.

El 23 de mayo de 2014 el Boletín Oficial publicó la Resolución SE N° 529 dictada por la entonces Secretaría de Energía Eléctrica, que estableció una actualización de los valores de los conceptos remuneratorios fijados en la Resolución N° 95 para todos los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM comprendidos en dicha resolución.

Adicionalmente, la Resolución N° 529 incorporó un nuevo esquema de remuneración de mantenimientos no recurrentes, el cual resulta efectivo en oportunidad de incurrirse en mantenimientos mayores sobre el equipo de dichas centrales térmicas, y siempre y cuando cuente con una aprobación de la Secretaría de Energía Eléctrica. En este sentido, se dispuso que, mientras dichos mantenimientos no recurrentes no se lleven a cabo y no sean aprobados por la Secretaría de Energía Eléctrica, la remuneración de mantenimientos no recurrentes será documentada como una liquidación de venta con fecha de vencimiento a definir.

Con fecha 17 de julio de 2015, la Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución SE N° 482 que: (i) reemplazó los anexos I, II, III, IV y V de la Resolución SE N° 529/14 (modificatoria de la Resolución N° 95), actualizando los valores de la remuneración contemplada en dichos anexos; (ii) modificó el cálculo de los cargos variables de transporte aplicable a los generadores hidroeléctricos y renovables; (iii) incorporó un concepto adicional denominado “Recursos para Inversiones del FONINVEMEM 2015-2018” (“Recursos FONINVEMEM 2015-2018”); (iv) incorporó un concepto remuneratorio denominado “Remuneración Directa FONINVEMEM 2015-2018” aplicable a las unidades que se instalen en el marco del FONINVEMEM 2015-2018; (v) creó un nuevo régimen de contribuciones específicas para generadores involucrados en proyectos de inversión aprobados por la ex Secretaría de Energía Eléctrica y un nuevo régimen de incentivos para la producción de energía y eficiencia operativa destinado a un determinado grupo de generadores; y (vi) modificó la forma de liquidación de la remuneración de los costos fijos y la Remuneración De Mantenimientos No Recurrentes.

La Secretaría de Energía Eléctrica modificó el esquema de remuneración de la Resolución N° 482 a través del dictado de la Resolución SEE N° 22/16.

Esquema remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13

El esquema remunerativo de la Resolución SE N° 95/13, modificado por la Resolución SEE N° 22/16, incluyó los siguientes conceptos:

(1) Remuneración de Costos Fijos

La remuneración de los costos fijos se determinó mensualmente considerando los siguientes precios (aplicables desde febrero de 2016):

Tecnología y escala	Pesos/MW-hrp(1)
Unidades de turbina de gas con potencia (P) < 50 Mw (Chica)	152,3
Unidades de turbina de gas con potencia (P) > 50 Mw (Grande)	108,8
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) < 100 Mw (Chica)	180,9
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) > 100 Mw (Grande)	129,2
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) < 150 Mw (Chica)	101,2
Unidades CC de ciclo combinado con potencia (P) > 150 Mw (Grande)	84,3
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) < 30 Mw (Renovable)	299,2
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 30 y 120 Mw (Chica)	227,5
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw (Media)	107,8
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) > 300 Mw (Grande)	59,8
Motores combustión interna	180,9
Centrales eólicas	----
Centrales solares fotovoltaicas	----
Biomasa y biogás – residuos sólidos urbanos	----

(1) MW-hrp: la capacidad disponible durante el momento del día definido de antemano por las autoridades en el programa estacional

La metodología de cálculo para definir la remuneración de los costos fijos de los agentes generadores relevantes con equipos de generación térmica convencional (turbina de gas, turbina a vapor y ciclo combinado) variaba en función de la Disponibilidad Registrada (D), Disponibilidad Objetivo de la tecnología (DO), Disponibilidad Histórica (DH) y la época del año.

La fórmula definía un porcentaje base a aplicar sobre la remuneración de costos fijos de acuerdo a los siguientes valores:

Unidades de ciclo combinado	Junio – Julio – Agosto – Enero – Febrero	– Diciembre	Marzo – Abril – Mayo – Octubre – Noviembre	– Septiembre
D > 95,00%		110,00%		100,00%
85,00% < D ≤ 95,00%		105,00%		100,00%
75,00% < D ≤ 85,00%		85,00%		85,00%
D ≤ 75,00%		70,00%		70,00%
Unidades de turbina a vapor	Junio – Julio – Agosto – Enero – Febrero	– Diciembre	Marzo – Abril – Mayo – Octubre – Noviembre	– Septiembre
D > 90,00%		110,00%		100,00%
80,00% < D ≤ 90,00%		105,00%		100,00%
70,00% < D ≤ 80,00%		85,00%		85,00%
Unidades de ciclo combinado	Junio – Julio – Agosto – Enero – Febrero	– Diciembre	Marzo – Abril – Mayo – Octubre – Noviembre	– Septiembre
D ≤ 70,00%		70,00%		70,00%
Motores de combustión interna	Junio – Julio – Agosto – Enero – Febrero	– Diciembre	Marzo – Abril – Mayo – Octubre – Noviembre	– Septiembre
D > 90,00%		110,00%		100,00%
80,00% < D ≤ 90,00%		105,00%		100,00%
70,00% < D ≤ 80,00%		85,00%		85,00%
D ≤ 70,00%		70,00%		70,00%

A dicho porcentaje base se le adicionará o restará el 50% de la diferencia porcentual entre la Disponibilidad Registrada (D) y la Disponibilidad Histórica (DH) del generador, es decir que por cada punto porcentual de variación en la D respecto a la DH del generador se modificaría en medio punto porcentual el porcentaje de remuneración de los costos fijos. Los porcentajes siempre debían estar entre los previstos para cada período (110,00% máximo y 70,00% mínimo según corresponda).

Conforme a la Resolución N° 482, el valor de la Disponibilidad Objetivo se determinaba respecto a la potencia habitualmente disponible bajo condiciones normales de temperatura.

Los valores de Disponibilidad Histórica de cada grupo eran determinados en función de la disponibilidad registrada en el período 2011-2015. Al cierre de cada año, se sumaba el resultado del mismo a la base hasta contar con cinco años. Para el caso de las unidades incorporadas a partir de febrero de 2016 se tomaba el valor mínimo de cada tecnología como valor de Disponibilidad Objetivo.

(2) Remuneración de Costos Variables

Se estableció un nuevo esquema de la remuneración de los costos variables (excluyendo costos de combustibles) que reemplaza a la remuneración de los costos variables de mantenimiento y otros costos variables no combustibles definidos en la Resolución SE No. 1/2003. Su cálculo era mensual y en función de la energía generada por tipo de combustible:

Clasificación	Operando con:			
	Gas natural	Combustibles líquidos		Carbón (C)
		Hidrocarburos FO/GO	Biocombustibles (BD)	
<i>Pesos/MWh</i>				
Unidades de turbina de gas con potencia (P) < 50 Mw (Chica)	46,3	81,1	154,3	—
Unidades de turbina de gas con potencia (P) > 50 Mw (Grande)	46,3	81,1	154,3	—
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) < 100 Mw (Chica)	46,3	81,1	154,3	139,0
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) > 100 Mw (Grande)	46,3	81,1	154,3	139,0
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) < 150 Mw (Chica)	46,3	81,1	154,3	—
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) > 150 Mw (Grande)	46,3	81,1	154,3	—
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) < 30 Mw (Renovable)		36,7		
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 30 Mw y 120 Mw (Chica)		36,7		
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw (Media)		36,7		
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) > 300 Mw (Grande)		36,7		
Motores de combustión interna	74,1	111,2	148,3	—
Centrales eólicas		112,0		
Centrales solares fotovoltaicas		126,0		
Biomasa y biogás – residuos sólidos urbanos	Ídem tecnología térmica y escala aplicables indicadas arriba			

En el caso de las centrales hidroeléctricas de bombeo se consideró, para su remuneración, tanto la energía eléctrica generada como la consumida para el bombeo.

(3) Remuneración Adicional

Parte de la remuneración era liquidada a los agentes generadores relevantes en forma directa, y otra parte se destinaba a un fideicomiso para reinvertirlo en nuevos proyectos de infraestructura en el sector eléctrico definidos por la SE.

Su cálculo era mensual en función de la energía total generada.

Tecnología y escala	Con destino a:	
	Agente relevante Pesos/MWh	generador Fideicomiso Pesos/MWh
Unidades de turbina de gas con potencia (P) < 50 Mw (Chica)		13,7
Unidades de turbina de gas con potencia (P) > 50 Mw (Grande)		11,7
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) < 100 Mw (Chica)		13,7
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) > 100 Mw (Grande)		11,7
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) < 150 Mw (Chica)		13,7
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) > 150 Mw (Grande)		11,7
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) = 50 Mw (Renovable)		84,2
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 50 Mw y = 120 Mw (Chica)		84,2

Tecnología y escala	Con destino a:	
	Agente relevante	Fideicomiso
	Pesos/MWh	Pesos/MWh
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw (Media)	59,4	39,6
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) > 300 Mw (Grande)	54,0	36,0
Motores de combustión interna	13,7	5,9
Centrales eólicas	—	—
Centrales solares fotovoltaicas	—	—
Biomasa y biogás – residuos sólidos urbanos	—	—

La remuneración detallada constituía la remuneración total a recibir por los agentes generadores relevantes, descontándose la energía eléctrica y la potencia comprometidas en el MAT o en otros acuerdos para los mismos conceptos, valorizadas al precio de mercado correspondiente, con excepción de los contratos específicos antes referidos, así como también la deducción de cualquier otro cargo o servicio que deba estar a cargo de los mencionados agentes.

A los efectos indicados en el párrafo anterior, los agentes generadores relevantes deben presentar, para cada mes de transacción, una declaración jurada acompañada por documentación de respaldo debidamente certificada por auditor externo, en donde declaren la facturación emitida por sus compromisos en el MAT, la cual será contrastada con las deducciones realizadas en las transacciones económicas realizadas por CAMMESA. En caso de que, de dicho contraste, resultaran inconsistentes los volúmenes monetarios facturados por algún agente generador relevante, y esta diferencia resultase a favor del mismo, CAMMESA debía facturar a dicho agente tal diferencia.

(4) Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes

A los conceptos remuneratorios antes indicados, la Resolución SE N° 529 incorpora un nuevo concepto de “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes” para los agentes generadores relevantes con aplicación a partir de las transacciones económicas del mes de febrero de 2014 y calculada mensualmente en función de la energía total generada. Tal remuneración será instrumentada a través de liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir y será pagada a un fondo administrado por CAMMESA y tenían como destino exclusivo el financiamiento de los mantenimientos mayores sujetos a la aprobación de la Secretaría de Energía.

Tecnología y escala	Remuneración de mantenimientos (Pesos/MWh)
Unidades de turbina de gas con potencia (P) < 50 Mw	45,1
Unidades de turbina de gas con potencia (P) > 50 Mw	45,1
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) = 100 Mw	45,1
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) > 100 Mw	45,1
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) = 150 Mw	39,5
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) > 150 Mw	39,5
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) = 50 Mw (Renovable)	16,0
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 50 Mw y 120 Mw (Chica)	16,0
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw (Chica)	16,0
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) > 300 Mw (Grande)	10,0
Motores de combustión interna	45,1
Centrales eólicas	—
Centrales solares fotovoltaicas	—
Biomasa y biogás – residuos sólidos urbanos	—

Conforme a lo dispuesto en la Resolución N° 482 y la Resolución N° 22, la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes se calculaba tomando en cuenta (i) la energía acumulada que se generó el año anterior y (ii) la cantidad de veces que se arrancan las unidades aplicables, por pedido de CAMMESA.

(5) Incentivo a la “Producción” y a la “Eficiencia Operativa”

El régimen de incentivo consistía en un aumento de la remuneración por costos variables a partir del cumplimiento de determinadas condiciones.

El incentivo por “Producción” consistía en un aumento del 15% ó 10% de la remuneración de costos variables de las unidades térmicas que funcionan a combustible líquido o carbón, respectivamente, a partir de que su producción acumulada en el año calendario superaba el 25% ó 50% de su capacidad de producción, respectivamente, con combustible líquido o carbón, según corresponda.

El incentivo por “Eficiencia Operativa” consistía en el reconocimiento de remuneración adicional equivalente a la remuneración de costo variable por la diferencia porcentual entre el consumo real y el consumo de referencia fijado para cada tipo de tecnología y combustible. La comparación se realizaba trimestralmente. En caso de mayores consumos no se afecta la remuneración base por costos variables.

Los valores de referencia de consumo específico son:

<u>Tecnología</u>	<u>Gas natural Kcal/kWh</u>	<u>Combustibles alternativos (FO/GO/C) Kcal/kWh</u>
Turbina de gas	2.400	2.600
Turbina a vapor	2.600	2.600
Motores de combustión interna	2.150	2.300
Ciclos combinados (GT > 180 MW).....	1.680	1.820
Otros ciclos combinados	1.880	2.000

(6) Recursos FONINVEMEM 2015-2018

Conforme a lo establecido en el “Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2015-2018” (el “Acuerdo Generadores 2015-2018”), la Resolución N° 482 incluyó la incorporación de un aporte específico denominado “Recursos para las Inversiones del FONINVEMEM 2015-2018” destinado a la ejecución de las obras contempladas bajo dicho marco. Los Recursos FONINVEMEM 2015-2018 serán de aplicación a aquellos generadores con proyectos aprobados por la SE y serán asignados automáticamente y retroactivamente por CMMESA a partir de la celebración de los contratos de suministro y construcción correspondientes. Conforme a la Resolución SE 482, los Recursos FONINVEMEM 2015-2018 no crean derechos adquiridos a favor del generador y, en caso de incumplimiento a los contratos de suministro y/o construcción, podrán ser reasignados por la SE sin que ello implique un derecho a reclamo de ninguna índole y por ningún concepto.

Los valores de los Recursos FONINVEMEM 2015-2018 son:

<u>Tecnología y escala</u>	<u>Recursos para inversiones 2015-2018</u> (Pesos/MWh)
Unidades de turbina a gas con potencia (P) = 50 Mw (Chica)	15,8
Unidades de turbina a gas con potencia (P) > 50 Mw (Grande)	15,8
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) = 100 Mw (Chica)	15,8
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) > 100 Mw (Grande)	15,8
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) = 150 Mw (Chica)	15,8
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) > 150 Mw (Grande)	15,8
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) = 50 Mw (Renovable)	6,3
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 50 MW y 120 Mw (Chica)	6,3
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw (Media)	6,3
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) > 300 Mw (Grande)	6,3
Motores de combustión interna	15,8
Centrales eólicas	—
Centrales solares fotovoltaicas	—
Biomasa y biogás – residuos sólidos urbanos	—

(7) Remuneración Directa FONINVEMEM 2015-2018

Consistía en el reconocimiento de una remuneración adicional a las unidades que se instalen en el marco del FONINVEMEM 2015-2018 equivalente al 50% de la remuneración adicional generadores directa. El plazo de reconocimiento de tal remuneración comenzará a partir del lanzamiento comercial de la unidad y por un plazo no mayor a diez años desde esa fecha.

Resolución N° 281-E/17: El Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en Argentina

El 22 de agosto de 2017, el Ministerio de Energía y Minería publicó la Resolución N° 281-E/17 (“Resolución N° 281”) para el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (CAE privados entre generadores y Grandes Usuarios, autogeneradores, cogeneradores y comercializadores).

El objeto de la Resolución N° 281 es fomentar e incentivar una participación dinámica en el mercado a término y fomentar el aumento de los contratos privados entre los agentes y participantes del MEM. Su objeto es proporcionar una alternativa viable para la compra de energía a las licitaciones de CAMMESA.

La Resolución N° 281 permite a los Grandes Usuarios cumplir con sus cuotas de consumo en energía eléctrica de fuente renovable a través de (i) el sistema de compra conjunta (es decir, a través de CAMMESA), (ii) la suscripción de los CAE privados, o (iii) el desarrollo de un proyecto de autogeneración o un proyecto de cogeneración.

Como principio general, los CAE suscriptos en el mercado a término (fuera del sistema de compra conjunta) podrán negociarse libremente entre las partes con respecto al plazo, las prioridades, los precios y otras condiciones contractuales.

El Artículo 7 de la Resolución N° 281 establece que mientras esté operativa la restricción del transporte, las siguientes centrales de generación de energía eléctrica tendrán (i) la misma prioridad de despacho entre sí y (ii) primera prioridad de despacho en relación con proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable que operen en el mercado a término sin prioridad de despacho asignada:

1. centrales hidroeléctricas de pasada y centrales que generen a partir de fuentes de energía renovable que hubieren entrado en operación comercial con anterioridad al 1° de enero de 2017;
2. centrales que suministren su energía en el marco de los PPA celebrados en los términos establecidos en las Resoluciones N° 712/2009 o N° 108/2011 que ingresen en operación comercial con posterioridad al 1° de enero de 2017;
3. centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable que suministren su energía en virtud de PPA celebrados con CAMMESA en virtud del Programa RenovAr (por ejemplo, el Proyecto La Castellana y el Proyecto Achiras);
4. centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable que suministren su energía en virtud de la Resolución MINEM N° 202/2016; y
5. centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable (por ejemplo, en el marco de PPA en el ámbito privado) que hubieren obtenido la asignación de prioridad de despacho de conformidad con el régimen instaurado por la Resolución N.º 281.

Sólo por la expansión de los proyectos antedichos es preciso presentar una solicitud de prioridad de despacho ante CAMMESA que entonces evaluará las presentaciones a intervalos trimestrales y confeccionará un listado de prioridades de despacho otorgadas en puntos de interconexión o corredores de transmisión con restricciones sobre la capacidad de transmisión.

Evolución de la Oferta y la Demanda en la Estructura del Sector Energético Argentino

Características estructurales del Sector Energético

La evolución de la demanda y consumo energético en la Argentina está correlacionada positivamente con la evolución del PBI, implicando que a mayor crecimiento económico la demanda energética también crece. El crecimiento histórico del consumo energético fue del 3,05% anual en los últimos 57 años, con una media del 3,65% anual desde el 2002, a pesar de que en el período entre 2002 y 2016 el crecimiento económico se elevó a una media del 4,08% anual.

El crecimiento del consumo energético en la última década es similar al promedio histórico dado que no fue impulsado por un gran crecimiento del consumo del sector industrial, sino preponderantemente de los sectores residencial y comercial como se advierte en los parámetros del consumo gasífero, de naftas y especialmente eléctrico.

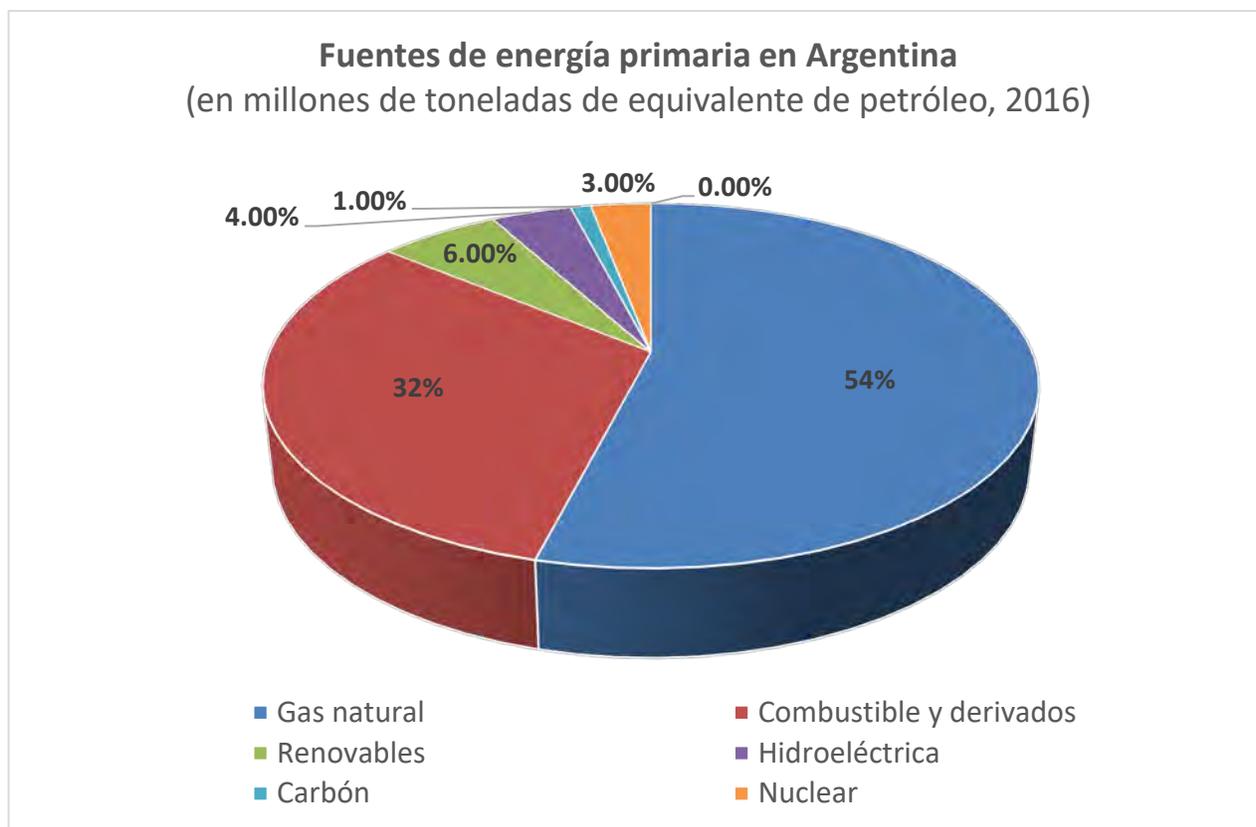
La elasticidad del consumo energético en relación al PBI en las últimas dos décadas es menor a anteriores, con lo cual las restricciones a la demanda energética o la necesidad de realizar importaciones energéticas si la oferta doméstica fuera insuficiente podrían incrementarse si el desarrollo industrial se ampliara en el futuro.

Las restricciones de abastecimiento de ciertos productos energéticos como el gas natural en el último ciclo de elevado crecimiento económico y relativamente moderado crecimiento de demanda energética en términos amplios, se deben principalmente a problemas relevantes en la oferta de estos productos energéticos, y a un crecimiento relevante de la demanda del segmento residencial y comercial en un contexto de recuperación industrial modesta pero con escasas nuevas expansiones de mayor capacidad productivas en grandes consumidores energéticos.

La estructura del consumo energético en Argentina es fuertemente dependiente de los hidrocarburos, en casi un 65%, aproximadamente. Este porcentaje se ha moderado en los últimos tres a cuatro años por la obligación de incorporar biodiesel y bioetanol en cortes crecientes al gas oil y naftas.

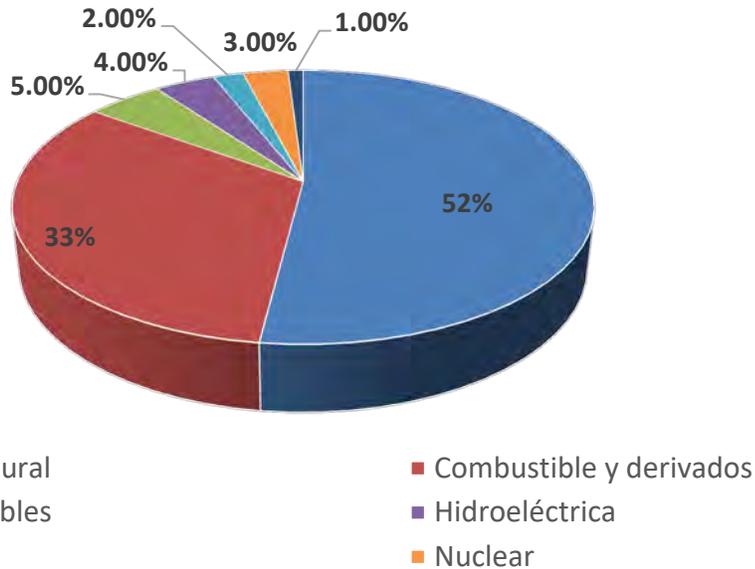
Las grandes cantidades importadas de gas natural, gas natural licuado (GNL) y gas oil son para satisfacer la demanda. Sin embargo, la demanda de gas natural se encuentra usualmente insatisfecha en invierno en el segmento industrial y el segmento de generación termoeléctrica. Bajo ciertas circunstancias, el gobierno argentino ha impuesto restricciones al consumo debido a la falta de suministro de gas suficiente para abastecer a otros segmentos que no poseen la capacidad de reemplazar al gas natural con otros combustibles (propano, butano y fuel, entre otros).

Si bien la estructura actual de consumo energético en Argentina presenta una importante dependencia de hidrocarburos, estamos ante una oportunidad histórica de modernización y diversificación de la matriz energética argentina, mediante la penetración de la nueva capacidad de generación a partir de energías renovables, necesaria para cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Ley 27.191 del año 2015.



Fuente: Ministerio de Energía y Minería

Fuentes de energía primaria en Argentina (en millones de TOE, 2015)



Fuente: Ministerio de Energía y Minería

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

- Estructura atípicamente sesgada hacia petróleo y gas, que es característica de los países con grandes reservas de hidrocarburos como aquellos ubicados en Medio Oriente, Rusia, países petroleros de África y Venezuela.
- el 51,10% del consumo de energía es dependiente del gas natural a pesar de las importantes restricciones impuestas a los generadores de energía eléctrica, con una penetración de consumo gasífero en el mercado de energía, superior a la mayoría de los países de grandes producciones excedentes de gas natural.
- Estancamiento en la oferta energética local, ya que las inversiones de los últimos años en el sector de petróleo y gas han sido insuficientes para incrementar efectivamente la oferta interna productiva que se vuelque a satisfacer una demanda casi siempre creciente.
- La demanda potenciada por los anormales precios bajos del gas y la energía eléctrica en los sectores residencial y comercial durante el período 2012-2016 generó que las tasas de crecimiento del consumo energético residencial sean mayores a las usuales.

Estructura de la Oferta Eléctrica en la Argentina

Según informó CAMMESA, la capacidad instalada nominal en Argentina era de 36.311 MW al 30 de septiembre de 2017. No obstante, la capacidad disponible de generación operativa de energía eléctrica pudo estimarse en un momento en torno a 30.307 MW como promedio de 2017. La disponibilidad estimada por CAMMESA para unidades de generación térmica asciende a cerca del 78% debido a la insuficiencia de abastecimiento de combustibles, dificultades en alcanzar la eficiencia nominal y la falta de disponibilidad de varias unidades generadoras que se encuentran en mantenimiento. Asimismo, la oferta de generación depende fuertemente del uso de combustible líquido que disminuye la disponibilidad de capacidad y asimismo existen ciertas restricciones de transmisión.

En las últimas décadas, los gobiernos argentinos (incluyendo administraciones de diferentes orientaciones ideológicas) han optado por favorecer la incorporación de unidades de generación termoeléctrica. Uno de los principales motivos es que estas unidades requieren menor monto de inversión y menor plazo de incorporación. La necesidad de más hidrocarburos para estas nuevas centrales no

se entiende como una desventaja, dado que los combustibles requeridos siempre han sido producidos en Argentina y la producción siempre ha sido previsible y creciente. No obstante, la incorporación de generación termoeléctrica constante ha aumentado la demanda de combustibles fósiles de producción local, en particular en base a gas natural, lo cual ha llevado a la existencia de escasez y a la imposición de ciertas restricciones en la provisión a generadores térmicos de combustibles producidos localmente.

Durante los años 90, los inversores privados han concentrado también sus inversiones en la generación termoeléctrica, casi sin excepciones. La crisis económica de 2002 aceleró aún más esta tendencia a invertir en centrales termoeléctricas dado su menor costo de puesta en operación. Tras la crisis del año 2002, las inversiones en el sector eléctrico continuaron preponderantemente con intervención del Estado, expandiendo la potencia instalada en base a la generación termoeléctrica, aunque sin satisfacer la creciente demanda. Las restricciones financieras del Estado argentino en las últimas décadas, el alto monto de inversiones necesarias y los largos plazos de cumplimiento para el desarrollo de proyectos han impactado negativamente en la decisión del gobierno argentino de invertir e incorporar centrales hidroeléctricas y nucleares. Asimismo, las recurrentes crisis fiscales del pasado obligaron a demoras y/o cancelaciones de estos grandes proyectos por parte del gobierno argentino, que hubieran aumentado y diversificado la capacidad de generación de Argentina.

Capacidad Nominal de Generación de Energía Eléctrica

La capacidad nominal de generación de energía se encuentra dominada por la generación de energía termoeléctrica. Una cantidad no menor de unidades generadoras de energía termoeléctrica exhibe una elevada indisponibilidad, en especial durante el período invernal, por las restricciones al suministro de combustible.

Durante el invierno de 2016, la capacidad de generación local del día del pico de consumo alcanzó los 24.553 MW más 1.426 MW de reserva rotante y 1.179 MW de potencia extranjera. En el verano de 2017, el pico máximo de consumo se dio el 24 de febrero con 25.628 MW. En dicha fecha, la capacidad de generación disponible en Argentina era de 24.559 MW más una reducida reserva rotante (que consiste en una reserva de máquinas rotativas que pueden despachar 1614 MW, de ser necesario), por lo que CAMMESA tuvo que realizar importaciones de energía adicionales por 925 MW.

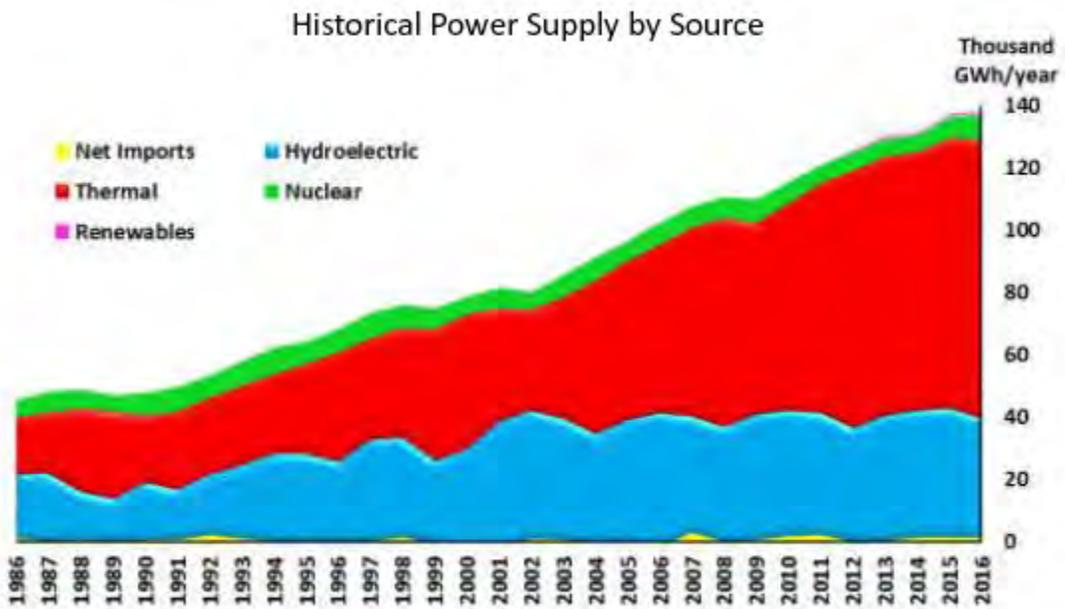
En Argentina existen tres centros de oferta de generación de energía eléctrica principales:

- Buenos Aires-GBA-Litoral
- Comahue
- NEA

En el pasado, la oferta y demanda de energía eléctrica estaban vinculadas a Buenos Aires por medio de un sistema radial. Sin embargo, este sistema presenta riesgos de inestabilidad en diversas regiones que han experimentado un crecimiento de demanda con generación local insuficiente (por ejemplo, Cuyo, NOA en Salta, Centro y GBA). Por ese motivo, el gobierno argentino sustituyó dicho sistema por uno periférico. El gobierno ha realizado cuantiosas inversiones para ampliar en forma sustancial el sistema de transmisión eléctrico de 500 kV, entre las que se cuentan el tendido periférico de líneas de alta tensión de 550 kV (que posiblemente no tengan un impacto económico inmediato, pero que sí tendrán efectos positivos en el sistema en el largo plazo) en las siguientes regiones:

- NOA-NEA
- Comahue-Cuyo
- Sur de la Patagonia

El siguiente gráfico muestra la evolución de generación de energía eléctrica según tipo de fuente:

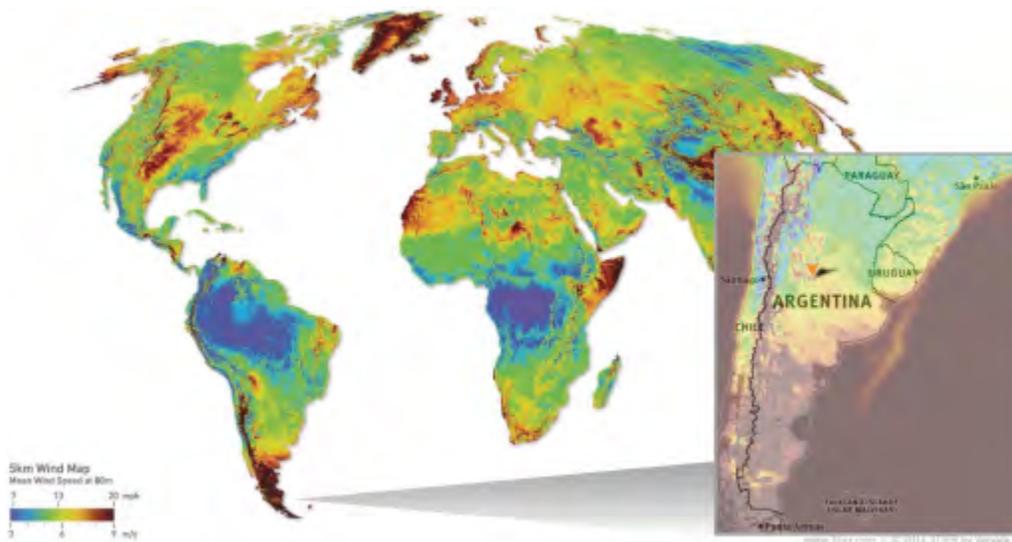


Fuente: Daniel G. Gerold (G&G Energy Consultants)

Generación de Energía Renovable en Argentina

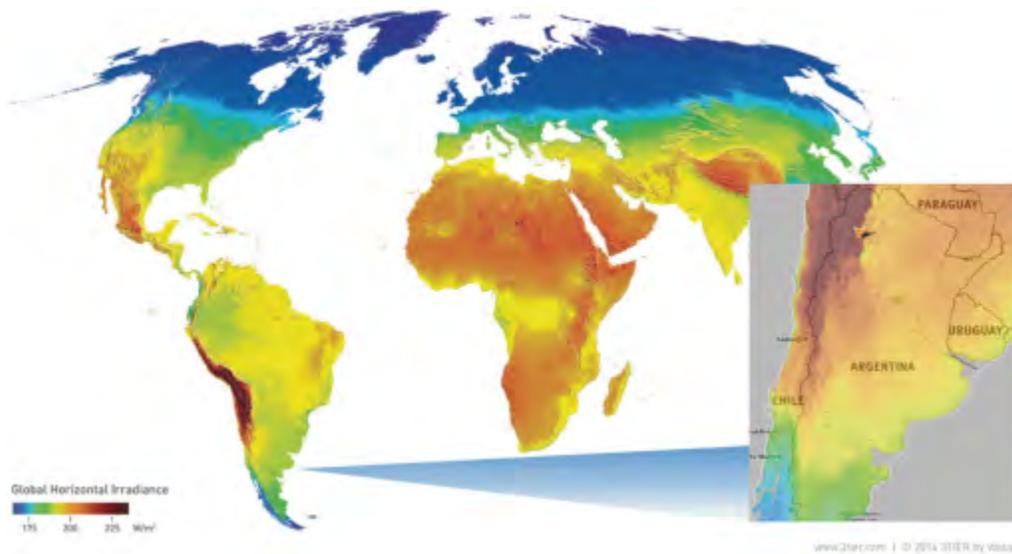
Ciertas regiones de Argentina se benefician de los niveles de viento o luz solar que proporcionan una gran potencia para la generación de energía renovable. Los mapas a continuación muestran la velocidad media del viento a 80 metros de elevación y la irradiancia horizontal global promedio en Argentina, respectivamente.

Velocidad Promedio del Viento



Fuente: Vaisala - 3Tier

Irradiación solar horizontal global media (GHI)

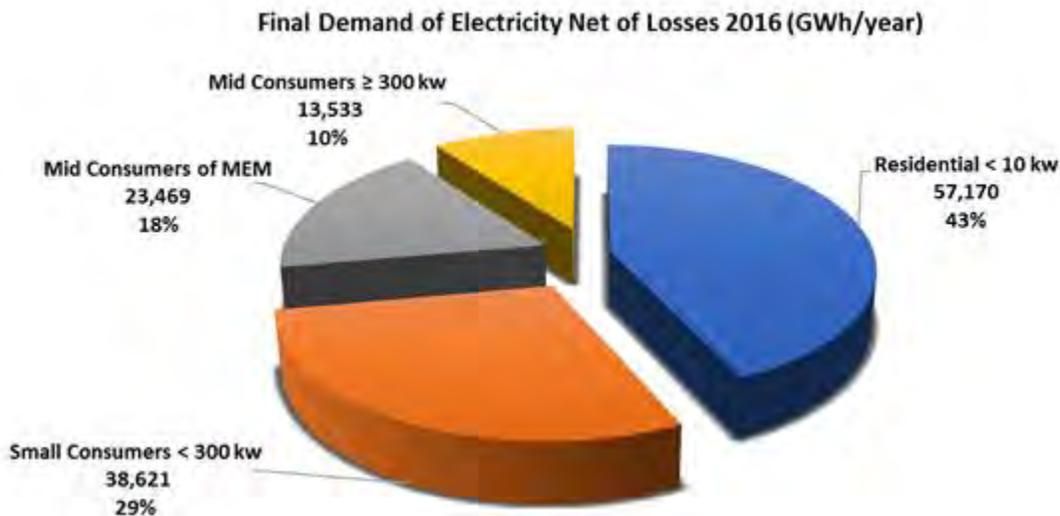


Fuente: Vaisala - 3Tier

Estructura de la demanda de energía eléctrica en Argentina

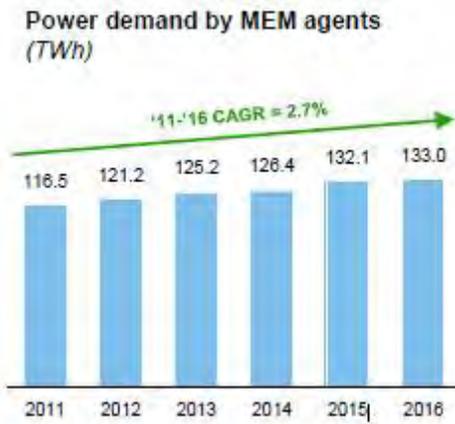
La demanda de energía eléctrica depende, en gran medida, de las condiciones políticas y económicas oportunamente en vigencia en Argentina, además de factores estacionales. En general, la demanda de energía eléctrica varía en función del rendimiento de la economía argentina ya que las empresas y las personas tienden a consumir más energía y se encuentran en mejores condiciones para pagar sus correspondientes facturas durante períodos de estabilidad o crecimiento económico. Como resultado de ello, la demanda de energía se ve afectada por las medidas que tome el gobierno argentino en materia económica, incluidas aquellas sobre inflación, tasas de interés, controles de precios, controles del tipo de cambio, impuestos y tarifas energéticas.

El siguiente gráfico muestra la demanda de energía eléctrica en el año 2016 según el tipo de consumidor:



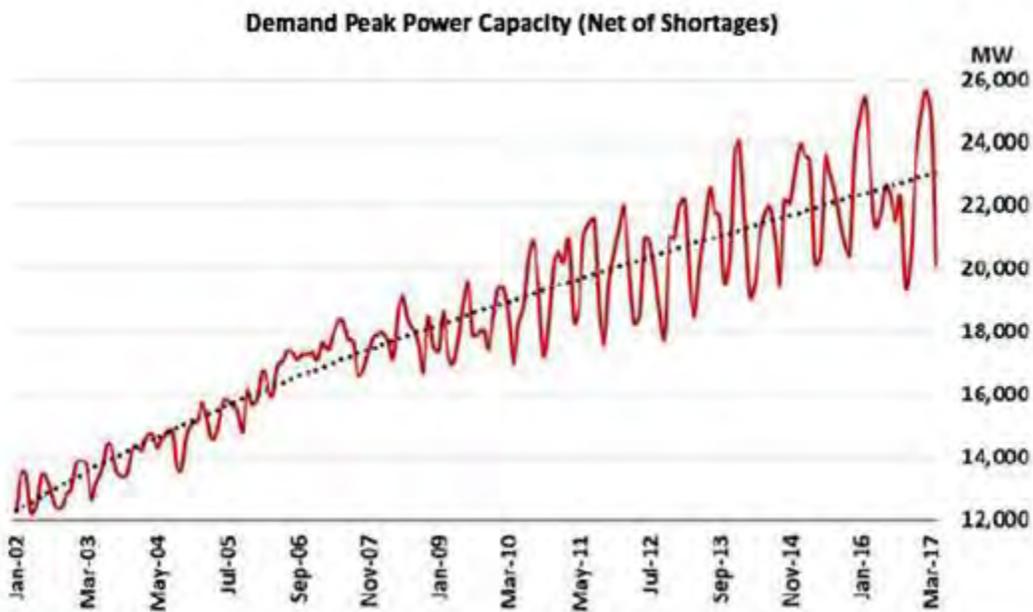
Fuente: Daniel G. Gerold (G&G Energy Consultants)

El siguiente gráfico muestra la evolución de la demanda de energía eléctrica durante los últimos años:



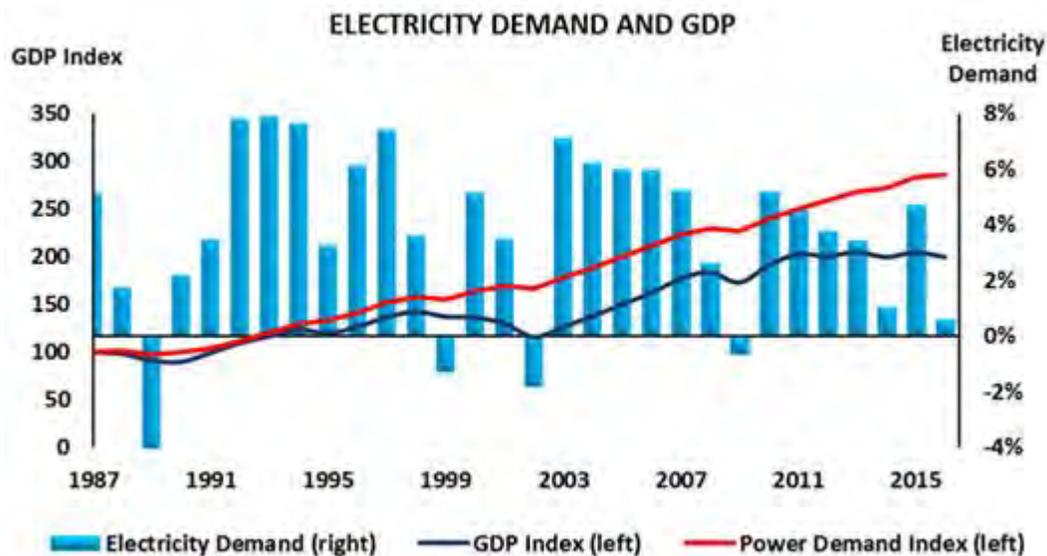
Fuente: CAMMESA

El siguiente gráfico ilustra la demanda de energía desde enero de 2002 hasta marzo de 2017:



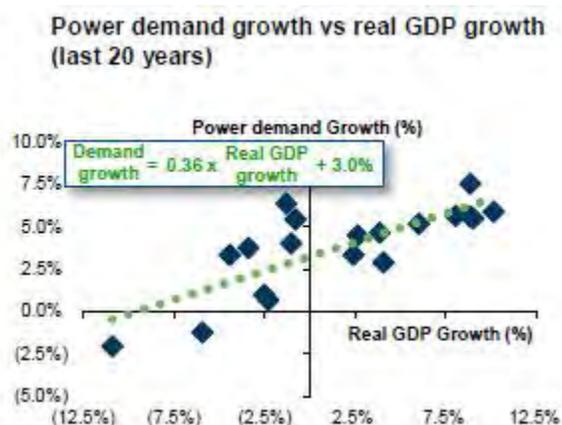
Fuente: Daniel G. Gerold (G&G Energy Consultants)

La correlación entre la evolución del PBI y la demanda de energía eléctrica muestra una dispersión importante, aunque puede concluirse que, ante una fuerte reducción del PBI, esta demanda cae relativamente poco. Asimismo, vale destacar que, en un contexto de bajo crecimiento económico, la demanda de energía eléctrica crece a tasas mayores que el PBI, conforme de demuestra a continuación:



Fuente: Daniel G. Gerold (G&G Energy Consultants)

El cuadro a continuación muestra la relación entre la demanda de energía y el crecimiento del PBI real durante las últimas dos décadas:



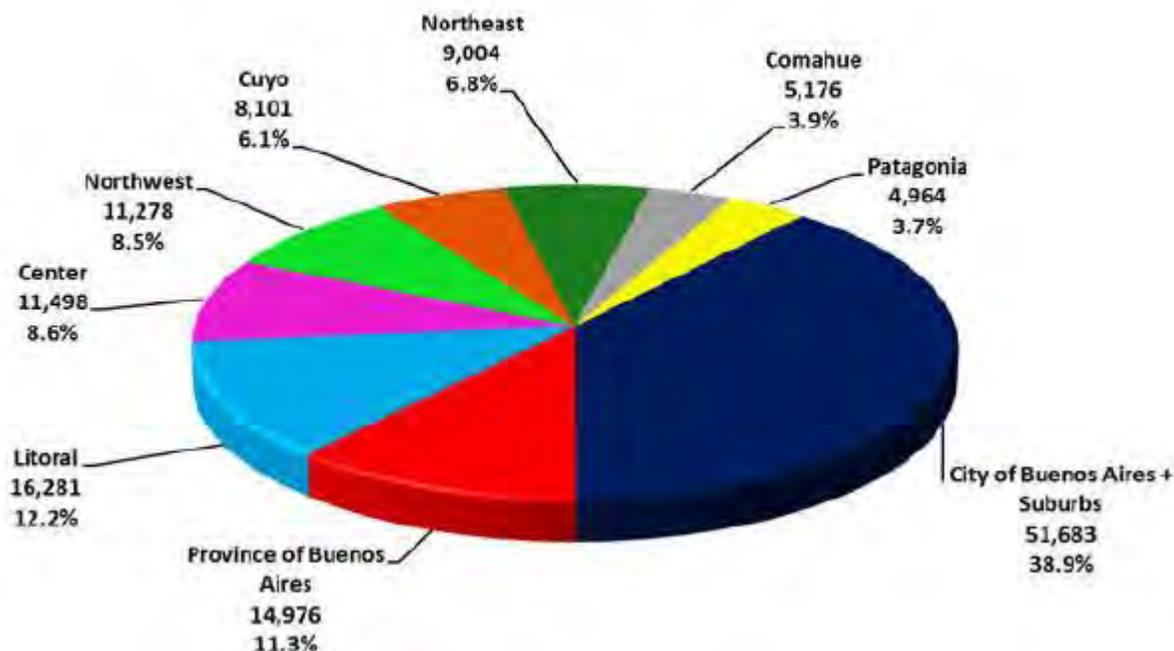
Fuente: CAMMESA, FMI

CAMMESA divide a la Argentina en regiones que presentan características similares desde el punto de vista de la demanda, de las características socioeconómicas y de la integración de cada subsistema eléctrico. Estas regiones son: (i) la Ciudad de Buenos Aires y el conurbano, (ii) la Provincia de Buenos Aires, (iii) Santa Fe y el noroeste de Buenos Aires, (iv) el centro, (v) el noroeste, (vi) la región de Cuyo, (vii) el noreste, (viii) el Comahue y (ix) la Patagonia.

La demanda se concentra mayormente en el área de la Ciudad de Buenos Aires, la Provincia de Buenos Aires, Santa Fe y el noroeste de Buenos Aires, que reúnen cerca del 62% de la demanda. Si bien las tasas de crecimiento en otras regiones como el noroeste, el Comahue y la Patagonia son superiores a las del resto, no se verifican cambios significativos en la concentración de la estructura de demanda en el periodo bajo análisis.

El cuadro siguiente muestra la demanda de electricidad por región para 2016:

Demand of Electricity by Region Net of Losses 2016 (GWh/year)



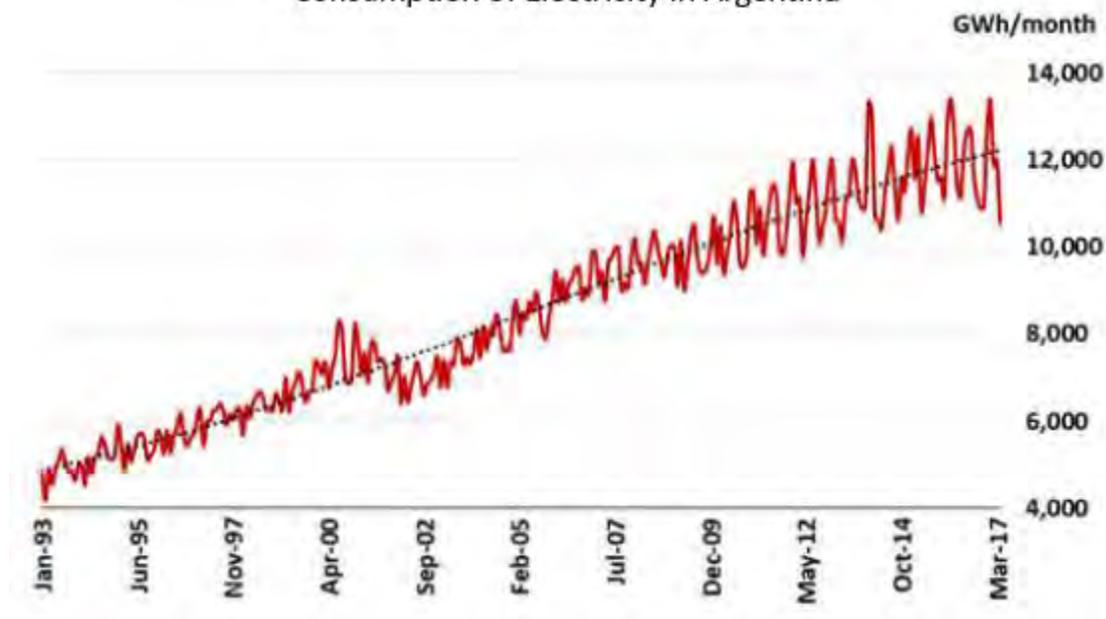
Fuente: Daniel G. Gerold (G&G Energy Consultants)

La estacionalidad también tiene un impacto significativo en la demanda de energía eléctrica, con picos de consumo durante el verano y el invierno. El impacto de los cambios estacionales se observa principalmente entre los clientes residenciales y los pequeños clientes comerciales. Los cambios estacionales en la demanda responden al impacto de varios factores climáticos, como el clima y la cantidad de luz diurna, al uso de luminaria y sistemas de calefacción y aires acondicionados.

El impacto de la estacionalidad en la demanda industrial de energía eléctrica es menos pronunciado que en los sectores residencial y comercial por varios motivos. En primer lugar, los diferentes tipos de actividad industrial tienen, por su propia naturaleza, diferentes picos máximos estacionales, de tal modo que el efecto que pueden tener los factores climáticos es más variado. En segundo lugar, los niveles de actividad industrial tienden a verse más afectados por la economía, registrando distintos niveles de intensidad según el sector industrial.

La demanda de energía durante las horas de cada mes registró un crecimiento en 2006, lo que refleja el fuerte incremento de la actividad industrial y del consumo masivo en la economía. Dicha demanda decayó debido a las restricciones al consumo eléctrico industrial durante el invierno de 2007 y a la crisis internacional de fines de 2008 y principios de 2009. Sin embargo, dicho descenso en el consumo se revirtió a partir de mediados de 2011 debido al crecimiento de la demanda, tal cual lo demuestra el promedio móvil de doce meses en el gráfico a continuación.

Consumption of Electricity in Argentina



Fuente: Daniel G. Gerold (G&G Energy Consultants)

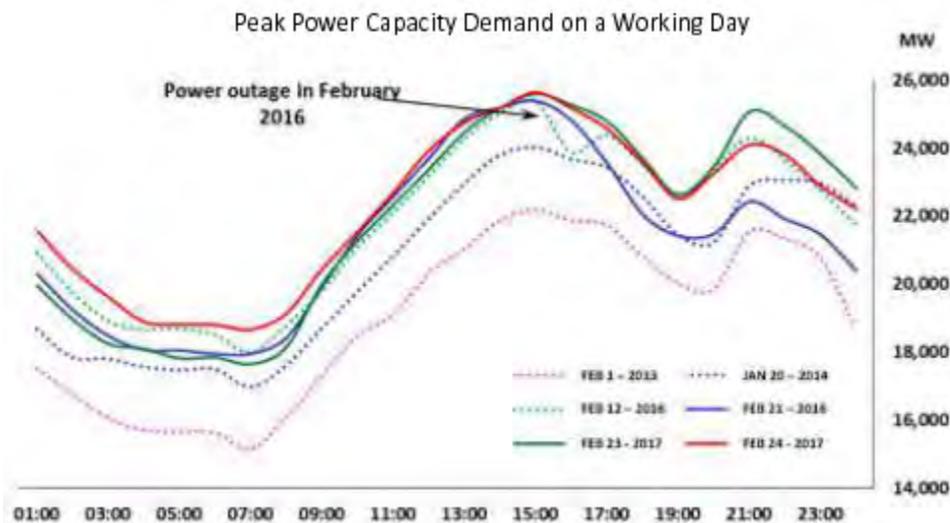
Un análisis anual directo —a diferencia del promedio móvil de doce meses, que es útil para apreciar los cambios de tendencia inercial (la tendencia inercial es la tendencia subyacente que comprende algunos meses y, por lo tanto, permite una mayor detección de variaciones de estabilidad, aunque en forma más lenta)— muestra tasas de crecimiento de la demanda de energía durante 2010 y principios de 2011, con una abrupta desaceleración (incluidos valores negativos) en 2012, y, tras el invierno de 2012, un incremento de la demanda de energía en 2013. En diciembre de 2013 y enero de 2014 se registró un crecimiento exponencial de la demanda de usuarios residenciales y comerciales ante la ola de calor que afectó a la zona central de Argentina en esos meses. En diciembre de 2014, la tendencia creciente se revirtió con una fuerte caída de la demanda al normalizarse las temperaturas.

La demanda de energía eléctrica del sector residencial retomó su tendencia de alto crecimiento en 2015. Tras morigerarse, la demanda bruta agregada creció 0,9% en 2014. En 2015, la demanda bruta se incrementó un 4,5% pese a los moderados aumentos tarifarios que afectaron a una pequeña parte de los consumidores. Durante 2016, la demanda bruta creció 0,7% respecto del mismo período en el año anterior, a pesar de una caída del 2,3% en el PBI.

Además del crecimiento de la demanda de energía, que ejerce presión sobre el suministro de combustibles para el parque termoeléctrico, la demanda incide, asimismo, sobre el parque de generación disponible para atender la demanda máxima de potencia durante las horas de la noche en invierno o durante las horas de la tarde en verano.

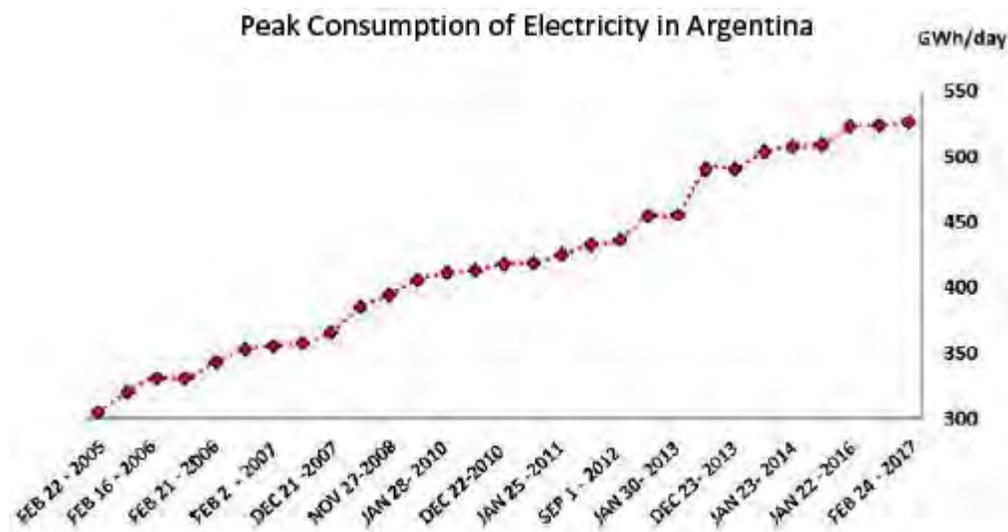
A fin de minimizar los riesgos de cortes intempestivos de suministro en los segmentos residencial y comercial en 2013, hubo cortes programados en diciembre de ese año y en enero de 2014, tal como había sucedido en el invierno de 2010 y 2011 —sin llegar a los niveles extraordinarios del invierno de 2007— que no fueron necesarios en 2012. Ni durante el verano ni durante el invierno de 2015 fue necesario aplicar restricciones a los consumidores industriales para satisfacer la demanda residencial de energía eléctrica, aunque sí se produjeron cortes forzados por los grandes problemas que afectan la distribución eléctrica. A pesar de esto, durante febrero de 2016, ciertas restricciones al consumo de electricidad por aproximadamente 1.000 MW fueron aplicadas por CMMESA y el Ministerio de Minas y Energía, por las temperaturas más altas del promedio registradas en febrero de 2016.

Durante enero y febrero de 2016 se verificaron sucesivos máximos de consumo de energía eléctrica para un día hábil, tras dos años sin que se lograra superar el récord previo del 23 de enero de 2014. El punto máximo de consumo de 25,380 MW se alcanzó el 12 de febrero de 2016, con restricciones a la demanda de las distribuidoras de la ciudad de Buenos Aires, del Gran Buenos Aires y de la ciudad de La Plata. El 24 de febrero de 2017 se alcanzó un nuevo pico de consumo de 25.628 MW.



Fuente: Daniel G. Gerold (G&G Energy Consultants)

Además de la demanda puntual durante las horas de la tarde del verano de 2015, se superaron récords de consumo de energía a lo largo del día. El consumo récord de aproximadamente 525 GWh/día del 12 de febrero de 2016 se alcanzó con las citadas restricciones a la demanda, que no tuvieron una incidencia significativa sobre la demanda máxima teórica.



Fuente: Daniel G. Gerold (G&G Energy Consultants)

Récords de consume eléctrico

	Récords anteriores		Nuevos récords		Variación (%)	Variación (MW)
	Potencia máxima (MW)					
Sábado.....	25 feb 2017	22.390	30 dic 2017	22.543	0,7	153
Domingo.....	27 dic 2015	21.973	28 feb 2017	22.346	1,7	373
Día hábil.....	12 feb 2016	25.380	24 feb 2017	25.628	1,0	248
	Energía (GWh)				Variación (%)	Variación (GWh)
Sábado.....	18 jan 2014	477,9	30 dic 2017	478,4	0,1	0,5
Domingo.....	27 dic 2015	432,9	26 feb 2017	437,6	1,1	4,7

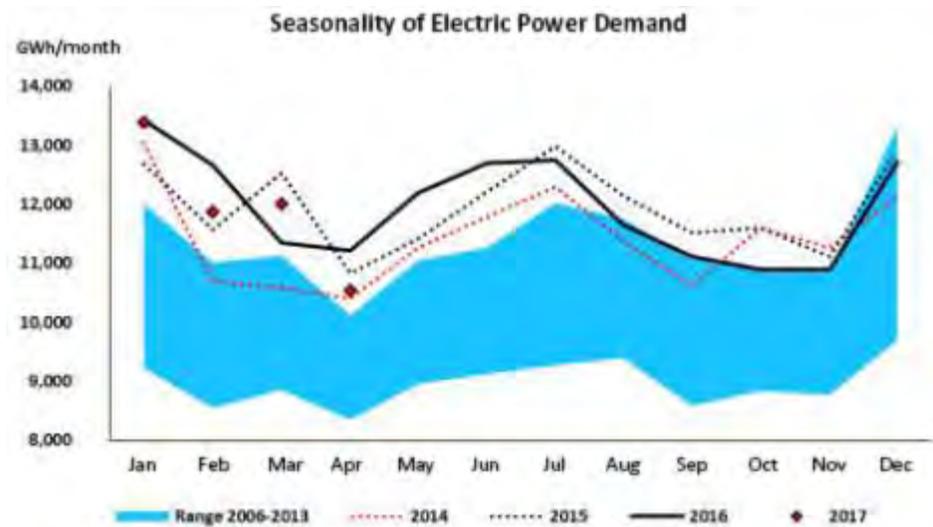
Récords de consume eléctrico

Día hábil	Récords anteriores		Nuevos récords		Variación (%)	Variación (MW)
	Potencia máxima (MW)					
	16 feb 2016	523,9	24 feb 2017	526,3	0,5	2,4

Fuente: Daniel G. Gerold (G&G Energy Consultants)

El atendimento de la demanda de potencia máxima del 12 de febrero de 2016 requirió importaciones puntuales considerables de energía desde Brasil, Uruguay y Chile, que totalizaron alrededor de 1.884 MW durante las horas de demanda máxima, con un suministro máximo de energía hidroeléctrica de 8.855 MW, de energía nuclear de 1.031 MW, de energías renovables de 126 MW y de energía térmica limitado a 13.484 MW debido a la elevada indisponibilidad de varias unidades.

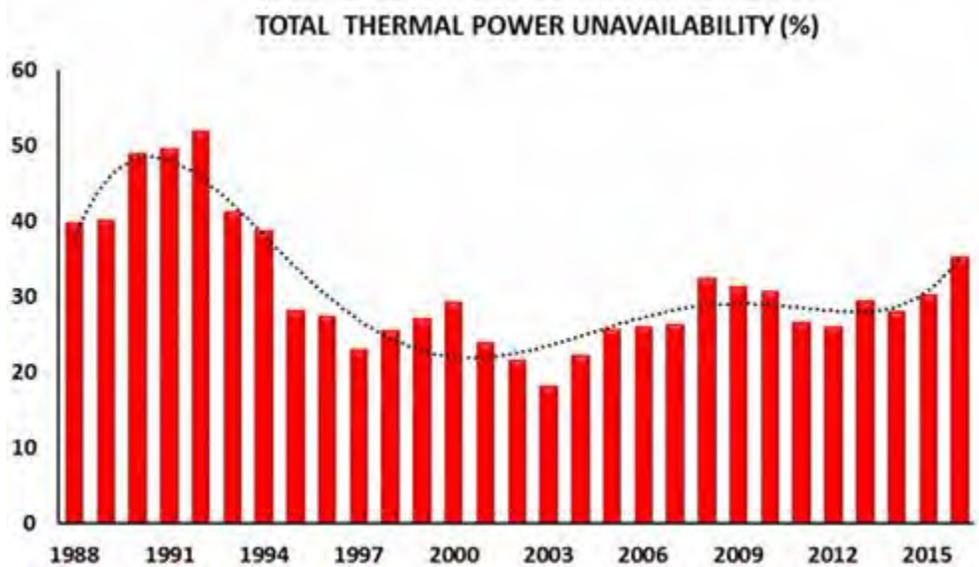
Al igual que con el gas natural, la fuerte estacionalidad de la demanda eléctrica en Argentina —tanto de energía como de potencia— influye en las necesidades de inversión, que se dimensionan a efectos de atender los picos máximos de demanda invernal, lo que genera excedentes importantes en otras épocas del año que inciden sobre los menores costos y la competencia en dichos períodos. La demanda máxima de energía eléctrica se produce en horas de la noche durante el verano. En invierno, el pico de demanda se produce como resultado del uso intensivo de calentadores eléctricos, que gozan de la preferencia de los consumidores debido a su costo diferencial y a su simplicidad cuando se los compara con los calentadores alimentados a gas natural.



Fuente: Daniel G. Gerold (G&G Energy Consultants)

No obstante los datos oficiales sobre capacidad instalada nominal para la generación eléctrica que se ha 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, existe una capacidad efectiva de generación para atender la demanda. La capacidad efectiva disponible (que es la capacidad efectivamente disponible) es significativamente menor a la capacidad instalada nominal.

Pese a todos los esfuerzos realizados, parece poco probable que la totalidad de la capacidad nominal se encuentre disponible en cualquier momento dado. Por el contrario, el sector de generación de energía eléctrica anticipa y tiene en cuenta un porcentaje de indisponibilidad que puede oscilar entre el 25% y el 30%, aproximadamente, porcentajes estos que probablemente continuarán creciendo en los próximos años.



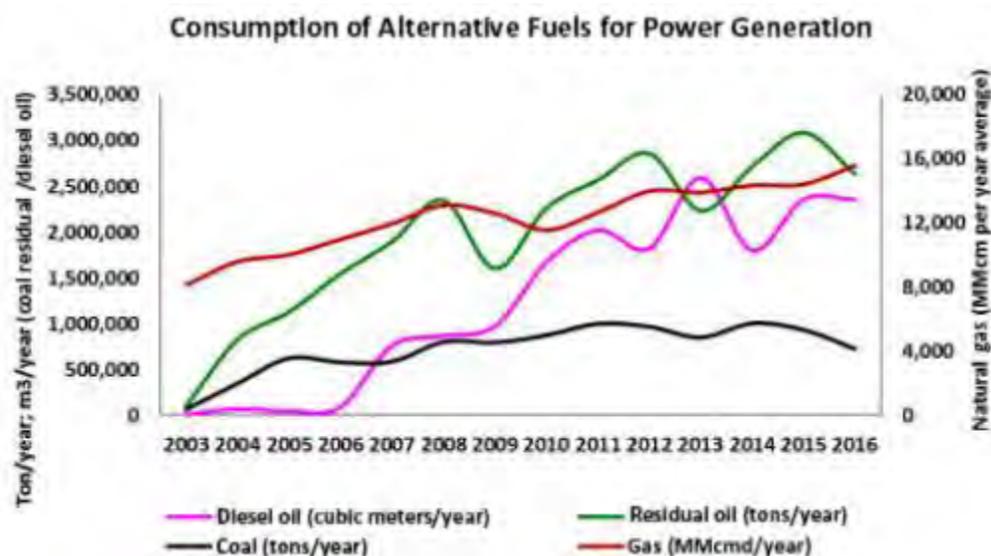
Fuente: Daniel G. Gerold (G&G Energy Consultants)

Esta variable crítica constituye un objetivo hacia el cual van dirigidos los esfuerzos de CAMMESA y de los generadores por invertir en el buen mantenimiento de las unidades. Si bien el factor de indisponibilidad de largo plazo en el parque termoeléctrico argentino ha sido históricamente cercano al 30%, cayó por debajo del 20% durante un período a principios de los años 2000. En general, el factor de indisponibilidad de los parques hidroeléctricos en Argentina suele ser poco significativo, a excepción del daño ocurrido en los turbo grupos de Yacyretá. Por su parte, el parque nuclear ha registrado índices de indisponibilidad histórica elevados debido a los mantenimientos periódicos a los que debe someterse a las unidades. En particular, la CN Embalse, desde el 1 de enero de 2016, estará dos años fuera de servicio. Adicionalmente, la CN Atucha II, la cual estuvo generando energía a modo de prueba desde 2015, recibió su habilitación comercial durante el primer semestre de 2016, incorporando al SADI una capacidad nominal adicional de 745 MW.

La generación de energía podría llegar a verse influenciada por la capacidad física y económica para abastecer de combustible a las centrales termoeléctricas. En los últimos años y hasta 2014, el precio de combustibles incrementó el costo de generación aunque la caída del petróleo y de los combustibles redujo este costo en 2015 y 2016 en forma notoria. La ausencia de producción local de gas natural conllevó un mayor uso de fueloil y gasoil en las centrales de generación con unidades TV y TG, además de importaciones de gas y GNL. La mayor parte de las unidades TV se alimenta a fueloil, y sólo la Central Térmica San Nicolás puede quemar carbón, además de fueloil o gas natural. Los grupos TG o TV que funcionan en ciclo combinado han sido incluidos en este rubro en tablas anteriores.

La disponibilidad de combustible constituye un factor que aumenta la indisponibilidad técnica. Los costos y la logística para importar y suministrar fueloil, gasoil y carbón en reemplazo de gas natural constituyen la clave de la disponibilidad futura de unidades térmicas, y seguirán siendo importantes si se mantienen las actuales condiciones internacionales. A partir de 2007, la limitada oferta de gas natural en invierno se tradujo en un explosivo incremento del consumo de fueloil y gasoil, con precios récord en el primer semestre de 2008 — morigerados en 2009 por la crisis internacional, pero que nuevamente aumentaron en 2010, aunque aun así resultaron menores que en 2008.

Consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica de uso comercial



Fuente: Daniel G. Gerold (G&G Energy Consultants)

Debido a la escasez de gas se registró un incremento en el uso de combustibles alternativos destinados a la generación de energía eléctrica. Tras el invierno de 2014, se produjo una fuerte caída de los precios internacionales del petróleo que permitió reducir los costos de generación de energía termoeléctrica. Se espera que este escenario de alta participación de la generación de energía termoeléctrica se acentúe en los próximos seis años al menos, teniendo en cuenta que ya se han asignado 2,9 GW de nueva capacidad de generación eléctrica de emergencia.

El 16 de noviembre de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica convocó mediante Resolución SEE N° 420-E/16 a las compañías interesadas en desarrollar o ampliar unidades de generación térmica para que presenten sus propuestas preliminares para nuevos proyectos. El objetivo de la resolución mencionada es perseguir proyectos que contribuyan a una reducción de costos en el MEM y a un aumento de la confiabilidad del sistema eléctrico argentino.

De acuerdo con el anexo de la Resolución SEE N° 420-E/16, los proyectos preliminares presentados deben cumplir con ciertos términos y condiciones. Estos términos definen las categorías específicas de proyectos a presentarse, los valores de referencia relacionados con la eficiencia de consumo de energía y la potencia mínima requerida.

El precio de generación de CAMMESA constituye un precio efectivo sólo para algunos segmentos del mercado eléctrico, en especial al de los consumidores industriales, con excepción de aquellos que reciben el suministro para uso comercial de las distribuidoras eléctricas.

DIRECTORES, ADMINISTRADORES, GERENTES Y EMPLEADOS

DIRECTORES Y GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA

Para mayor información sobre los Directores y la Gerencia de Primera Línea de la Sociedad, ver “*Datos sobre Directores y Administradores, Gerentes, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización – Directores Titulares, Suplentes y Gerentes*” del presente.

Empleados

Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía tenía 734 empleados.

El siguiente cuadro presenta la cantidad de empleados de la Compañía y los sindicatos a los que están afiliados para los períodos indicados.

Año	Sindicato	Complejo Puerto	La Plata	Luján de Cuyo	Piedra del Águila
2014	APSEE.....	108	4	0	0
	LYF.....	378	23	0	0
	FATLYF.....	0	0	84	43
	APUAYE.....	0	0	15	5
	Subtotal bajo convenio colectivo de trabajo	486	27	99	48
	Total fuera de convenio colectivo de trabajo	60	1	8	4
2015	APSEE.....	104	4	0	0
	LYF.....	368	23	0	0
	FATLYF.....	0	0	91	47
	APUAYE.....	0	0	15	5
	Subtotal bajo convenio colectivo de trabajo	472	27	106	52
	Total fuera de convenio colectivo de trabajo	69	1	9	4
2016	APSEE.....	106	3	0	0
	LYF.....	359	23	0	0
	FATLYF.....	0	0	91	49
	APUAYE.....	0	0	16	5
	Subtotal bajo convenio colectivo de trabajo	465	26	107	54
	Total fuera de convenio colectivo de trabajo	66	2	10	4

Nota: APSEE: Asociación del Personal Superior de Empresas de Energía
 LYF: Luz y Fuerza
 FATLYF: Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza
 APUAYE: Asociación de Profesionales del Agua y la Energía Eléctrica

Los convenios colectivos de trabajo firmados con los distintos sindicatos que cuentan con miembros trabajando en los distintos sitios de Central Puerto contienen cláusulas que rigen la relación laboral de los trabajadores afiliados a cada uno de esos sindicatos. Entre las cláusulas más importantes, caben mencionar las siguientes: puestos que se encuentran incluidos y excluidos de convenio, diagramas de horarios de trabajo, niveles salariales y adicionales especiales por función, jornada de trabajo, licencias, entre otros.

Aquellos contenidos que no se encuentran específicamente acordados se rigen por las disposiciones de las leyes laborales vigentes en el país.

Los convenios colectivos tienen un plazo de duración, que una vez finalizado el mismo, las partes pueden acordar renovarlo. Caso contrario, permanecen vigentes bajo el principio de ultractividad contenido en la Ley de Convenciones Colectivas de Trabajo N° 14.250.

ACCIONISTAS PRINCIPALES Y ACCIONISTAS VENDEDORES

Al 11 de enero de 2018, el capital social de la Compañía estaba conformado por 1.514.022.256 acciones ordinarias en circulación con un valor nominal de Ps.1,00 por acción. Cada acción ordinaria tiene derecho a un voto. Al 11 de enero de 2018, la Compañía contaba con 11.434 tenedores de acciones ordinarias registrados. La Compañía no tiene acciones preferidas en circulación y únicamente cuenta con una clase de acciones ordinarias en circulación.

La tabla a continuación incluye información relativa a la titularidad beneficiaria de más del 5% de las acciones ordinarias de la Compañía al 11 de enero de 2018.

Titular Beneficiario	Acciones	% de acciones
Guillermo Pablo Reca ⁽¹⁾	206.325.624	13,63%
Eduardo José Escasany	154.201.690	10,18%
Carlos José Miguens ⁽²⁾	148.925.616	9,84%
Gobierno Argentino	124.949.112	8,25%
Diego Fernando Miguens ⁽³⁾	78.598.554	5,19%
Federico Sainz de Vicuña ⁽⁴⁾	75.701.128	5,00%
Otros Accionistas ⁽⁵⁾	709.007.972	46,83%
Total	1.514.022.256	100,00%

- (1) Guillermo Pablo Reca es también titular de 273.418.197 acciones ordinarias clase B en la subsidiaria de la Compañía, CP Renovables, que representa el 26,85% de las acciones de CP Renovables.
- (2) Carlos José Miguens es el titular beneficiario de (i) Cantomi Uruguay S.A., que es titular directo de 82.120.389 acciones ordinarias de la Compañía y (ii) una participación accionaria del 42,26% en Plusener S.A., a través de la cual es titular beneficiario de 66.805.227 acciones ordinarias de la Compañía.
- (3) Diego Fernando Miguens es el titular beneficiario de (i) Polinter S.A., que es titular directo de 48.175.635 acciones ordinarias de la Compañía y (ii) una participación accionaria del 19,25% en Plusener S.A., a través de la cual es titular beneficiario de 30.422.919 acciones ordinarias de la Compañía.
- (4) Federico Sainz de Vicuña es el titular beneficiario de Tronador Holding Ltd., que es titular directo de 75.701.128 acciones ordinarias de la Compañía.
- (5) Ningún otro accionista tiene una participación beneficiaria superior al 5% de las acciones ordinarias de la Compañía. Cada uno de los siguientes directores y gerentes de primera línea es titular de menos del 1,00% de las acciones ordinarias de la Compañía: Gonzalo Alejandro Pérès Moore, Jorge Carlos Bledel, Marcelo Atilio Suvá y Juan Carlos Martín Casas.

A la fecha del presente Prospecto, no existen acuerdos vigentes que, en caso de ser ejecutados en una fecha posterior, puedan dar como resultado un cambio de control.

El 16 de diciembre de 2016, los accionistas de la Compañía reunidos en asamblea decidieron reducir la reserva facultativa por la suma de Ps.1.324.769.474 y capitalizar dichos fondos mediante el pago de un dividendo en acciones de siete nuevas acciones ordinarias con un valor nominal de Ps.1,00 por acción, por cada acción ordinaria en circulación. Luego de dicha capitalización y del dividendo en acciones, la Compañía tiene 1.514.022.256 acciones ordinarias en circulación con un valor nominal de Ps.1,00 por acción.

Desde el 1º de enero de 2014 no han tenido lugar modificaciones sustanciales en la participación accionaria de los accionistas de la Compañía. La tabla debajo detalla la evolución del capital social de la Compañía desde el 1º de enero de 2014:

Fecha	Capital social (Ps.)	Hecho	Accionistas controlantes
25 de agosto de 2014	199.742.158	Fusión 2014 (y aumento de capital relacionado)	SADESA
11 de marzo de 2016	189.252.782	Fusión 2016 (y disminución de capital relacionada)	N/A
16 de diciembre de 2016	1.514.022.256	Aumento de capital y distribución de dividendo en acciones	N/A

Información relativa a los Accionistas Vendedores

El cuadro que figura a continuación detalla información sobre los Accionistas Vendedores de la Compañía y las Acciones Existentes ofrecidas.

Accionista	Relaciones sustanciales con la Compañía en los últimos tres años	Cantidad de Acciones Existentes a venderse (ampliable hasta el monto máximo autorizado por la regulación aplicable)	Dirección
Cantomi Uruguay S.A.	Carlos José Miguens, el beneficiario activo de Cantomi Uruguay S.A., tiene una participación en RMPE del 25%, y se desempeñó como director de la Compañía hasta el 4 de agosto de 2017.	81.593.989	Av del Libertador 498, Piso 27, Ciudad de Buenos Aires, Argentina
Polinter S.A.	Diego Fernando Miguens, el beneficiario activo de Polinter S.A., se desempeña como director suplente de nuestro Directorio.	48.175.635	Av del Libertador 498, Piso 27, Ciudad de Buenos Aires, Argentina
Cristina Teresa Miguens	Ninguna.	14.566.456	Av Thomas Edison 2701, Ciudad de Buenos Aires, Argentina
Maria Luisa Barbara Miguens	Ninguna.	10.000.000	Av Thomas Edison 2701, Ciudad de Buenos Aires, Argentina
Maria Inés Fitte	Ninguna	4.229.068	Av Thomas Edison 2701, Ciudad de Buenos Aires, Argentina
Facundo de la Fuente	Ninguna.	4.229.068	Av Thomas Edison 2701, Ciudad de Buenos Aires, Argentina
Christopher Mary Masterson	Ninguna.	5.871.936	Av Thomas Edison 2701, Ciudad de Buenos Aires, Argentina
Cinco Vientos Uruguay S.A.	Ninguna.	700.000	Av del Libertador 498, Piso 27, Ciudad de Buenos Aires, Argentina
Mark Patrick Dunfoy	Ninguna.	696.040	Av Thomas Edison 2701, Ciudad de Buenos Aires, Argentina
Vincent Gerald O'Brien	Ninguna.	696.040	Av Thomas Edison 2701, Ciudad de Buenos Aires, Argentina
Christopher Jason Gatenby	Ninguna.	348.024	Av Thomas Edison 2701, Ciudad de Buenos Aires, Argentina
Gonzalo Tanoira	Gonzalo Tanoira se desempeñó como director titular de nuestro Directorio hasta el 28 de abril de 2017.	300.000	Av Thomas Edison 2701, Ciudad de Buenos Aires, Argentina
Eduardo José Escasany	El Sr. Eduardo José Escasany se desempeña como director suplente de la Compañía desde el 29 de abril de 2016 y formó parte del Directorio de RMPE Asociados S.A. hasta el 4 de agosto de 2017 y tuvo una participación del 25% en RMPE hasta el 19 de mayo de 2017	153.459.552	Av Thomas Edison 2701, Ciudad de Buenos Aires, Argentina
Guillermo Pablo Reca	El Sr. Guillermo Pablo Reca se ha desempeñado como director titular hasta el 28 de abril de 2017. También tiene una participación en RMPE de 45.65%, y actualmente se desempeña como director titular y presidente de RMPE S.A. Además, él posee una participación del 29.81% en CP Renovables, y se desempeña como director titular y presidente del Directorio en las siguientes compañías: CP Renovables, CP La Castellana, CP Achiras, CP Achiras II, CP Patagones y Parque Eólicos Australes S.A. Además, el 18 de enero de 2017, celebró (i) un acuerdo de accionistas con la Compañía con respecto a CP Renovables, y (ii) un acuerdo de opción de compra de acciones con CP Renovables.	30.000.000 (ampliable a 83.229.870 en caso que se ejerza la totalidad de la Opción de Sobresuscripción)	Av Thomas Edison 2701, Ciudad de Buenos Aires, Argentina
TOTAL		408.095.678	

CIERTAS RELACIONES Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

La Ley General de Sociedades permite que los directores de una sociedad puedan celebrar operaciones con dicha sociedad siempre que la operación sea congruente con las prácticas habituales de mercado. La Ley de Obligaciones Negociables de Argentina establece que las sociedades cuyas acciones se encuentren listadas públicamente en Argentina deben remitir toda operación de esta naturaleza a la aprobación de sus comités de auditoría, siempre que el monto exceda el 1,00% del patrimonio neto de la sociedad.

Exceptuando lo indicado a continuación y según lo permitido por la legislación aplicable, la Compañía no es parte de ninguna operación con, ni tiene ningún préstamo significativo con, ninguno de sus directores, personal gerencial clave u otras personas relacionadas, ni ha provisto garantías en beneficio de dichas personas, como tampoco existen operaciones previstas con dichas personas.

Acuerdo de Asistencia Gerencial

Tres miembros del Directorio de la Compañía, Gonzalo Pérès Moore, Jorge Carlos Bledel y Marcelo Suvá, también son directores de RMPE. A su vez, Guillermo Pablo Reca es titular de una participación del 45,65% en RMPE y actualmente se desempeña como director titular y presidente de RMPE. La Compañía recibe ciertos servicios administrativos, financieros, comerciales, de recursos humanos y de gerenciamiento en general de RMPE (anteriormente denominada SADESA Servicios S.A.) conforme a los términos de la propuesta de contrato de asistencia gerencial de fecha 30 de noviembre de 2007, con sus modificaciones y cesiones (la “Propuesta de Asistencia”). La vigencia de la Propuesta de Asistencia fue de cinco años contados a partir del 1 de diciembre de 2007, fue prorrogada de manera automática por otro período de cinco años hasta el 1 de diciembre de 2017 y ha sido recientemente prorrogada por otro período de cinco años hasta el 1 de diciembre de 2022. La Compañía prevé que el contrato se renueve en términos similares. La Compañía pagará a RMPE una retribución equivalente al uno coma cinco por ciento (1,50%) de los ingresos brutos anuales por las ventas que realice la Compañía como consecuencia de sus actividades principales. Los montos acumulados bajo este acuerdo durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 (antes de haberse efectivizado la Fusión 2016 y la Fusión 2014) fueron de Ps.69,79 millones, Ps.65,08 millones, Ps.24,16 millones y Ps.17,48 millones, respectivamente. Además de los servicios de asistencia gerencial que la Compañía recibe de RMPE, un contrato de locación entre la Compañía, como locador, y RMPE, como locatario, que involucra un pago mensual de Ps.12.000, y la dirección de tres miembros del Directorio de la Compañía, la Compañía no tiene una relación entre partes relacionadas con RMPE.

Para más información sobre las operaciones con partes relacionadas, con RMPE, véase la Nota 17 a los estados financieros consolidados auditados de la Compañía.

Acuerdo de Accionistas de CP Renovables

El 18 de enero de 2017, la Compañía celebró un acuerdo de accionistas (el “Acuerdo de Accionistas de CPR”) con el accionista minoritario de CP Renovables, Guillermo Pablo Reca (el “Accionista Minoritario de CPR”). A la fecha de este Prospecto, la Compañía tiene una participación directa del 70,19% en CP Renovables (acciones clase A), en tanto el Accionista Minoritario de CPR tiene una participación directa del 29,81% restante (acciones clase B). El directorio de CP Renovables está compuesto por tres miembros, dos de los cuales son designados por la Compañía y uno por el Sr. Reca. Asimismo, las decisiones son aprobadas por mayoría simple de sus miembros, con ciertas excepciones, conforme se establece a continuación.

El Acuerdo de Accionistas de CPR regula, entre otras cosas, el gobierno de CP Renovables, y sus subsidiarias, y la transferencia de acciones de CP Renovables. El Acuerdo de Accionistas de CPR también es vinculante para futuros tenedores de acciones clase A y clase B de CP Renovables.

El Acuerdo de Accionistas de CPR otorga derechos de protección de participaciones minoritarias a los tenedores de acciones clase B, incluyendo (i) el derecho a designar como mínimo un director en CP Renovables y sus subsidiarias y un miembro de la Comisión Fiscalizadora de CP Renovables, y (ii) el requisito del voto afirmativo de los tenedores de acciones clase B o del director elegido por los tenedores de acciones clase B, según corresponda, para tomar ciertas decisiones en CP Renovables y sus subsidiarias, entre las que se incluyen, modificar el estatuto de CP Renovables, recibir aportes de capital, realizar fusiones u operaciones similares, iniciar una oferta pública, distribuir dividendos, constituir gravámenes, y celebrar operaciones con partes relacionadas.

El Acuerdo de Accionistas de CPR también otorga a los tenedores de acciones clase A y clase B un derecho de suscripción preferente respecto de cualquier transferencia de acciones que no sea a personas controladas por tenedores de acciones clase B y a otras personas especificadas. Asimismo, los tenedores de acciones clase B se benefician de derechos de venta conjunta (*tag-along rights*) habituales.

Asimismo, la Compañía ha acordado en el Acuerdo de Accionistas de CPR que si cualquier persona adquiere el control de Central Puerto o cualquier persona se viera obligada a lanzar una oferta pública de adquisición obligatoria con respecto a las acciones de Central Puerto (véase “Descripción de los Estatutos y el Capital Social – Régimen de Oferta Pública de Adquisición Obligatoria”), los tenedores de acciones clase B tendrán el derecho de (i) comprar la totalidad (pero no menos de la totalidad) de las acciones de la Compañía en CP Renovables (la “opción de compra”), o (ii) exigir a la Compañía que compre todas o parte de las acciones detentadas por el tenedor de acciones clase B en CP Renovables (la “opción de venta”). En virtud de los términos y condiciones del Acuerdo de Accionistas de CPR, “control” significa la facultad de, directamente o indirectamente, mediante la titularidad de acciones, por contrato o de otro modo, designar a la mayoría de los miembros del directorio de Central Puerto, o dirigir u organizar de otro modo la dirección de la administración y las políticas de Central Puerto. En caso de ejercer la opción de compra o la opción de venta, el precio de compra de las acciones de CP Renovables que se adquieran será calculado por consultores independientes, conforme se especifica en el acuerdo. No obstante, si la adquisición de control tiene lugar antes de que el Proyecto La Castellana alcance su fecha de habilitación comercial, el precio de compra de las acciones de CP Renovables será el monto de capital aportado por Central Puerto en CP Renovables. Asimismo, si los tenedores de acciones clase B optaran por ejercer la opción de venta, podrán elegir que el precio sea determinado por referencia al precio pagado por el inversor que adquirió el control de Central Puerto.

El 22 de diciembre de 2017, la Compañía celebró un Contrato de Garantía y Patrocinio, como parte de los documentos de la facilidad de la Facilidad CII- IFC para CP La Castellana. Si los tenedores de acciones clase B optaran por ejercer la opción de compra de conformidad con el Acuerdo de Accionistas de CPR, dicha acción podría resultar en un incumplimiento de la obligación de la Compañía de mantener ciertas participaciones en CP Renovables y CP La Castellana bajo dicho acuerdo (para mayor información, véase “Acontecimientos Recientes – Préstamos otorgados por la Facilidad CII – IFC”).

La descripción anterior del Acuerdo de Accionistas de CPR y los derechos allí previstos están condicionados en su totalidad por referencia al Acuerdo de Accionistas de CPR, el cual se presenta como anexo a la declaración de registro de la cual forma parte este prospecto.

Acuerdo de Opción de Compra de Acciones de CP Renovables

El 18 de enero de 2017, CP Renovables celebró un contrato de opción de compra de acciones con su presidente y gerente general (o CEO), Guillermo Pablo Reca, en virtud de un plan de opción de compra de acciones aprobado por los accionistas de CP Renovables el 28 de abril de 2016. Conforme al acuerdo de opción de compra de acciones, Guillermo Pablo Reca tiene (a) la obligación, por un plazo de tres años, de (i) desarrollar el negocio de CP Renovables, entre otras cosas, facilitando inversiones, proponiendo adquisiciones y oportunidades de negocio para la expansión de proyectos de energía renovable y (ii) liderar el desarrollo de proyectos existentes de CP Renovables; y (b) el derecho de comprar hasta 6.3.058.342 acciones clase B de CP Renovables (las “acciones iniciales sujetas a la opción”) y un número adicional de acciones clase B igual al 10% de cualquier aumento de capital realizado con posterioridad a la fecha del acuerdo de opción de compra de acciones (las “acciones adicionales sujetas a la opción”), total o parcialmente, en cualquier momento previo al séptimo aniversario de la fecha del acuerdo de opción de compra de acciones. El número total de acciones de CP Renovables que el Sr. Reca está facultado a comprar representa el 10% del capital social totalmente diluido de CP Renovables. El precio total por las acciones iniciales sujetas a la opción (asumiendo que se compran todas) es US\$3.963.690. El precio de cualesquiera acciones adicionales sujetas a la opción será el equivalente en dólares estadounidenses (en base al tipo de cambio al momento del aumento de capital respectivo) del precio de suscripción pagado por acción por las acciones de CP Renovables emitidas en virtud de dicho aumento de capital. El acuerdo de opción de compra de acciones incluye ajustes y protecciones anti-dilución incluso con respecto a aportes de capital en especie y distribuciones de dividendos por parte de CP Renovables y otras operaciones tales como, división de acciones y redenominación del valor nominal. Asimismo, el Sr. Reca puede ceder sus derechos bajo el acuerdo de opción de compra de acciones sin el consentimiento de CP Renovables. En caso de rescisión del acuerdo de opción de compra de acciones por parte de CP Renovables debido a un incumplimiento del Sr. Reca de sus obligaciones durante los tres años posteriores a su celebración, el derecho del Sr. Reca de comprar las acciones iniciales sujetas a la opción y las acciones adicionales sujetas a la opción se devengará proporcionalmente en base al tiempo en que el Sr. Reca se haya desempeñado como gerente general (o CEO) de CP Renovables entre el 18 de enero de 2017 y el 18 de enero de 2020. A la fecha de este Prospecto, la opción no ha sido ejercida ni cedida.

DESCRIPCIÓN DE LOS ESTATUTOS Y EL CAPITAL SOCIAL

A continuación se incluye información sobre el capital social de la Compañía y un breve resumen de las disposiciones principales de los estatutos de la Compañía así como también de las leyes y reglamentaciones aplicables de Argentina. Este resumen no es completo y está condicionado en su totalidad por los estatutos de la Compañía y las leyes y reglamentaciones aplicables vigentes en Argentina.

Capital Social

A la fecha de este Prospecto, el capital social de la Compañía asciende a Ps.1.514.022.256, representado por 1.514.022.256 acciones ordinarias con un valor nominal de Ps.1.00 cada una y que otorgan un derecho a voto cada una, todas las cuales han sido totalmente integradas y admitidas a oferta pública.

El 16 de diciembre de 2016, los accionistas de la Compañía reunidos en asamblea decidieron reducir la reserva facultativa por Ps.1.324.769.474 y capitalizar dichos fondos mediante el pago de un dividendo en acciones de siete nuevas acciones ordinarias con un valor nominal de Ps.1,00 por acción, por cada acción ordinaria en circulación. Luego de dicha capitalización y del dividendo en acciones y a la fecha de este Prospecto, la Compañía tiene 1.514.022.256 acciones ordinarias en circulación con un valor nominal de Ps.1,00 por acción.

A la fecha de este Prospecto, la Compañía no es titular de acciones propias en cartera, ya sea directa o indirectamente, a través de sus subsidiarias.

A la fecha de este Prospecto, la Compañía no tiene conocimiento de que hayan individuos que tengan opciones de compra de acciones o que hayan celebrado acuerdos, en forma condicional o de otro modo, sobre opciones de compra de acciones, con respecto a las acciones ordinarias de la Compañía. La subsidiaria de la Compañía, CP Renovables, otorgó una opción de compra de acciones a Guillermo Pablo Reca con respecto a sus acciones clase B. Para mayor información sobre el acuerdo de opción de compra de acciones celebrado entre CP Renovables y Guillermo P. Reca, véase “Ciertas Relaciones y Operaciones con Partes Relacionadas – Acuerdo de Opción de Compra de Acciones de CP Renovables.”

Acta Constitutiva y Estatutos

La Compañía es una sociedad anónima constituida y existente en virtud de las leyes de Argentina. El domicilio legal de la Compañía está constituido en la Ciudad de Buenos Aires, Argentina. CPSA fue creada mediante el Decreto del Poder Ejecutivo N° 1222/92, de fecha 26 de febrero de 1992, en relación con el proceso de privatización de SEGBA, y fue inscripta ante el Registro Público de Comercio el 13 de marzo de 1992, bajo el N° 1.855 del Libro 110, Volumen A (Sociedades Anónimas). CPSA fue creada por un plazo de noventa y nueve años, contados desde la fecha de su inscripción en el Registro Público de Comercio.

Objeto Social

Conforme al artículo cuatro de los estatutos de la Compañía, CPSA fue creada para llevar a cabo las siguientes actividades, ya sea por cuenta propia, por intermedio de terceros o asociada a terceros, en la República Argentina o en el extranjero:

- (a) la producción, transformación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica en todas sus formas, incluyendo sin limitación, energía termoeléctrica con combustibles no renovables (como carbón, derivados del petróleo, gas natural, uranio) y renovables o provenientes de residuos energéticamente aprovechables, hidroeléctrica (incluyendo mini y micro centrales), termonuclear, eólica, geotérmica, marina (energía mareomotriz, undimotriz, de corrientes marinas, termo-oceánica, de ósmosis), solar (fotovoltaica y térmica) y bioenergía (biomasa vegetal y animal);
- (b) la producción, almacenamiento y utilización de tecnologías del hidrógeno en todas sus posibilidades energéticas;
- (c) la prospección, exploración, explotación, procesamiento, purificación, transformación, refinación, industrialización, almacenamiento, comercialización, transporte, distribución, importación y exportación de hidrocarburos líquidos (como el petróleo) y/o gaseosos (como el gas natural), minerales (como el carbón mineral, entre otros) y metales (como el uranio y el litio, entre otros), y de sus derivados directos o indirectos;
- (d) la producción y explotación de materia prima para la producción de biocombustibles (biodiesel y bioetanol), incluyendo la fabricación, almacenamiento, comercialización, distribución y transporte;

(e) el procesamiento, almacenamiento, comercialización, distribución y transporte y/o uso de: (i) residuos agropecuarios y residuos sólidos urbanos como fuente energética renovable, y (ii) residuos comunes y especiales (sólidos, semisólidos y líquidos) como fuente energética;

(f) la obtención, almacenamiento, comercialización, distribución, transporte y/o uso de biogás como fuente energética renovable;

(g) el procesamiento de materia prima de combustibles fósiles (gas natural, nafta virgen) para la obtención de productos petroquímicos básicos (gas de síntesis, benceno, tolueno, etc.), intermedios (amoníaco, etanol, metanol, etilbenceno, etc.) y finales (fertilizantes, resinas, poliuretanos, detergentes, PET, etc.); y

(h) la investigación y desarrollo de tecnologías energéticas.

En relación con las actividades descritas en (a), (b), (c), (d), (e), (f), (g), y (h) anteriores, y dentro de los límites establecidos en este objeto social, la Compañía tendrá plena capacidad jurídica para (i) adquirir derechos, contraer obligaciones y ejercer toda clase de actos que no sean prohibidos por las leyes aplicables o por los estatutos de la Compañía; (ii) fundar, constituir, asociarse con, o participar en, personas jurídicas de todo tipo constituidas en el país o en el extranjero (mediante cualquier medio incluyendo, aunque no limitándose a aportes de capital, compra de acciones, bonos, debentures, obligaciones negociables, y demás títulos de crédito o títulos valores públicos o privados); y (iii) prestar servicios y/o ejercer o desempeñar representaciones, comisiones, consignaciones, servicios y/o mandatos para sí o a favor de terceros, siempre dentro de las actividades permitidas según el objeto social descrito en (a), (b), (c), (d), (e), (f), (g), y (h) anteriores.

Disposiciones Legales relativas al Directorio de la Compañía

El directorio de la Compañía está conformado por once directores titulares e igual o menor número de suplentes. El término de su elección es de un ejercicio. Los directores serán designados por la asamblea de accionistas. Los accionistas tendrán derecho a elegir hasta un tercio de las vacantes a llenar en el directorio por el sistema de voto acumulativo previsto en el artículo 263 de la Ley General de Sociedades, en cuyo caso el resultado de la votación será computado por candidato, especificando la cantidad de votos correspondiente a cada uno de ellos.

En su primera reunión luego de celebrada la asamblea que renueve a los miembros del Directorio, éste designará de entre sus miembros a un presidente y a un vicepresidente. El vicepresidente reemplazará al presidente en caso de renuncia, fallecimiento, incapacidad, inhabilidad, remoción o ausencia temporaria o definitiva de este último, debiéndose elegir un nuevo presidente dentro de los diez días de producida la vacancia. La elección de un nuevo presidente se llevará a cabo únicamente en el caso de tratarse de una situación previsiblemente irreversible durante el período restante del mandato. Conforme al Artículo 23 de los estatutos de la Compañía, el Directorio sesionará con la presencia de la mayoría absoluta de los miembros que lo componen y tomará resoluciones por mayoría de votos presentes. El Directorio también podrá celebrar sus reuniones con sus miembros comunicados entre sí mediante video teleconferencia, computándose a los efectos del quórum tanto los directores presentes como los que participan a distancia. Las actas de estas reuniones serán confeccionadas y firmadas dentro de los cinco días de celebrada la reunión por los directores y síndicos presentes. Los miembros de la Comisión Fiscalizadora deberán dejar expresa constancia en el acta de los nombres de los directores que han participado a distancia y de la regularidad de las decisiones adoptadas en el curso de la reunión. El acta consignará las manifestaciones tanto de los directores presentes como de los que participen a distancia y sus votos con relación a cada resolución adoptada. Si las reuniones del Directorio no pueden celebrarse válidamente debido a la cantidad de puestos vacantes, incluso con la asistencia de todos los directores suplentes de la misma clase, la Comisión Fiscalizadora designará sustitutos para cubrir las vacantes hasta tanto tenga lugar la elección de los miembros titulares, para lo cual se convocará a asamblea ordinaria o especial de accionistas, según corresponda, dentro de los diez días siguientes a las designaciones efectuadas por la Comisión Fiscalizadora.

No existen disposiciones relativas a la cantidad mínima de veces que el Directorio debe reunirse.

El presidente o quien lo reemplace estatutariamente podrá convocar a reuniones cuando lo considere conveniente o cuando lo solicite cualquier director o la Comisión Fiscalizadora. La convocatoria para la reunión se hará dentro de los cinco días de recibido el pedido; en su defecto, la convocatoria podrá ser efectuada por cualquiera de los directores. Las reuniones de Directorio deberán ser convocadas por escrito y notificadas al domicilio denunciado por cada director, con indicación del día, hora, lugar de celebración, e incluirá los temas a tratar; podrán tratarse temas no incluidos en la convocatoria si se verifica la presencia de la totalidad y voto unánime de los directores titulares.

El Directorio podrá celebrar sus reuniones con la asistencia de sus miembros en persona o comunicados entre sí mediante video teleconferencia u otros medios de difusión que transmitan imagen y sonido en forma simultánea. El Directorio podrá celebrar sus reuniones con la asistencia de su presidente o su sustituto. Las reuniones del Directorio se celebrarán con la presencia de la mayoría absoluta de sus miembros y las decisiones se adoptarán por mayoría de votos presentes.

Conforme al Artículo 26 de los estatutos de la Compañía, el Directorio tiene los más amplios poderes y atribuciones para la dirección, organización y administración de la Compañía, sin otras limitaciones que las que resulten de la normativa aplicable. El presidente es el representante legal de la Compañía.

Disposiciones Legales relativas a la Comisión Fiscalizadora de la Compañía

La fiscalización de la Compañía será ejercida por una Comisión Fiscalizadora compuesta por tres (3) síndicos titulares y tres (3) síndicos suplentes, que durarán un (1) ejercicio en sus funciones. Los síndicos titulares y suplentes gozan de las facultades establecidas en la Ley N° 19.550 y demás disposiciones legales aplicables.

La Comisión Fiscalizadora de la Compañía sesiona y adopta decisiones con la presencia y el voto favorable de al menos dos de sus miembros, sin perjuicio de los derechos otorgados por ley a los síndicos disidentes. Cualquiera de los miembros de la Comisión Fiscalizadora puede convocar las reuniones. Con anterioridad a la inscripción de las modificaciones a los estatutos del 3 de junio de 2015, las reuniones de la Comisión Fiscalizadora de la Compañía se celebraban con la asistencia de todos sus miembros, y las decisiones se adoptaban por mayoría de votos, sin perjuicio de los derechos otorgados por ley a los síndicos disidentes.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora también están autorizados para asistir a las reuniones de directorio y las asambleas de accionistas, convocar a asambleas extraordinarias de accionistas e investigar reclamos escritos planteados por accionistas que sean titulares de más del dos por ciento (2%) de las acciones en circulación de la Compañía. De conformidad con las leyes aplicables, los miembros de la Comisión Fiscalizadora están obligados a ser contadores públicos o abogados. Los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Compañía podrán convocar a asambleas ordinarias de accionistas en los casos específicos previstos por ley, en cualquier momento a su entera discreción, o bien cuando así se lo soliciten accionistas que representen al menos el cinco por ciento (5%) del capital social de la Compañía.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora son designados en la asamblea ordinaria anual de accionistas y permanecen en sus cargos por el término de un (1) ejercicio. Conforme al Artículo 294 de la Ley General de Sociedades, la Comisión Fiscalizadora de la Compañía tiene la obligación de examinar los libros y registros de la Compañía cuando lo consideren conveniente y, al menos, en forma trimestral.

La Comisión Fiscalizadora se reunirá por lo menos una vez al mes; también podrá ser citada a pedido de cualquiera de sus miembros, dentro de los cinco (5) días de formulado el pedido al Presidente de la Comisión Fiscalizadora o del Directorio, en su caso. Todas las reuniones deberán ser notificadas por escrito al domicilio que cada Síndico indique al asumir sus funciones.

La Comisión Fiscalizadora será presidida por uno de los síndicos, elegido por mayoría de votos, en la primera reunión de cada año. En dicha ocasión también se elegirá reemplazante para el caso de ausencia. El presidente representa a la Comisión Fiscalizadora ante el Directorio.

Derechos, Privilegios y Restricciones inherentes a las Acciones de la Compañía

Conforme a los estatutos de la Compañía, las utilidades líquidas y realizadas se distribuirán de la siguiente forma: (i) el 5% y hasta alcanzar el 20% del capital suscrito por lo menos, para el fondo de reserva legal; (ii) remuneración de los integrantes del Directorio dentro del porcentual fijado por el Artículo 261 de la Ley N° 19.550, que no puede ser superado, y de la Comisión Fiscalizadora; (iii) pago de los dividendos correspondientes a los bonos de participación para el personal; (iv) las reservas voluntarias o provisiones que la Asamblea decida constituir; y (v) el remanente que resultare se repartirá como dividendo entre los accionistas, independientemente de su clase.

Asambleas de Accionistas

Las asambleas de accionistas se convocarán mediante la publicación de edictos en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación general de Argentina por un plazo de cinco (5) días, dentro de los veinte (20) y los cuarenta y cinco (45) días de la fecha programada para la asamblea. El edicto deberá detallar el tipo de asamblea, así como también la fecha, la hora y el lugar de celebración y el orden del día. Las asambleas ordinarias y extraordinarias de accionistas están sujetas a los requisitos de quórum y mayorías dispuestos en el Artículo 79 de la Ley de Mercado de Capitales y en los Artículos 243 y 244 de la Ley General de Sociedades.

Responsabilidad de los Accionistas

En concordancia con la ley de Argentina, la responsabilidad de los accionistas por las pérdidas de la compañía está limitada al capital suscrito por cada uno de ellos. No obstante, los accionistas que hubieran votado una decisión que luego hubiera sido declarada nula

por un tribunal por no adecuarse a las leyes de Argentina o a los estatutos sociales (o acuerdo operativo, si hubiera) podrán estar sujetos a responsabilidad personal y solidaria por los daños y perjuicios que surjan de la adopción de dicha decisión.

Conflictos de Intereses

Conforme a las leyes de Argentina, si un accionista emite un voto en relación con una cuestión en la que pueda tener, directa o indirectamente, intereses contrarios a los de la Compañía, dicho accionista será responsable por daños y perjuicios sólo en la medida en que dicha cuestión no hubiera sido aprobada de no ser por el voto de dicho accionista. Las leyes de Argentina también prevén que si un miembro del Directorio de la Compañía tiene intereses en una operación comercial contrarios a los de la Compañía, dicho director deberá informarlo al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora y deberá abstenerse de participar en debates sobre dicha cuestión. Si tal director actúa de un modo contrario a la ley, será personal y solidariamente responsable por los daños y perjuicios que surjan como consecuencia de sus acciones u omisiones.

Derechos de Suscripción Preferente y de Acreecer

De conformidad con el Artículo 194 de la Ley General de Sociedades, ante un posible aumento de capital, cada tenedor de acciones ordinarias tendrá derecho preferente a la suscripción de las nuevas acciones ordinarias emitidas en proporción a sus tenencias. Los derechos de suscripción preferente pueden ejercerse desde la publicación del último aviso en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación general de Argentina por un plazo de treinta (30) días; quedando establecido, sin embargo, que dicho plazo de 30 días podrá ser reducido a un plazo mínimo de diez (10) días si así se aprueba en asamblea extraordinaria de accionistas.

Liquidación

Conforme a los estatutos de la Compañía, la liquidación de la Compañía estará a cargo del Directorio o de los liquidadores que sean designados por la asamblea, bajo la vigilancia de la Comisión Fiscalizadora.

Cancelado el pasivo, incluso los gastos de liquidación, el remanente se repartirá entre todos los accionistas en proporción a sus tenencias, independientemente de las clases y categorías.

Las leyes de Argentina, los estatutos de la Compañía y demás documentos societarios no establecen limitaciones respecto a la titularidad accionaria que puedan aplicarse a la Compañía.

Plazo

Conforme a los estatutos, la Compañía fue creada por un plazo de noventa y nueve (99) años, contados desde la fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio. Este plazo podrá ser reducido o ampliado por resolución de la asamblea extraordinaria.

Régimen de oferta pública de adquisición obligatoria

La Compañía está sujeta a las normas sobre oferta pública de adquisición obligatoria establecidas en la Ley N° 26.831, las cuales disponen que en ciertas circunstancias debe lanzarse una oferta pública de adquisición obligatoria con respecto a una parte o la totalidad de las acciones en circulación de una sociedad. Estas circunstancias incluyen situaciones en las que una persona pretenda adquirir a título oneroso, actuando en forma individual o concertada con otras personas en un sólo acto o en actos sucesivos, durante un período de 90 días corridos, una cantidad de acciones con derecho de voto, derechos de suscripción u opciones para la compra de acciones, títulos negociables convertibles, o títulos similares, que junto con la actual participación de dicha persona podrían, directa o indirectamente, dar derecho a la misma a suscribir, comprar o convertir acciones con derecho de voto, acciones con derecho a una “participación significativa” o, que una vez ejercidas, confieran el derecho a una “participación significativa” del capital social con derecho de voto de una sociedad que lista en un mercado autorizado.

En tales circunstancias, el potencial comprador debe lanzar la OPA dentro de los 10 días de haber tomado la decisión de participar en la adquisición.

Dicha obligación no será aplicable en los casos en que la adquisición no provocara una toma de control de la sociedad. Tampoco sería aplicable en los casos en que exista un cambio de control como consecuencia de una reorganización societaria o como una consecuencia de meras redistribuciones de acciones entre compañías del mismo grupo.

Concepto de “participación significativa”

Las normas establecen la obligación de llevar a cabo una oferta con respecto a una parte o la totalidad de las acciones en circulación de la compañía en base al porcentaje del capital social con derecho de voto a ser adquirido. Las normas establecen las siguientes obligaciones en relación la OPA:

- Cuando el objetivo sea adquirir una participación igual o mayor al 35% del capital social con derecho de voto y/o de los votos de la sociedad, la oferta debe efectuarse por una cantidad de títulos que permitiría al comprador adquirir como mínimo el 50% del capital social con derecho de voto de la sociedad afectada.
- Cuando se pretenda una participación igual o mayor al 50% del capital social con derecho de voto o de los votos de la sociedad, la oferta deberá hacerse por la cantidad de títulos que permitirían al comprador obtener el 100% del capital social con derecho de voto de la sociedad afectada. La aplicación de esta disposición tendrá prioridad sobre la disposición prevista en el párrafo anterior.

Determinación del precio de la OPA en el supuesto de cambio de control

El precio a ofrecer será un precio equitativo establecido por el oferente.

Con el objeto de determinar el precio equitativo a ofrecer, se deberán ponderar los siguientes criterios, de acuerdo con las Normas de la CNV: (i) el valor patrimonial de las acciones; (ii) valor de la compañía valuada según criterio de flujos de fondos descontados y/o indicadores aplicables a compañías o negocios comparables; y (iii) el precio promedio de las acciones durante el semestre inmediatamente anterior a la “oferta”. En base a ciertas interpretaciones de la Ley N° 26.831 y las Normas de la CNV, la CNV interpretó que el precio promedio de las acciones durante el semestre anterior a la “oferta” debería ser considerado como un precio mínimo. La CNV podría objetar el precio, así como cualquier accionista oferente.

Sanciones por incumplimiento

Sin perjuicio de las sanciones establecidas por las Normas de la CNV, la Ley N° 26.831 dispone que con respecto a las adquisiciones que violen dicho régimen la CNV podrá declarar irregular e ineficaz a los efectos administrativos y dispondrá la subasta de las participaciones adquiridas en infracción, sin perjuicio de las sanciones que pudieren corresponder.

Régimen de oferta pública de adquisición en el caso del retiro voluntario del sistema de oferta pública y listado en Argentina

La Ley N° 26.831 y las Normas de la CNV establecen asimismo que cuando una sociedad, cuyas acciones fueran ofrecidas públicamente y listaran en Argentina, acordara retirarse voluntariamente del régimen de oferta pública y listado, deberá cumplir de igual modo con los procedimientos que prevén las Normas de la CNV, y deberá también lanzar una OPA por el total de sus acciones o derechos de suscripción, o títulos convertibles en acciones, u opciones para la compra acciones, en virtud de los términos previstos en dicha reglamentación. No es necesario extender la OPA a los accionistas que votaron por el retiro en la asamblea de accionistas.

La adquisición de acciones propias deberá efectuarse con ganancias realizadas y líquidas o con reservas libres, toda vez que estén plenamente integradas, y con motivo de su amortización o enajenación, según los términos establecidos en el Artículo 221 de la Ley General de Sociedades de Argentina, y la sociedad deberá acreditar ante CNV que cuenta con la liquidez necesaria para efectuar dicha adquisición y que el pago de las acciones no afectará su solvencia.

De acuerdo con el Artículo 98 de la Ley N° 26.831, el precio ofrecido en el caso de un retiro voluntario del régimen de oferta pública y listado en Argentina deberá ser un precio equitativo, pudiéndose ponderar para tal determinación los criterios indicados a continuación:

- el valor patrimonial de las acciones, considerándose a ese fin un balance especial de retiro del régimen de oferta pública y listado;
- el valor de la compañía valuada según criterios de flujo de fondos descontados e indicadores aplicables a compañías o negocios comparables;
- el valor de liquidación de la sociedad;
- cotización media de los valores durante el semestre inmediatamente anterior al del acuerdo de solicitud de retiro, cualquiera sea el número de sesiones en que se hubieran negociado; y
- el precio de la contraprestación ofrecida con anterioridad o la colocación de nuevas acciones, en el supuesto de que se hubiese

formulado alguna una oferta pública de adquisición respecto de las mismas acciones o emitido nuevas acciones, según corresponda, en el último año, a contar de la fecha del acuerdo de solicitud de retiro.

El precio equitativo ofrecido no podrá ser inferior al precio indicado en el cuarto apartado precedente en ningún caso.

Oferta pública de adquisición obligatoria o voluntaria en el supuesto de control casi total

Si un accionista o grupo de accionistas fuera titular, directa o indirectamente, del 95% o más del capital social en circulación de una sociedad argentina cuyas acciones listen en mercados de valores, cualquier accionista minoritario podrá solicitar que el accionista controlante lance una OPA respecto de todas las acciones en circulación de dicha sociedad. Asimismo, toda persona que sea titular, directa o indirectamente, del 95% o más del capital social en circulación de una sociedad argentina cuyas acciones listen en mercados de valores podrá emitir una declaración unilateral de su intención de comprar todas las acciones en circulación de dicha sociedad dentro de los seis meses siguientes a la fecha de adquisición del control casi total, y retirar a la sociedad de la oferta pública y a sus acciones del listado y negociación. El precio ofrecido deberá ser un precio equitativo, en función de los criterios fijados por la Ley N° 26.831, pero en ningún caso podrá ser menor al precio de negociación promedio de tales acciones durante el período de seis meses anterior a la solicitud de OPA.

DIVIDENDOS Y POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La Compañía no ha adoptado ni tiene planes de adoptar una política formal de dividendos. En agosto de 2017, la Compañía pagó 1.286.918.917,60 en dividendos en efectivo. En diciembre de 2016, los accionistas de la Compañía decidieron reducir la reserva facultativa en Ps.1.324.769.474 y capitalizar dichos fondos a través del pago de un dividendo en acciones de siete nuevas acciones ordinarias de Ps.1,00 valor nominal cada una por cada acción ordinaria en circulación, que fueron emitidas el 8 de febrero de 2017. En octubre de 2016, los accionistas de la Compañía aprobaron una distribución de dividendos en efectivo por el monto de Ps.1.400.470.587 que se pagó el 7 de noviembre de 2016. En noviembre de 2015, la Compañía pagó Ps.365.000.000 en dividendos en efectivo. Los tenedores de ADS tienen derecho a percibir dividendos en la misma proporción que los titulares de acciones ordinarias de la Compañía.

En el futuro, la Compañía podría decidir pagar dividendos de acuerdo con la ley aplicable en base a distintos factores existentes en ese momento, incluyendo:

- la situación patrimonial, los resultados de las operaciones y las necesidades de efectivo actuales y anticipadas de la Compañía;
- las condiciones económicas y del negocio en general;
- los planes estratégicos y las perspectivas del negocio de la Compañía;
- las restricciones legales, contractuales y reglamentarias sobre la capacidad de la Compañía para pagar dividendos; y
- otros factores que el directorio de la Compañía pueda considerar relevantes.

De conformidad con la Ley General de Sociedades de Argentina, la declaración y el pago de dividendos anuales, en la medida que la compañía presente resultados acumulados de acuerdo con las NIIF y las normas de la CNV, son determinados por los accionistas en la asamblea anual ordinaria de accionistas. Además, en virtud de la Ley General de Sociedades, la Compañía debe afectar el 5% del resultado del ejercicio económico calculado de acuerdo con las NIIF y las normas de la CNV por resolución adoptada por la asamblea de accionistas a una reserva legal hasta alcanzar el 20% del capital social. Esta reserva legal no está disponible para ser distribuida.

Monto Disponible para Distribución

La declaración y el pago de dividendos es lícita sólo si resulta de utilidades de la Compañía declaradas en los estados financieros anuales de la Compañía aprobados por la asamblea anual ordinaria de accionistas. En virtud de la Ley General de Sociedades, las compañías que cotizan en bolsa (como la nuestra) pueden distribuir dividendos anticipados o provisionales resultantes de estados financieros especiales.

En virtud de la Ley General de Sociedades y los estatutos de la Compañía, la ganancia neta anual (ajustada para reflejar cambios en los resultados de ejercicios anteriores) se asigna en el siguiente orden: (i) para cumplir con el requisito de la reserva legal del 5% de la ganancia neta hasta alcanzar el 20% del capital social, (ii) para constituir reservas voluntarias o facultativas según sea oportunamente resuelto por los accionistas en la asamblea ordinaria anual; (iii) el remanente de la ganancia neta del ejercicio se puede distribuir como dividendos sobre las acciones ordinarias; y/o (iv) de cualquier otro modo que sea decidido por los accionistas en la asamblea ordinaria anual.

El Directorio somete a consideración y aprobación de la asamblea anual ordinaria de accionistas los estados financieros de la Compañía correspondientes al ejercicio precedente, conjuntamente con los informes que sobre ellos emiten la comisión fiscalizadora y los contadores independientes. En un período de cuatro meses contados desde el cierre del ejercicio, se debe celebrar una asamblea de accionistas ordinaria para aprobar los estados financieros anuales y determinar el destino de la ganancia neta del ejercicio.

De conformidad con las normas de la CNV aplicables, los dividendos en efectivo deben ser abonados a los accionistas en un período de 30 días a partir de la fecha de celebración de la asamblea de accionistas que aprobó dichos dividendos. En el caso de dividendos distribuidos en acciones, se exige la entrega de las acciones en un período de tres meses a partir de la recepción de la notificación de la autorización por parte de la CNV de la oferta pública de las acciones que surgen de dichos dividendos. El plazo de prescripción correspondiente al derecho de cualquier accionista a recibir los dividendos declarados en la asamblea de accionistas es de tres años a partir de la fecha en la que han quedado a disposición del accionista.

TRATAMIENTO IMPOSITIVO

Consideraciones Impositivas Significativas en Argentina

A continuación se presenta un resumen de las consideraciones impositivas significativas en Argentina en relación con la compra, titularidad y enajenación de los ADS o las acciones ordinarias de la Compañía.

Tratamiento impositivo de Dividendos Pagados

En virtud de las recientes modificaciones introducidas a la Ley del Impuesto a las Ganancias mediante la Ley N° 27.430 el tratamiento aplicable a la distribución de dividendos es el que se describe a continuación:

- i. Dividendos provenientes de utilidades generadas con anterioridad al período 2018: no existe ninguna retención impositiva del Impuesto a las Ganancias en Argentina sobre dividendos salvo por la aplicación del “Impuesto de Igualación”.
- ii. Dividendos provenientes de utilidades generadas durante los períodos 2018 y 2019: los dividendos de acciones de sociedades argentinas pagados a personas humanas residentes en Argentina y/o sujetos no residentes en Argentina (“Beneficiarios del Exterior”) están sujetos a una retención del 7% sobre el monto de dichos dividendos (“Impuesto a los Dividendos”).
- iii. Dividendos provenientes de utilidades generadas durante los períodos 2020 en adelante: la alícuota del Impuesto a los Dividendos descripto en el punto anterior se eleva a 13%.

Para las personas humanas residentes en Argentina no inscriptas en el Impuesto a las Ganancias y los Beneficiarios del exterior, el Impuesto a los Dividendos tendrá el carácter de pago único y definitivo. Si los dividendos son distribuidos a Entidades Argentinas, no resultaría de aplicación el Impuesto a los Dividendos.

En relación a las ganancias devengadas en los ejercicios que comienzan a partir del 1 de enero de 2018 no es aplicable el Impuesto de igualación. Respecto de las ganancias devengadas en ejercicios anteriores, resulta aplicable el Impuesto de Igualación. En adición, bajo la ley N° 27.430, se crean reglas que regulan y limitan la posibilidad de compensar las ganancias provenientes de la distribución de dividendos con pérdidas generadas en otras operaciones.

El Impuesto de Igualación se aplica cuando los dividendos distribuidos superan la “ganancia imponible acumulada neta” del período económico previo inmediato desde el cual se realiza la distribución. A fin de determinar la “ganancia imponible acumulada neta” a partir de la ganancia calculada por la Ley de Impuesto a las Ganancias, debe sustraerse el Impuesto a las Ganancias abonado en el mismo período económico y los dividendos locales recibidos en el período económico previo deben adicionarse a dicha ganancia.

El Impuesto de Igualación será aplicado como una retención impositiva al accionista que perciba el dividendo. Las distribuciones de dividendos realizadas en bienes (no en efectivo) estarán sujetas a las mismas normas impositivas que los dividendos en efectivo. Los dividendos en acciones sobre acciones totalmente integradas (“acciones liberadas”) no están sujetos al Impuesto de Igualación.

Se recomienda a los tenedores consultar con un asesor impositivo sobre las consecuencias impositivas particulares del Impuesto a las Ganancias en Argentina derivadas de las distribuciones de ganancias realizadas sobre los ADS o las acciones ordinarias.

Impuesto a las Ganancias de Capital

De acuerdo a las normas impositivas actualmente vigentes, los resultados derivados de la transferencia de acciones, cuotas u otras participaciones de capital, títulos, bonos y otros valores, están sujetos al Impuesto a las Ganancias de Argentina, independientemente del tipo de beneficiario que obtiene la ganancia.

Las ganancias de capital obtenidas por las sociedades argentinas (en general, entidades constituidas bajo la ley argentina, ciertos comerciantes e intermediarios, sucursales locales de entidades no argentinas, cuentapropistas y personas físicas que desarrollen ciertas actividades comerciales en Argentina) (las “Entidades Argentinas”) por la venta, el canje u otra enajenación de acciones están sujetas al Impuesto a las Ganancias a la alícuota del 35% sobre la ganancia neta. Las pérdidas que surjan de la venta de acciones y demás valores, sólo pueden compensarse con las ganancias derivadas del mismo tipo de operaciones, por un período de traslado de 5 años.

A partir del 2018, resulta claro que la ganancia obtenida por personas humanas residentes de Argentina por la venta de acciones u otros títulos valores está exenta del Impuesto a las Ganancias de capital en los siguientes casos: (i) cuando mediare una colocación por oferta pública autorizada por la CNV, (ii) cuando los valores hayan sido colocados por oferta pública y en mercados autorizados por la CNV bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, o (iii) cuando la compraventa, cambio permuta o disposición sea efectuada a través de una oferta pública de adquisición y/o canje autorizada por la CNV. De no resultar procedente la exención la ganancia derivada de la compraventa, cambio, permuta o disposición de acciones está sujeta a una alícuota del 15% sobre la ganancia neta.

Cabe señalar que por los períodos previos al 2018, se encuentra actualmente discutido si la exención (incorporada por la Ley 26.893 y el decreto reglamentario 2334/2013) aplicable a venta de acciones y demás valores incluía únicamente a los títulos valores vendidos a través de una bolsa de valores debidamente autorizada por la CNV o si el agregado posterior del decreto era sólo a título ejemplificativo.

Como consecuencia de las recientes modificaciones introducidas a la Ley del Impuesto a las Ganancias, a partir del año 2018, mediante la Ley N° 27.430, los Beneficiarios del Exterior también se encuentran exentos del Impuesto a las Ganancias por la venta, el canje u otra enajenación de acciones de sociedades argentinas en los siguientes casos: (i) cuando mediare una colocación por oferta pública autorizada por la CNV, (ii) cuando los valores hayan sido colocados por oferta pública y en mercados autorizados por la CNV bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, o (iii) cuando la compraventa, cambio permuta o disposición sea efectuada a través de una oferta pública de adquisición y/o canje autorizada por la CNV.

Adicionalmente, ha sido finalmente aclarado que, a partir del año 2018 en adelante, los resultados derivados de la venta de ADS darían lugar a una ganancia de fuente argentina. No obstante, la ganancia de capital obtenida por los Beneficiarios del Exterior por la venta, el canje u otra enajenación de ADS se encuentra exenta del Impuesto a las Ganancias.

La exención aplicable sobre la venta de acciones argentinas y/o ADS resultará aplicable en la medida que el Beneficiario del Exterior no resida o los fondos no provengan de Jurisdicciones Consideradas No Cooperantes.. En adición, en virtud de reforma introducida mediante la Ley N° 27.430, no se reclamará el pago del impuesto a los Beneficiarios del Exterior antes mencionados por las ventas de acciones y otros valores, que se hubieren efectuado en el pasado en mercados autorizados por la CNV siempre que el impuesto no hubiera sido ingresado a la AFIP debido a la ausencia de mecanismo.

En caso de no resultar aplicable la exención, la ganancia por la enajenación de acciones estaría sujeta al Impuesto a las Ganancias en Argentina a la alícuota del 15% sobre la ganancia de capital neta o a una alícuota efectiva del 13,5% sobre el precio bruto de venta. En dicho escenario el mecanismo para el ingreso del impuesto ante las autoridades fiscales de Argentina sería el siguiente: (i) en el caso de que los títulos valores fueran vendidos por un Beneficiario del Exterior, pero no a través de un mercado de valores argentino y existiera un comprador argentino involucrado, el comprador argentino tendría que actuar como agente de retención del Impuesto a las Ganancias; y (ii) cuando tanto el vendedor como el comprador son Beneficiarios del Exterior y la venta no se realiza a través de un mercado de valores argentino, la persona responsable del pago del impuesto será el representante legal del vendedor de las acciones o los títulos objeto de transferencia.

Las pérdidas obtenidas por las personas humanas residentes en Argentina que surjan de la venta de acciones sólo pueden compensarse con las ganancias derivadas del mismo tipo de operaciones, por un período de traslado de 5 años.

Se recomienda a los tenedores consultar con un asesor impositivo sobre las consecuencias particulares del Impuesto a las Ganancias en Argentina derivadas de la tenencia y enajenación de ADS o acciones ordinarias.

Impuesto a los Bienes Personales

Las entidades argentinas, como la Compañía, están sujetos al pago del Impuesto a los Bienes Personales correspondiente a las personas físicas argentinas y Beneficiarios del Exterior (sean empresas o individuos) por la tenencia de acciones de la compañía al 31 de diciembre de cada año. La alícuota del impuesto aplicable es de 0,25% y se aplica sobre el valor patrimonial proporcional de las acciones según surja del último balance general. De acuerdo con la Ley del Impuesto a los Bienes Personales, las compañías argentinas tienen derecho a solicitar el reintegro de dicho impuesto abonado a las personas físicas domiciliadas en Argentina y/o los accionistas domiciliados en el exterior. Las compañías argentinas podrán solicitar este reintegro del Impuesto a los Bienes Personales mediante compensación del impuesto aplicable con cualquier monto adeudado a sus accionistas o la retención de los activos que dieron origen al pago (es decir, las acciones ordinarias) o de cualquier otra forma o, bajo ciertas circunstancias, renunciar a su derecho bajo la ley argentina a solicitar el reintegro de los accionistas.

No queda claro si los ADS están sujetos al Impuesto a los Bienes Personales aplicable a los residentes no argentinos, aunque los activos subyacentes (las acciones ordinarias) están sujetos al Impuesto a los Bienes Personales como se describió anteriormente. Se recomienda

a los tenedores consultar con un asesor impositivo sobre las consecuencias particulares del Impuesto a los Bienes Personales derivadas de la tenencia de ADS.

Impuesto al Valor Agregado (IVA)

La venta, el canje u otra enajenación de los ADS o acciones ordinarias de la Compañía y la distribución de dividendos están exentas del IVA.

Impuesto a los Débitos y Créditos Bancarios en Argentina

Todos los créditos y débitos en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras de Argentina, así como ciertos pagos en efectivo, están sujetos a este impuesto, que se liquida a una alícuota general del 0,6%. También existen alícuotas mayores de 1,2% y menores del 0,075%. Los titulares de cuentas bancarias sujetos a la alícuota general del 0,6% podrán considerar el 34% del impuesto pagado por los créditos bancarios como crédito fiscal. Los contribuyentes sujetos a la alícuota del 1,2% podrán considerar el 17% de todos los impuestos pagados sobre dichos créditos bancarios como un crédito. Dichos montos pueden imputarse como crédito a cuenta del Impuesto a las Ganancias o la Ganancia Mínima Presunta.

Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta

Las entidades domiciliadas en Argentina están sujetas a este tributo a la alícuota del 1% aplicable al valor total de sus activos gravables, en la medida en que los mismos superen, en total, la suma de Ps.200.000. Específicamente, la ley establece que los bancos, otras entidades financieras y las compañías de seguro deben considerar una base imponible equivalente al 20% del valor de los activos gravables. Este impuesto se debe pagar única y exclusivamente si el Impuesto a las Ganancias determinado para algún ejercicio económico no resulta igual o superior al importe adeudado en concepto de Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta. En ese caso, sólo corresponde pagar la diferencia entre el impuesto a la ganancia mínima presunta determinado para ese ejercicio económico y el Impuesto a las Ganancias determinado para el mismo período. El Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta que se hubiere pagado se aplica como pago a cuenta del impuesto a las ganancias a pagar en los diez años fiscales inmediatamente posteriores. Cabe mencionar que las acciones y otras participaciones accionarias en entidades sujetas al Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta están exentas de este impuesto.

Se recomienda a los accionistas consultar a un asesor impositivo respecto de las consecuencias particulares del impuesto a la ganancia mínima presunta en Argentina derivadas de la tenencia de ADS o acciones ordinarias.

De acuerdo con la Ley N° 27.260, sancionada por el Congreso de la Nación el 29 de junio de 2016, el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta será eliminado con efectos a partir del 1° de enero de 2019.

Impuesto a los Ingresos Brutos

Por otra parte, el Impuesto a los Ingresos Brutos puede ser aplicable a la transferencia de ADS o acciones ordinarias y a la percepción de dividendos, en la medida que dicha actividad se desarrolle con habitualidad en una provincia argentina o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a menos que se aplique una exención. Por ejemplo, conforme al Código Impositivo de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, las operaciones con acciones así como la percepción de dividendos se encuentran exentos del Impuesto a los Ingresos Brutos. Se recomienda a los Tenedores de ADS o de acciones ordinarias consultar a un asesor impositivo respecto de las consecuencias específicas que traen aparejadas la tenencia y la enajenación de ADS o acciones ordinarias en las jurisdicciones involucradas.

Regímenes de cobro de ingresos impositivos provinciales sobre montos acreditados en cuentas bancarias

Diferentes autoridades impositivas (es decir, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Corrientes, Córdoba, Tucumán, la Provincia de Buenos Aires y Salta, entre otras) han establecido regímenes de recaudación a los fines del Impuesto a los Ingresos Brutos aplicables a los créditos verificados en cuentas abiertas en entidades financieras, de cualquier clase y/o naturaleza, incluidas todas las sucursales, independientemente de su ubicación territorial. Estos regímenes se aplican a los contribuyentes incluidos en los listados provistos mensualmente por las autoridades impositivas de cada jurisdicción. Las alícuotas aplicables pueden variar dependiendo de la jurisdicción involucrada. Las recaudaciones realizadas bajo estos regímenes serán consideradas como pago a cuenta del Impuesto a los Ingresos Brutos. Téngase en cuenta que ciertas jurisdicciones han excluido la aplicación de estos regímenes a determinadas operaciones financieras. Los tenedores deberán corroborar la existencia de cualquier exclusión de estos regímenes de acuerdo con la jurisdicción involucrada.

Impuesto de Sellos

Los instrumentos celebrados a título oneroso pueden estar sujetos al Impuesto de Sellos en ciertas provincias argentinas o en la Ciudad de Buenos Aires en caso de que los instrumentos relacionados con la transferencia de los ADS o acciones ordinarias de la Compañía

sean ejecutados o suscriptos dentro de dichas jurisdicciones, salvo que se aplique una exención. En la Ciudad de Buenos Aires, los actos o instrumentos relacionados con la negociación de acciones y otros títulos valores debidamente autorizados para la oferta pública por la CNV están exentos del Impuesto de Sellos. Se recomienda a los Tenedores de ADS o acciones ordinarias consultar con un asesor impositivo sobre las consecuencias particulares del Impuesto de Sellos aplicables a las jurisdicciones involucradas.

Otros Impuestos

En la Argentina no existen impuestos sucesorios que graven la titularidad, transferencia o enajenación de los ADS o acciones ordinarias de la Compañía, salvo por la provincia de Buenos Aires y Entre Ríos. En dichas jurisdicciones, existe un impuesto a la transmisión de activos a título gratuito, ya sea por herencia, legado, donación, etc. Desde enero de 2011, se establecieron alícuotas impositivas entre el 4% y el 21,925% según la base imponible y el grado de parentesco en cuestión. La transmisión a título gratuito de ADS o acciones ordinarias podría estar sujeta a este impuesto en la provincia de Buenos Aires en la medida que la transmisión sea igual o superior a Ps.107.640 o Ps.448.500 en caso de que haya padres, hijos y cónyuges involucrados. Asimismo, en la provincia de Entre Ríos el impuesto a la transmisión a título gratuito podría aplicarse en caso de que dicha transmisión sea igual o superior a Ps.60.000 o Ps.250.000 si hubiese padres, hijos o cónyuges involucrados.

Se recomienda a los tenedores de ADS o acciones ordinarias consultar a un asesor impositivo sobre las consecuencias impositivas particulares que surjan en las jurisdicciones involucradas.

Tasa de Justicia

En el supuesto de que resulte necesario instituir un proceso ejecutivo en relación con los ADS o las acciones ordinarias de la Compañía en los tribunales federales de Argentina o los tribunales con asiento en la Ciudad de Buenos Aires, se aplicará una tasa de justicia (actualmente del 3,0%) sobre el monto de cualquier reclamo instituido ante dichos tribunales. Podría aplicarse una tasa de justicia y otros impuestos sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales de la provincia relevante.

Convenios Impositivos

Argentina celebró convenios impositivos para evitar la doble imposición con Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Italia, Países Bajos, Noruega, Rusia, España, Suecia, Suiza, el Reino Unido y México. Asimismo, Argentina firmó un nuevo convenio con los Emiratos Árabes, pero aún se encuentra en proceso de ratificación. No existe en la actualidad ningún convenio o tratado impositivo para evitar la doble imposición vigente entre Argentina y Estados Unidos.

Ingresos de Fondos provenientes de Jurisdicciones No Cooperantes

En virtud de la sanción de la Ley N° 27.430, se consideran 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 vigente un acuerdo de este tipo, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Los acuerdos y convenios aludidos deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina. El Poder Ejecutivo elaborará un listado de las Jurisdicciones No Cooperantes con base en el criterio descripto.

De acuerdo con la presunción legal establecida en el Artículo 18.1 de la Ley N° 11.683 y sus modificatorias, los ingresos de fondos provenientes de Jurisdicciones No Cooperantes se consideran como incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local, cualquiera sea la naturaleza o tipo de operación de que se trate. Los incrementos patrimoniales no justificados están sujetos a los siguientes impuestos:

- se determinaría un Impuesto a las Ganancias a la alícuota del 35% sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- se determinaría el IVA a una alícuota del 21% sobre 110% del monto de los fondos transferidos.

Aunque el significado del concepto “ingresos provenientes” no está claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

(i) desde una cuenta en una Jurisdicción No Cooperante o desde una cuenta bancaria abierta fuera de una Jurisdicción No Cooperante pero cuyo titular sea una entidad localizada en una Jurisdicción No Cooperante; o

(ii) a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

El residente argentino a los fines impositivos puede refutar dicha presunción legal comprobando debidamente ante la AFIP 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.

Con relación a la aplicación de la presunción legal indicada en los párrafos anteriores a los ingresos que provengan de jurisdicciones consideradas de nula o baja tributación (definidas en el artículo 15.2 de la ley del Impuesto a las Ganancias), se esperan precisiones sobre este tema con el dictado del decreto reglamentario por parte del Poder Ejecutivo.

DE LA OFERTA Y LA COTIZACIÓN

Precio de mercado de las acciones de la Compañía

Las acciones ordinarias de la Compañía cotizan en BYMA, bajo el símbolo “CEPU.” Durante 2016, el volumen negociado en BYMA ascendió a 38.216.208 acciones. El número total de acciones suscriptas e integradas el 31 de diciembre de 2016 era de 1.514.022.256, de las cuales 189.252.782 cotizaban y estaban disponibles para su negociación en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

La tabla a continuación presenta, para los períodos indicados, las cotizaciones máximas y mínimas de cierre en pesos argentinos en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, MERVAL o BYMA (como continuador de los anteriores).

	Bolsa de Comercio de Buenos Aires	
	Ps. por acción ⁽¹⁾⁽²⁾	
	Máximo	Mínimo
2012	2,72	1,10
2013	2,69	0,94
2014	6,99	1,88
2015	12,25	5,63
1° Trimestre	8,88	5,63
2° Trimestre	9,38	8,00
3° Trimestre	9,34	7,38
4° Trimestre	12,25	7,25
2016	25,00	9,63
1° Trimestre	13,88	9,63
2° Trimestre	13,23	11,00
3° Trimestre	24,88	12,81
4° Trimestre	25,00	17,50
2017		
Enero	25,00	22,63
Febrero	28,50	24,63
Marzo	27,70	23,80
Abril	26,85	23,50
Mayo	25,10	21,50
Junio	24,95	24,00
Julio	25,00	21,00
Agosto	26,20	20,50
Octubre	32,75	28,35
Noviembre	32,50	28,60
Diciembre	32,75	27,55
2018		
Enero ⁽³⁾	42,35	31,90

(1) Fuente: Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

(2) Con fines comparativos, el precio por acción de esta tabla refleja los ajustes por variaciones en la cantidad de acciones en circulación en la compañía. El precio por acción en cada período se expresa en esta tabla como capitalización de mercado durante dicho período, dividido por la cantidad actual de acciones en circulación.

(3) Hasta el 12 de enero de 2018.

Negociación en el Mercado de Valores de Argentina

El mercado de valores en Argentina está compuesto por 14 mercados. Los títulos valores que cotizan en estos mercados incluyen, entre otros, títulos privados y bonos y títulos públicos.

BYMA (continuadora del Mercado de Valores de Buenos Aires) y el Mercado Abierto Electrónico S.A. (“MAE”) son los principales mercados en Argentina y son dos de los mercados más grandes de Latinoamérica en términos de capitalización de mercado. El BYMA maneja aproximadamente el 95% del volumen total negociado de acciones en Argentina.

Si bien las compañías pueden cotizar todo su capital accionario en BYMA, en la mayoría de los casos los accionistas controlantes retienen la mayoría del capital accionario de la compañía. Como resultado de ello, sólo un porcentaje relativamente bajo de acciones de la mayoría de las compañías está disponible para su negociación activa por parte del público en BYMA.

A fin de controlar la volatilidad del precio, BYMA opera un sistema en virtud del cual la negociación de una acción particular o título de deuda particular se suspende por un período de 15 minutos cuando el precio del título registra una variación entre el 10% y 15%. Cualquier variación adicional del 5% en el precio del título valor subsiguiente da lugar a períodos de suspensión sucesivos de 10 minutos adicionales.

En 2013, los accionistas de Mercado de Valores de Buenos Aires (el “Merval”) y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires celebraron un acuerdo marco para crear el BYMA con la finalidad de operar un mercado de valores de acuerdo con los requisitos de la Ley N° 26.831. BYMA se constituyó por escisión de ciertos activos del Merval relacionados con sus operaciones del mercado de valores y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires realizará aportes de capital a dicha entidad. Asimismo, se ha solicitado a la CNV autorización para la oferta pública de las acciones de dicha entidad. El Merval y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires también celebraron un memorando de entendimiento con Mercado de Valores de Córdoba S.A. para la integración del mercado de valores de Córdoba en un mercado de valores federal administrado por BYMA, con varios corredores de la Ciudad de Santa Fe, Provincia de Santa Fe, para que actúen dentro de dicho mercado federal.

La Resolución de la CNV N° 17.501/2014 de fecha 11 de septiembre de 2014 autorizó a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires a actuar como entidad calificada a los fines del ejercicio de las actividades previstas en el inciso b), f) y g) del artículo 32 de la Ley N° 26.831 en el marco de la delegación ejercida por Merval a través del “Acuerdo de Delegación de Funciones” de fecha 26 de febrero de 2014 entre la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y Merval. Como resultado de ello, la Bolsa de Comercio de Buenos Aires está autorizada a suspender y cancelar la cotización o negociación de los títulos valores en la forma prescripta por las reglamentaciones aplicables. En este contexto, el 8 de enero de 2015, el Merval estableció los términos bajo los cuales se implementaría la delegación en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires para asegurar la continuidad de negociación de los títulos valores.

La autorización de la CNV con respecto a la escisión mencionada anteriormente fue otorgada el 29 de diciembre de 2016, y la autorización de la CNV para la oferta pública de las acciones de BYMA fue otorgada el 16 de marzo de 2017. El 17 de abril de 2017, los agentes, emisores y todos los títulos valores que cotizaban en BYMA fueron transferidos automáticamente y registrados en BYMA sin requisito ni costo adicional.

Regulaciones del mercado argentino de valores

La CNV es una entidad gubernamental que dicta las regulaciones del mercado de valores argentino y es responsable de autorizar ofertas públicas de títulos y de supervisar a los operadores, a las empresas públicas, a los fondos comunes de inversión y a las cámaras compensadoras. Las ofertas públicas y la negociación de futuros y opciones también están dentro del marco de competencia atribuido a la CNV. Las compañías aseguradoras argentinas están reguladas por la Superintendencia de Seguros de la Nación como organismo gubernamental separado, mientras que las entidades financieras están reguladas principalmente por el Banco Central. Los mercados argentinos de valores están regidos en general por la Ley N° 26.831, y sus modificatorias, que regula a las bolsas de valores, a los corredores de bolsa, a las operaciones de mercado y a las ofertas públicas de títulos.

La mayoría de los títulos de deuda y acciones negociados en las bolsas de valores y en el mercado extrabursátil, a menos que los accionistas dispongan lo contrario, deben ser depositados en Caja de Valores S.A. (“Caja de Valores”), que es una sociedad anónima de propiedad de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, el BYMA y algunas bolsas provinciales. Caja de Valores es el depositario central de valores de Argentina, que provee un medio de depósito central para títulos valores, actúa como una cámara de compensación para los títulos valores negociados, y actúa como agente de transferencia y de pago en relación con ello. Caja de Valores también maneja la liquidación de operaciones de títulos valores llevadas a cabo en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y opera el sistema computarizado de intercambio de información.

Si bien en la primera mitad de la década de 1990 se introdujeron cambios en el marco legal que permitieron la emisión y negociación de nuevos productos financieros en los mercados de capitales argentinos, incluyendo títulos valores a corto plazo, nuevos tipos de obligaciones negociables y futuros y opciones, existe un nivel relativamente bajo de regulación del mercado para los títulos argentinos y las actividades de los inversores en ese mercado, y la ejecución de disposiciones reguladoras existentes ha sido extremadamente

limitada. Sin embargo, con la sanción de la Ley N° 26.831 y su Decreto reglamentario N° 1023, la CNV ha tomado medidas para fortalecer la información y las normas reglamentarias para el mercado de títulos valores argentinos, el cual se ejecutó mediante cambios en las Normas de la CNV implementados a través de la Resolución N° 622/2013.

Para ofrecer títulos al público en Argentina, un emisor debe cumplir con ciertos requisitos establecidos por la CNV con respecto a sus activos, el historial operativo, los órganos de administración y otros asuntos, y sólo los títulos para los cuales la CNV ha aprobado una solicitud de oferta pública pueden cotizar en la bolsa correspondiente. Esta aprobación no implica ninguna clase de certificación de garantía relacionada con los méritos de la calidad de los títulos valores o la solvencia del emisor. Los emisores de títulos con cotización están obligados a presentar estados financieros trimestrales no auditados y estados financieros anuales auditados, como así también otros informes periódicos diversos ante la CNV y la bolsa autorizada correspondiente.

Las normas de la CNV establecen asimismo que cualquier persona física o entidad que, directa o indirectamente, compra o vende títulos valores, altera su participación directa o indirecta en el capital accionario de una empresa que cotiza en bolsa, convierte títulos de deuda en acciones o ejerce opciones de compra o venta de dichos títulos debe informar inmediatamente dicha compra, venta, alteración, conversión o ejercicio a la CNV, siempre que los títulos en cuestión representen como mínimo el 5% de los derechos de voto de la sociedad con cotización en bolsa. Cualquier variación adicional en dichos derechos de voto debe informarse a la CNV.

En consecuencia, la compra de títulos valores (incluidos los ADS) que representan como mínimo 5% de los derechos de voto de la Compañía, después de dicha compra, cualquier posterior compra, venta, alteración, conversión o ejercicio de derechos deberá informarse a la CNV, conforme se establece anteriormente.

PLAN DE DISTRIBUCIÓN

a) Oferta

Oferta Global

Mediante la presente colocación por oferta pública de acciones autorizadas por la CNV los Accionistas Vendedores ofrecen hasta 408.095.678 acciones existentes, incluyendo la Oferta de Sobre Suscripción (ampliable hasta el monto máximo autorizado por la regulación aplicable), de valor nominal \$1 por acción, con derecho a un voto cada una (las “Acciones Existentes”). La Compañía no recibirá fondos de la venta de Acciones Existentes por parte de los Accionistas Vendedores.

La oferta pública de la totalidad de las acciones de la Emisora ha sido autorizada por Certificado N°430 de fecha 18 de enero de 2017 de la CNV.

Las Acciones Existentes serán ofrecidas en la Oferta Local y en la Oferta Internacional, de acuerdo a lo previsto a continuación. La cantidad total de Acciones Existentes de la Oferta Local y de la Oferta Internacional está sujeta a reasignación entre ambas ofertas. Los cierres de la Oferta Internacional y de la Oferta Local están condicionados entre sí.

Oferta Local

La oferta local comprende Acciones Existentes a ser ofrecidas por los Accionistas Vendedores a residentes en la República Argentina a través de los Colocadores Locales (la “Oferta Local”).

Oferta Internacional

La oferta internacional comprende Acciones Existentes a ser ofrecidas por los Accionistas Vendedores, al público inversor en los Estados Unidos de América y en otros países fuera de la Argentina a través de los Colocadores Internacionales (la “Oferta Internacional”).

Accionistas Vendedores

Para más información véase “Accionistas Principales y Accionistas Vendedores.”

Opción de Sobre-Suscripción

Como es usual en transacciones internacionales, el Vendedor de Acciones Adicionales otorgará a los Colocadores Internacionales el derecho durante un período de 30 días contados desde la fecha de firma del Contrato de Colocación Internacional (según se define en el presente Prospecto), a comprar hasta 53.229.870 Acciones Existentes adicionales (las “Acciones Existentes Adicionales”), al Precio de Suscripción Definitivo, menos las comisiones aplicables, para cubrir sobre-suscripciones, si hubiera (la “Opción de Sobre-Suscripción”).

(b) Plan de Distribución

General

De conformidad con lo establecido por el artículo 27 del capítulo V del título II de las Normas de la CNV, la colocación de valores negociables en la Argentina debe realizarse por alguno de los mecanismos previstos en el capítulo IV del título VI de las Normas de la CNV. Asimismo, el artículo 1° de la sección I del capítulo IV del título VI de las Normas de la CNV (modificado por la Resolución N° 662/2016 de la CNV) establece que las emisoras podrán optar por colocar los valores negociables por medio de los sistemas de (i) formación de libro; o (ii) subasta o licitación pública. La colocación de las Acciones Existentes será realizada a través del proceso denominado de formación de libro conocido internacionalmente como “*book building*” (el “Mecanismo de Formación de Libro”), que estará a cargo de los Colocadores Internacionales. El registro del libro del “*book building*” será llevado en la Ciudad de Nueva York, Estados Unidos, conforme estándares internacionalmente reconocidos.

Los Colocadores Internacionales volcarán las Manifestaciones de Interés recibidas de los potenciales inversores fuera de la Argentina y las recibidas por los Colocadores Locales en la Argentina (quien también recibirá las Manifestaciones de Interés de los Agentes

Intermediarios Habilitados ingresadas en el Sistema SICOLP), en un libro de registro llevado de conformidad con las prácticas habituales y normativa aplicable para este tipo de colocaciones internacionales en los Estados Unidos según lo previsto en el artículo 1º de la sección I del capítulo IV del título VI de las Normas de la CNV (el “Registro”). El Registro se llevará a través de la plataforma informática de los Colocadores Internacionales e identificará en forma precisa la información correspondiente de las Manifestaciones de Interés, de conformidad con lo requerido por las Normas de la CNV.

El proceso de colocación descrito en la presente sección cumple con las pautas requeridas por el artículo 4, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV (conforme la Resolución General 662/2016 de la CNV), en virtud de lo cual los Colocadores observarán las disposiciones aplicables en materia de Prevención del Lavado de Dinero y Financiamiento del Terrorismo.

Esfuerzos de colocación

La Compañía, los Accionistas Vendedores, junto con los Colocadores Locales realizarán una serie de actos y esfuerzos de marketing y colocación y ofrecerán las Acciones Existentes mediante oferta pública en Argentina en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y la demás normas aplicables, incluyendo, sin carácter limitativo, el capítulo IV del título VI de las Normas de la CNV, y asimismo, junto con los Colocadores Internacionales se realizarán una serie de actividades de promoción fuera de Argentina, incluyendo en los Estados Unidos, a los fines de la colocación de las Acciones Existentes (y las Acciones Existentes Adicionales, en su caso), entre potenciales inversores en los Estados Unidos y otros países excepto Argentina. Los esfuerzos de colocación consistirán en una variedad de métodos y acciones de comercialización utilizados en operaciones similares, que entre otros podrían incluir los siguientes: (i) la realización de presentaciones internacionales y/o locales (“road shows”) a potenciales inversores; (ii) la realización de llamadas telefónicas en conferencia individuales o grupales con potenciales inversores, donde tendrán la oportunidad de formular preguntas sobre los negocios de la Compañía y sobre las Acciones Existentes; (iii) la realización de “road shows electrónicos”, una presentación audiovisual por Internet que permita a los potenciales inversores acceder a la presentación de la Compañía; (iv) la publicación de comunicaciones y avisos en periódicos y boletines; (v) la distribución (en versión impresa y/o electrónica) del Memorándum de Oferta en castellano en la Argentina y de los documentos de la oferta en idioma inglés, los cuales contendrán sustancialmente la misma información, en otros países; y (vi) la puesta a disposición de copias del Memorándum de Oferta a potenciales inversores radicados y/o domiciliados en Argentina, ante su solicitud, en las oficinas de la Compañía y/o en las oficinas de los Colocadores Locales (en las direcciones que se detallan en la última hoja del presente).

En el marco de la Oferta Local, y siguiendo la práctica local para la colocación de valores negociables en operaciones similares, los Colocadores Locales celebrarán con los Accionistas Vendedores, un contrato de colocación local (el “Contrato de Colocación Local”) en relación con las Acciones Existentes que serán ofrecidas a potenciales inversores en Argentina. Dicho Contrato de Colocación Local establecerá los derechos y obligaciones de los Colocadores Locales en relación con la colocación de las Acciones Existentes en Argentina. Los Colocadores Locales realizarán sus mejores esfuerzos, conforme prácticas usuales de mercado, para la colocación de las Acciones Existentes bajo la Oferta Local en Argentina, conforme las Normas de la CNV, pero no asumirán compromiso alguno de colocación o suscripción en firme, de acuerdo al procedimiento que se describe en el presente. En el marco de la Oferta Internacional, y siguiendo la práctica internacional para la colocación de valores negociables en operaciones similares, los Colocadores Internacionales celebrarán con los Accionistas Vendedores en la Fecha de Adjudicación (según se define más adelante), un contrato de colocación internacional (“underwriting agreement”) (el “Contrato de Colocación Internacional”) en relación con las Acciones Existentes (incluyendo la Opción de Sobre-Suscripción, en su caso) que hayan sido ofrecidas por ellos a potenciales inversores fuera de Argentina y que hayan sido adjudicadas. Dicho Contrato de Colocación Internacional establecerá los derechos y obligaciones de los Colocadores Internacionales en relación con la colocación y adjudicación, incluyendo la Opción de Sobre-Suscripción. Asimismo, el Contrato de Colocación Internacional establecerá la forma en que las Acciones Existentes serán entregadas por los Colocadores Internacionales a los potenciales inversores fuera de Argentina que hayan resultado adjudicados.

Proceso de Colocación

Presentación de Manifestaciones de Interés

Los potenciales inversores residentes en Argentina interesados en suscribir las Acciones Existentes deberán presentar durante el Período de Suscripción (tal como se define más adelante) manifestaciones de interés (las “Manifestaciones de Interés”) con las especificaciones que se detallan más adelante. Los potenciales inversores residentes en el exterior deberán presentar Manifestaciones de Interés a los Colocadores Internacionales.

Los Colocadores Internacionales ingresarán en el Registro: (i) las Manifestaciones de Interés por las Acciones Existentes recibidas de parte de potenciales inversores en Estados Unidos y en otros países excepto Argentina; y (ii) las Manifestaciones de Interés por Acciones Existentes recibidas de parte de potenciales inversores residentes en Argentina. Los Colocadores Locales y los Agentes Intermediarios Habilitados serán los encargados de recibir las Manifestaciones de Interés por las Acciones Existentes en el marco de la Oferta Local, y

los Colocadores Internacionales serán los encargados de recibir las Manifestaciones de Interés por las Acciones Existentes en el marco de la Oferta Internacional.

AR Partners S.A. será el encargado de enviar a los Colocadores Internacionales las Manifestaciones de Interés recibidas en el Sistema SICOLP en relación a la Oferta Local, de conformidad con los procedimientos que los mismos determinen.

Período de Suscripción

AR Partners S.A. será el encargado de generar en el Sistema SICOLP la habilitación de la rueda para la Oferta Local, la cual será cerrada, implicando que solamente los Colocadores Locales tendrán acceso a la visualización de la totalidad de las Manifestaciones de Interés ingresadas en el Sistema SICOLP.

Durante el Período de Suscripción que comenzará en la fecha que se detalle en el Aviso de Suscripción, los potenciales inversores residentes en Argentina interesados en suscribir las Acciones Existentes podrán presentar las Manifestaciones de Interés ante los Colocadores Locales y/o los Agentes Intermediarios Habilitados en el horario de 10.00 a 16.00, y que culminará en el último día del Período de Suscripción (la “Fecha de Adjudicación”), en el cual los Colocadores Locales recibirán Manifestaciones de Interés hasta las 14.00 horas (la “Fecha Límite de Recepción de Manifestaciones de Interés”). Los potenciales inversores interesados en presentar Manifestaciones de Interés por las Acciones Existentes deberán contactar a los Colocadores Locales y/o a los Agentes Intermediarios Habilitados, según sea el caso, con suficiente anticipación durante el Período de Suscripción a fin de posibilitar el adecuado procesamiento e ingreso en el Sistema de Colocaciones Primarias del BYMA (“SICOLP”) de dichas Manifestaciones de Interés.

A partir de la Fecha Límite de Recepción de Manifestaciones de Interés, no se recibirán nuevas Manifestaciones de Interés.

Las Manifestaciones de Interés recibidas por los Colocadores Locales y/o los Agentes Intermediarios Habilitados desde el inicio del Período de Suscripción hasta la Fecha Límite de Recepción de Manifestaciones de Interés no serán vinculantes, y podrán ser retiradas o modificadas hasta la Fecha Límite de Recepción de Manifestaciones de Interés. En virtud de las facultades previstas por el Artículo 7, Sección I, del Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV los potenciales inversores renuncian a la necesidad de ratificar expresamente las Manifestaciones de Interés con efecto a la fecha Límite de Recepción de Manifestaciones de Interés. En consecuencia, todas las Manifestaciones de Interés que no hubieran sido retiradas o modificadas a la Fecha Límite de Recepción de Manifestaciones de Interés constituirán ofertas firmes, vinculantes y definitivas en los términos presentados (según las modificaciones realizadas hasta ese momento) con efecto a partir de la Fecha Límite de Recepción de Manifestaciones de Interés, sin necesidad de manifestación adicional alguna por parte del potencial inversor.

Los formularios de las Manifestaciones de Interés a ser utilizados en Argentina serán puestos a disposición de los potenciales inversores residentes en Argentina por los Colocadores Locales y los Agentes Intermediarios Habilitados e incluirán, al menos, la siguiente información: (i) nombre o denominación del inversor; (ii) CUIL/CUIT/CDI/CIE (iii) la Cantidad Solicitada de Acciones Existentes; (iii) el Precio Ofrecido en Dólares estadounidenses (especificando tres decimales), (o en blanco, en cuyo caso se entenderá que el Precio Ofrecido será el Precio de Suscripción que oportunamente se decidiera, cualquiera sea éste); (iv) la categoría de inversor de que se trate (según se indica seguidamente); (v) la o las cuentas en las cuales recibirán las Acciones Existentes que en su caso se les adjudiquen; (vi) la moneda de integración (Dólares Estadounidenses o Pesos Argentinos, al tipo de cambio aplicable), y (vii) cualquier otro requisito que a criterio de los Colocadores Locales y/o de los Agentes Intermediarios Habilitados, según sea el caso, sea necesario para asegurar el cumplimiento de las exigencias normativas y la validez de dichas Manifestaciones de Interés. **No se recibirán órdenes en una moneda diferente a Dólares Estadounidenses ni de residentes en el exterior.**

Los Colocadores Locales y los Agentes Intermediarios Habilitados deberán solicitar a los potenciales inversores que cursaren las Manifestaciones de Interés a través suyo, la identificación como inversor entre las siguientes categorías: (i) institucional; (ii) inversor minorista y (iii) cartera propia.

Para el caso que el potencial inversor no consignare un Precio Ofrecido, los Colocadores Locales y los Agentes Intermediarios deberán ingresar la orden en el Sistema SICOLP bajo la solapa “no competitiva”.

Los potenciales inversores podrán presentar más de una Manifestación de Interés.

Sujeto a las Normas de la CNV y demás normas aplicables, los Colocadores Locales podrán requerir que los potenciales inversores locales que presenten Manifestaciones de Interés a través suyo provean garantías del pago de sus suscripciones, según se describe más adelante.

Las Manifestaciones de Interés no podrán rechazarse, salvo en los supuestos que contengan errores y/u omisiones de datos que hagan imposible o indebidamente gravoso su procesamiento o bien en los supuestos que se indican a continuación.

Los potenciales inversores que presenten Manifestaciones de Interés podrán verse obligados a suministrar a los Colocadores Locales y/o a los Agentes Intermediarios Habilitados, toda aquella información y documentación que pueda ser requerida por aquellos, a su solo criterio y como condición previa a presentar sus respectivas Manifestaciones de Interés a fin de dar cumplimiento a las regulaciones aplicables, incluso, a título enunciativo, las leyes y reglamentaciones relacionadas con el lavado de activos, incluidas las normas del mercado de capitales para la prevención del lavado de activos y financiamiento al terrorismo emitidas por la UIF y demás normas similares de la CNV, y/o del BCRA incluyendo, sin limitación, la Ley de Lavado de Activos (en adelante, la “Normativa de Prevención de Lavado de Activos”). En los casos en que la información señalada precedentemente: (i) resultare insuficiente, incompleta y/o (ii) no fuera proporcionada en tiempo y forma debida, los Colocadores Locales y/o los Agentes Intermediarios Habilitados, según sea el caso, podrán rechazar las Manifestación de Interés, sin ningún tipo de responsabilidad, respetando en todos los casos el principio de trato igualitario entre los potenciales inversores. Las Manifestaciones de Interés rechazadas quedarán automáticamente sin efecto.

Asimismo, los Colocadores Locales podrán requerir un depósito por adelantado (el “Depósito por Adelantado”) a los potenciales inversores del precio de suscripción u otras garantías suficientes que aseguren la integración de tales Manifestaciones de Interés en caso de resultar adjudicadas y, en caso de que los correspondientes potenciales inversores no las suministraren, los Colocadores Locales podrán no aceptar tales Manifestaciones de Interés. De resultar el Precio de Suscripción Definitivo inferior al Depósito por Adelantado, el Colocador Local respectivo procederá a restituir la diferencia a favor del inversor adjudicado a la mayor brevedad posible.

Ni los Accionistas Vendedores ni los Colocadores tendrán en ningún caso responsabilidad alguna por las Manifestaciones de Interés presentadas a los Agentes Intermediarios Habilitados. En el caso de Manifestaciones de Interés que se ingresen a través de Agentes Intermediarios Habilitados, tales Agentes Intermediarios Habilitados serán respecto de las mismas los únicos responsables de cumplir con la Normativa de Prevención de Lavado de Activos y de que existan garantías suficientes que aseguren la integración de tales Manifestaciones de Interés en caso de resultar adjudicadas, no teniendo los Accionistas Vendedores ni los Colocadores responsabilidad alguna al respecto. Los Agentes Intermediarios Habilitados serán responsables frente a los Accionistas Vendedores y/o frente a los Colocadores por los daños y perjuicios que la falta de integración de las Manifestaciones de Interés adjudicadas y cursadas por su intermedio ocasione a los Accionistas Vendedores y/o a los Colocadores.

Ni los Accionistas Vendedores ni los Colocadores serán responsable por problemas, fallas, pérdidas de enlace errores en la aplicación y/o caídas del software al utilizar el SICOLP a los fines de consolidar la totalidad de Manifestaciones de Interés recibidas en la Oferta Local. Para mayor información respecto de la utilización del Sistema SICOLP, se recomienda a los interesados leer detalladamente el manual que se encuentra publicado en la Página Web del BYMA “Sistema de Colocaciones Primarias – SICOLP”.

Terminación, interrupción o prórroga del Período de Suscripción

Los Accionistas Vendedores podrán terminar, interrumpir o prorrogar el Período de Suscripción, en cuyo caso dicha alteración será informada con anticipación a la finalización del período respectivo mediante un aviso complementario al Aviso de Suscripción, a ser: (i) presentado en la BCBA para su publicación en el Boletín Diario de la BCBA, en virtud de la delegación del BYMA; y (ii) publicado en la Página Web de la CNV, bajo el ítem “Información Financiera”. En dicho caso, los potenciales inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés podrán, a su solo criterio y sin penalidad alguna, retirar tales Manifestaciones de Interés en cualquier momento anterior al horario que se determine en el Aviso de Suscripción (hora de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) de la Fecha de Adjudicación.

La terminación, interrupción o prórroga del Período de Suscripción no generará responsabilidad alguna ni para los Accionistas Vendedores ni para los Colocadores, ni otorgará a los potenciales inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés, ni a los Agentes Intermediarios Habilitados, derecho a compensación y/o indemnización alguna. En caso de terminación del Período de Suscripción, las Manifestaciones de Interés que se hayan presentado quedarán automáticamente sin efecto.

Proceso de Adjudicación

General

En la Fecha de Adjudicación, tan pronto como le sea posible luego de la Fecha Límite de Recepción de Manifestaciones de Interés, AR Partners S.A. será el encargado de enviar a los Colocadores Internacionales las Manifestaciones de Interés recibidas en el Sistema SICOLP en relación a la Oferta Local, cursadas a través suyo o a través del otro Colocador Local, o eventualmente a través de los Agentes Intermedios Habilitados recibidas en Argentina, de conformidad con los procedimientos que los mismos determinen.

Asimismo, en la Fecha de Adjudicación, los Colocadores Internacionales consolidarán en el Registro la totalidad de las Manifestaciones de Interés recibidas, y tan pronto como sea posible procederán al cierre del Registro (el “Cierre del Registro”). Seguidamente, los Accionistas Vendedores en conjunto con los Colocadores Internacionales, determinarán: (i) el precio de suscripción definitivo de las Acciones Existentes (y/o de las Acciones Existentes Adicionales, en su caso) en Dólares Estadounidenses (el “Precio de Suscripción”).

Definitivo”); (ii) la cantidad de Acciones Existentes a adjudicarse; y (iii) la adjudicación de las Acciones Existentes de acuerdo a lo que acuerden los Accionistas Vendedores.

Procedimiento para la determinación del Precio de Suscripción Definitivo

Durante el Período de Suscripción los Accionistas Vendedores, los Colocadores Internacionales y los Colocadores Locales mantendrán una curva de demanda del Precio Ofrecido de las Acciones Existentes en base a las Manifestaciones de Interés. En función de la información contenida en las Manifestaciones de Interés recibidas e ingresadas en el Registro por los Colocadores Internacionales, en la Fecha de Adjudicación los Accionistas Vendedores, en conjunto con los Colocadores Internacionales, determinarán el Precio de Suscripción Definitivo. Una vez determinado, la Compañía y los Accionistas Vendedores informarán el Precio de Suscripción Definitivo en Dólares Estadounidenses mediante la publicación del Aviso de Resultados durante un (1) Día Hábil en el Boletín Diario de la BCBA, en virtud de la delegación de BYMA, con anterioridad a la Fecha de Liquidación y también se publicará en la página web de la CNV, bajo el ítem “Información Financiera”.

A los efectos de determinar el Precio de Suscripción Definitivo, los Accionistas Vendedores se basarán en estándares de mercado habitual y razonable para operaciones de similares características.

Todas las Acciones Existentes que hubieren sido colocadas en virtud de las Manifestaciones de Interés se suscribirán al Precio de Suscripción Definitivo. Los ADS tendrán el mismo Precio de Suscripción Definitivo que las Acciones Existentes, multiplicado por diez.

Proceso de Adjudicación de las Acciones Existentes (y de las Acciones Existentes Adicionales, en su caso).

Las Acciones Existentes (y las Acciones Existentes Adicionales, en su caso), serán adjudicadas de acuerdo a ciertas pautas de adjudicación establecidas por los Accionistas Vendedores que se resumen a continuación.

A efectos de poder contar con la mayor información para el correcto desarrollo del proceso de adjudicación, los Colocadores Internacionales tendrán la facultad de consultar a los Colocadores Locales y a los Agentes Intermediarios Habilitado, respecto de la identificación de cada inversor que ingresó las Manifestaciones de Interés por cada uno de ellos.

La adjudicación de las Acciones Existentes (y las Acciones Existentes Adicionales, en su caso) podrá ser realizada dando prioridad a las Manifestaciones de Interés que se hayan recibido de inversores que califiquen como inversores minoristas en Argentina y por una Cantidad Solicitada de hasta 25.000 Acciones Existentes. Asimismo, se podrá priorizar en la adjudicación a inversores institucionales locales e internacionales, incluyendo, sin limitación, fondos de inversión, fondos de pensión, compañías de seguros, entidades financieras, agentes bursátiles y administradores de cuentas de banca privada, entre otros inversores institucionales y compañías financieras. En tal caso, se buscará dar prioridad a aquellos inversores institucionales y compañías financieras que habitualmente mantengan inversiones de largo plazo en valores de las características de las Acciones Existentes. De esa manera, el mercado secundario de las acciones se podría beneficiar por la existencia de una base estable de inversores que tenga vocación de mantener su inversión a largo plazo en la Compañía. **Los Accionistas Vendedores no pueden asegurar a los potenciales inversores que sus Manifestaciones de Interés serán efectivamente adjudicadas ni que, en caso de que ello sucediera, que se les adjudicará la cantidad total de las Acciones Existentes requeridas ni que el porcentaje de adjudicación sobre la cantidad total solicitada entre dos (2) o más Manifestaciones de Interés de iguales características será la misma.**

Ningún inversor que haya presentado una Manifestación de Interés con un precio inferior al Precio de Suscripción Definitivo recibirá Acciones Existentes.

Ni la Compañía, ni los Accionistas Vendedores, ni los Colocadores Internacionales, ni los Colocadores Locales, ni los Agentes Intermediarios Habilitados tendrán ningún tipo de obligación de informar individualmente a cualquier inversor cuyas Manifestaciones de Interés hayan quedado total o parcialmente excluidas, que tales Manifestaciones de Interés han sido excluidas total o parcialmente.

En la Fecha de Adjudicación, se publicará el Aviso de Resultados en la página web de la CNV en el ítem “Información Financiera”, y, en dicha fecha o a primera hora del Día Hábil siguiente a la Fecha de Adjudicación, en el Boletín Diario de la BCBA, en virtud de la delegación de BYMA, indicándose la cantidad total ofertada de Acciones Existentes, la cantidad de Acciones Existentes (y Acciones Existentes Adicionales, en su caso) adjudicadas y el Precio de Suscripción Definitivo.

Oferta desierta.

Los Accionistas Vendedores podrán declarar desierta la colocación de las Acciones Existentes cuando: (i) no se hayan recibido Manifestaciones de Interés por lo menos por una cantidad de Acciones Existentes satisfactoria para los Accionistas Vendedores; (ii) los precios ofrecidos hubieren sido inferiores a los esperados por los Accionistas Vendedores; o (iii) hubieren sucedido cambios adversos en los mercados financieros y/o de capitales locales, así como en las condiciones generales de la Compañía y/o de Argentina, incluyendo,

con carácter meramente enunciativo, condiciones políticas, económicas, financieras o de tipo de cambio en Argentina o crediticias de la Compañía que pudieran hacer que no resulte aconsejable efectuar la transacción contemplada en el presente Memorándum de Oferta.

Los potenciales inversores deberán tener presente que, en caso de ser declarada desierta la colocación de las Acciones Existentes por cualquier causa que fuere, las Manifestaciones de Interés recibidos quedarán automáticamente sin efecto. Tal circunstancia no generará responsabilidad de ningún tipo para los Accionistas Vendedores y la Compañía, ni para los Colocadores ni los Agentes Intermediarios Habilitados, ni otorgará a los potenciales inversores que presentaron dichas Manifestaciones de Interés derecho a compensación ni indemnización alguna. La decisión de declarar desierta la colocación será informada mediante un aviso complementario al presente, que se publicará en la página web de la CNV y por un (1) Día Hábil en el Boletín Diario de la BCBA, en virtud de la delegación de BYMA.

Forma y Plazo para la Integración

Con relación a las Acciones Existentes suscriptas en Argentina y la liquidación de la Oferta Local, los inversores cuyas Manifestaciones de Interés hayan sido adjudicadas deberán realizar el pago del Precio de Suscripción Definitivo alrededor del tercer Día Hábil contado desde la fecha de fijación del Precio de Suscripción Definitivo, tal como se informe en el Aviso de Resultados (la “Fecha de Pago”), en Dólares Estadounidenses o en Pesos Argentinos al tipo de cambio vendedor billete del Banco de la Nación Argentina informado el día anterior a la Fecha de Liquidación por la cantidad total de Acciones Existentes que les hubieren sido adjudicadas (el “Monto a Integrar”) a través de los Colocadores Locales o a través de los Agentes Intermediarios Habilitados, según corresponda, mediante transferencia a la cuenta que les será oportunamente informada por el Colocador Local respectivo o el Agente Intermediario Habilitado correspondiente.

Los Colocadores Locales procederán a aplicar los fondos correspondientes al Depósito por Adelantado al momento de presentar las Manifestaciones de Interés, debiendo el inversor adjudicado completar cualquier diferencia que exista entre el Monto a Integrar y el importe depositado en forma anticipada no más tarde de la Fecha de Pago y debiendo los Colocadores Locales remitir al inversor adjudicado, cualquier diferencia que exista entre el importe integrado en forma anticipada y el Monto a Integrar.

Mora en la Integración de las Acciones Existentes

La mora en pago de las Acciones Existentes por parte de los inversores se producirá en forma automática por el mero vencimiento de los plazos mencionados y dará derecho a los Accionistas Vendedores y/o los Colocadores Locales a reclamar judicialmente el pago. En caso de que cualquiera de los inversores no integrara y/o pagara oportunamente las Acciones Existentes que se le hayan adjudicado, los Accionistas Vendedores podrán declarar caduco el derecho de dicho inversor de recibir tales Acciones Existentes, o tomar cualquier otra medida respecto de ellas que acuerde con los Colocadores.

Proceso de Liquidación

Los Agentes Intermediarios Habilitados a través de quienes se hayan presentado Manifestaciones de Interés por las Acciones Existentes que hayan resultado adjudicadas, deberán transferir los fondos recibidos de parte de los inversores a la cuenta que oportunamente les indique el BYMA, a fin de pagar las Acciones Existentes que les hayan sido adjudicadas. Luego de haberse recibido los fondos provenientes de los Agentes Intermediarios Habilitados, el BYMA los transferirá a la cuenta que será indicada oportunamente por AR Partners S.A. en su carácter de Agente de Liquidación Local. Asimismo, el otro Colocador Local deberá transferir los fondos que reciba por la integración de las Acciones Existentes colocadas a través suyo en la cuenta indicada por AR Partners S.A.

La liquidación de la Oferta Internacional será realizada en la forma establecida en el Contrato de Colocación Internacional.

La Fecha de liquidación tendrá lugar alrededor del tercer Día Hábil Bursátil posterior a la fecha de fijación del Precio de Suscripción Definitivo y será informada en el correspondiente Aviso de Resultado (la “Fecha de Liquidación”). Las Acciones Existentes suscriptas en el marco de la Oferta serán acreditadas en las cuentas que al efecto indiquen los inversores en las Manifestaciones de Interés, en relación a la Oferta Local.

Contra la recepción del Monto a Integrar, (i) el Agente de Liquidación procederá a transferir y acreditar las Acciones Existentes (a) a los inversores que hubieren suscripto a través suyo, en las cuentas que los mismos hayan indicado en sus Manifestaciones de Interés (salvo en aquellos casos de inversores institucionales que, por cuestiones regulatorias, sea necesario transferir las Acciones Existentes previamente a ser abonado el correspondiente Monto a Integrar); y (b) al otro Colocador Local, quien, a su vez, las entregará a los inversores en las cuentas que los mismos hayan indicado en sus Manifestaciones de Interés (salvo en aquellos casos de inversores institucionales que, por cuestiones regulatorias, sea necesario transferir las Acciones Existentes previamente a ser abonado el correspondiente Monto a Integrar); y (ii) el BYMA, en su carácter de agente de liquidación de los Agentes Intermediarios Habilitados, procederá a transferir y acreditar las Acciones Existentes que hayan sido adjudicadas a los inversores que hubieren cursado las

Manifestaciones de Interés a través de los Agentes Intermediarios Habilitados a las cuentas en la Caja de Valores que los inversores hayan indicado previamente a dichos Agentes Intermediarios Habilitados.

NORMATIVA SOBRE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS

El concepto de lavado de dinero se utiliza generalmente para referirse a operaciones que tienen el objeto de ingresar fondos de actividades delictivas en el sistema institucional y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente lícito.

El 13 de abril de 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 25.246 (modificada por las Leyes N° 26.087, 26.119, 26.268, 26.683 y 26.734 (la “Ley de Prevención del Lavado de Activos”), que tipifica el lavado de activos como un delito penal. Además, la ley, que reemplazó diversos artículos del Código Penal de la Nación, estableció sanciones severas para cualquier persona que participe en dichas actividades ilícitas, y creó la Unidad de Información Financiera (“UIF”), que establece un régimen penal administrativo.

A continuación se incluye un resumen de determinadas disposiciones relativas al régimen de lavado de activos y financiamiento del terrorismo dispuestas por la Ley de Prevención del Lavado de Activos, según fuera modificada y complementada por otras normas y regulaciones emitidas por la UIF, el Banco Central, la CNV y otras entidades reguladoras. Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores legales y leer la Ley de Prevención del Lavado de Activos y sus decretos reglamentarios. La UIF es el organismo responsable del análisis, tratamiento y transmisión de información a los efectos de prevenir e impedir el lavado de activos provenientes de diferentes actividades delictivas y el financiamiento del terrorismo. El Código Penal de la Nación define al lavado de dinero como un delito que se comete cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, con la consecuencia posible de que los bienes originarios o los subrogantes, adquieran la apariencia de un origen lícito, y siempre que su valor supere la suma de Ps. 300.000, sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. Las penas establecidas son las siguientes:

1. de tres (3) a diez (10) años de prisión y multas de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación;
2. la pena prevista en el inciso (i) será aumentada en un tercio del máximo y en la mitad del mínimo cuando (a) el autor realizare el hecho con habitualidad o como miembro de una asociación o banda formada para la comisión continuada de hechos de esta naturaleza y (b) cuando el autor fuera funcionario público y hubiera cometido el hecho en ejercicio u ocasión de sus funciones;
3. si el valor de los bienes no superare la suma indicada de Ps. 300.000, el autor será reprimido con la pena de prisión de seis (6) meses a tres (3) años.

El Código Penal de la Nación también sanciona a quien recibiere dinero u otros bienes de origen delictivo con el fin de hacerlos aplicar en una operación que les dé la apariencia posible de un origen lícito.

Conjuntamente con las prácticas internacionalmente aceptadas, la Ley de Prevención del Lavado de Activos no asigna responsabilidad por controlar estas operaciones ilícitas meramente a las entidades gubernamentales, sino que también asigna ciertos deberes a varias entidades del sector privado tales como bancos, operadores bursátiles, entidades de intermediación financiera y empresas de seguros que están legalmente obligadas a informar. Estas funciones consisten básicamente en funciones de captación de información.

De acuerdo con dicha ley, las siguientes personas, entre otras, están obligadas a informar a la UIF: (i) las entidades financieras y las empresas aseguradoras; (ii) las entidades cambiarias y las personas humanas o jurídicas autorizadas por el Banco Central para operar en la compraventa de divisas bajo forma de dinero o de cheques extendidos en moneda extranjera o mediante el uso de tarjetas de crédito o débito, o en la transferencia de fondos dentro del país o al exterior; (iii) agentes y sociedades de bolsa, administradoras de fondos comunes de inversión, agentes del mercado abierto electrónico y todos aquellos intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores; (iv) las empresas dedicadas al transporte de caudales, empresas prestatarias o concesionarias de servicios postales que realicen operaciones de giros de divisas o de traslado de distintos tipos de moneda o billete; (v) organismos de la administración pública como el Banco Central, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; (vi) los profesionales matriculados por Consejos Profesionales de Ciencias Económicas y los escribanos públicos; y (vii) las personas humanas o jurídicas que actúen como administradores, fiduciarios, intermediarios o agente de fideicomisos.

Las personas humanas y jurídicas sujetas a la Ley de Prevención del Lavado de Activos deben cumplir con ciertas obligaciones, entre ellas: (i) recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, demás datos que en cada caso se estipule (el principio básico de la normativa, es la internacionalmente conocida política de “conozca a su cliente”); (ii) informar cualquier hecho u operación sospechosa. A los efectos de esta ley se consideran operaciones sospechosas aquellas transacciones que, de acuerdo con los usos y costumbres de la actividad que se trate, como así también de la experiencia e idoneidad de las personas obligadas a informar, resulten inusuales, sin justificación económica o jurídica o de complejidad inusitada o injustificada, sean realizadas en forma aislada o reiterada (independientemente de su monto); y (iii) abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se están realizando en cumplimiento de la mencionada ley. En el marco del análisis de un reporte de operación

sospechosa, las personas humanas o jurídicas antes mencionadas no podrán oponer ante la UIF los secretos bancario, bursátil o profesional, ni los compromisos legales o contractuales de confidencialidad. La AFIP sólo podrá revelar a la UIF la información en su posesión en aquellos casos en que el reporte de la operación sospechosa hubiera sido realizado por dicho organismo y con relación a las personas humanas o jurídicas involucradas directamente en la operación reportada. En los restantes casos, la UIF requerirá el levantamiento del secreto fiscal al juez federal competente en materia penal quien dispondrá que la AFIP divulgue la información en su poder.

De acuerdo con la Resolución N° 229/2014 de la UIF, tanto el Banco Central como la CNV son considerados “Órganos de Contralor Específicos” que en tal carácter deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de prevención de lavado de activos por parte de las partes legalmente obligadas a informar sujetas a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar a dichas entidades, y de ser necesario, implementar ciertas medidas y acciones correctivas. La Resolución 121/2011 de la UIF según fuera modificada (la “Resolución 121”) es aplicable a entidades financieras sujetas a la Ley de Entidades Financieras, a entidades sujetas a la Ley N° 18.924 y sus modificatorias y a personas humanas y jurídicas autorizadas por el Banco Central a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional. La Resolución N° 229/2011 de la UIF, según fuera modificada o complementada por las Resoluciones N° 52/2012 y 140/2012 (la “Resolución 229”) es de aplicación a agentes y sociedades de bolsa, administradoras de fondos comunes de inversión, agentes del mercado abierto electrónico, intermediarios en la compra o alquiler de títulos valores que operen bajo la órbita de bolsas de comercio con o sin mercados adheridos y los agentes intermediarios inscriptos en los mercados de futuros y opciones. La Resolución 121 y la Resolución 229 regulan, entre otras cuestiones, la obligación de reunir documentación de clientes y las condiciones, obligaciones y restricciones para el cumplimiento de la obligación de informar respecto de operaciones sospechosas de lavado de activos y financiamiento del terrorismo.

En agosto de 2016, la Resolución N° 94/16 de la UIF estableció que los sujetos obligados a informar bajo la Resolución 121 pueden aplicar medidas de diligencia debida simplificadas para la identificación de sus clientes al abrir una caja de ahorro (es decir, presentación de identificación, declaración PEP y verificación de que el titular no se encuentra en la lista de terroristas y/u organizaciones terroristas) en aquellos casos en los que el cliente cumple con ciertos requisitos específicos. De acuerdo con esta resolución, las medidas de identificación simplificadas no liberan al sujeto obligado a informar de su deber de supervisar las operaciones realizadas por dicho cliente. Por otra parte, si no puede verificarse el cumplimiento de cualquiera de los requisitos establecidos en la resolución, los sujetos obligados a informar deben aplicar las medidas de identificación establecidas en la Resolución 121.

La Resolución 121 y la Resolución 229 establecen normas generales en relación con la identificación del cliente (incluso la distinción entre clientes ocasionales y clientes regulares) la información a ser requerida, la documentación que debe ser presentada y los procedimientos para detectar e informar las operaciones sospechosas.

El Banco Central y la CNV también debe cumplir con las reglamentaciones de lavado de dinero estipuladas por la UIF, inclusive el reporte de operaciones sospechosas o inusuales.

Las normas de la CNV (modificadas en septiembre de 2013) incluyen un capítulo especial respecto de “Prevención del Lavado de Dinero y Financiación del Terrorismo” y dejan constancia de que las personas allí establecidas (Agentes de Negociación, los Agentes de Liquidación y Compensación (que sean operadores de bolsa), los Agentes de Distribución y Colocación, y los Agentes de Administración de Productos de Inversión Colectiva, Agentes de Custodia de Productos de Inversión Colectiva, Agentes de Corretaje, Agentes de Depósito Colectivo y las sociedades emisoras respecto de aquellos aportes de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de acciones o préstamos significativos que reciba, especialmente en lo referido a la identificación de los aportantes y/o accionistas y al origen y licitud de los fondos aportados o prestados) deben ser consideradas legalmente obligadas a informar, conforme a la Ley de Prevención del Lavado de Activos y por lo tanto deben cumplir con todas las leyes y regulaciones vigentes en relación con la materia, incluso las resoluciones emitidas por la UIF, decretos reglamentarios referidos a las resoluciones promulgadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas en relación con la lucha contra el terrorismo y las resoluciones (y sus anexos) emitidas por el Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto. Asimismo, las normas de la CNV imponen ciertas restricciones en relación con los acuerdos de pago (limitando, entre otras cuestiones, el monto en efectivo que las entidades allí establecidas podrían recibir o pagar por día y por cliente, a Ps. 1.000) e imponen ciertas obligaciones de información.

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 cooperadores a los fines de la transparencia fiscal incluidos en el listado del Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 589/2013, artículo 2(b). 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 febrero de 2016, mediante Decreto N° 360/16 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.

En el contexto del programa voluntario y excepcional de declaración de la Ley N° 27.260 y su decreto reglamentario N° 895/16, se le aclaró que la UIF tiene la facultad de compartir información con otras agencias públicas de investigación e inteligencia, previa resolución fundamentada del presidente de la UIF y en la medida de que existan pruebas confiables y consistentes de la perpetración de ciertos delitos tipificados en la Ley de Prevención del Lavado de Dinero. Por su parte, de conformidad con la Resolución N° 92/2016 de la UIF, los sujetos obligados a informar a la UIF deben implementar un sistema especial de gestión del riesgo. A su vez, la UIF implementó un mecanismo de reporte especial para operaciones efectuadas en virtud del citado régimen de sinceramiento fiscal antes del 31 de marzo de 2017.

El 11 de enero de 2017, la UIF publicó la Resolución N° 4/17 (“Resolución 4/17”) que permite a los sujetos obligados a informar detallados en los apartados 1, 4 y 5 del artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos, con sus modificaciones (los “Sujetos Obligados de la Res. 4/17”) a aplicar medidas de identificación de diligencia debida especiales para inversores extranjeros y nacionales (que deben cumplir con los requisitos establecidos en la Resolución 4/17 para calificar) en Argentina al abrir cuentas de inversión especiales a distancia (las “Cuentas”). El régimen de diligencia debida especial no eximirá a los Sujetos Obligados de la Res. 4/17 de su deber de monitorear y supervisar las operaciones realizadas en el curso de la relación comercial, aplicando un enfoque basado en riesgo.

La Resolución 4/17 también regula las medidas de diligencia debida entre los sujetos obligados. Exige que cuando la apertura de las cuentas sea solicitada por agentes de liquidación y compensación, o ALyC, la entidad financiera local deberá haber cumplido con las normas de prevención de lavado de activos y antiterrorismo luego de haber realizado la diligencia debida respecto de los ALyC. Los ALyC serán responsables de llevar adelante la diligencia debida con respecto a sus clientes. La Resolución 4/17 expresamente establece que, si bien las entidades financieras no son responsables de realizar la diligencia debida con respecto a los clientes de los ALyC, no están exentos de monitorear y supervisar las operaciones realizadas por sus clientes (los ALyC) en el curso de la relación comercial, aplicando un enfoque basado en riesgo.

Recientemente, la UIF publicó la Resolución N° 30-E/17, que derogó la Resolución 121 y estableció nuevas pautas que las entidades financieras y cambiarias deben seguir como sujetos obligados bajo la Ley de Prevención de Lavado de Activos, en base a las recomendaciones del GAFI revisadas de 2012, a fin de adoptar un enfoque basado en riesgo. La Resolución N° 30-E/17, en vigencia desde el 15 de septiembre de 2017, establece los elementos de cumplimiento mínimos a ser incluidos en un sistema para la prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo, tales como el proceso de diligencia debida del cliente, programas de capacitación, monitoreo de operaciones, reporte de operaciones sospechosas e incumplimiento normativo, entre otros.

Para un análisis extensivo del régimen de prevención de lavado de activos vigente a la fecha de este Prospecto, los inversores deberán consultar con su asesor legal y leer el Título XIII, Libro 2, del Código Penal de la Nación y las regulaciones emitidas por la UIF, la CNV y el Banco Central en su totalidad. A tales efectos, las partes interesadas pueden visitar los sitios de Internet del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, www.infoleg.gov.ar, de la UIF, www.uif.gov.ar, de la CNV, www.cnv.gov.ar o del Banco Central, www.bcra.gov.ar. La información contenida en estos sitios web no forma parte del presente Prospecto.

TIPOS DE CAMBIO Y CONTROLES CAMBIARIOS

Desde el 1° de abril de 1991 hasta fines de 2001, la Ley N° 23.928 (la “Ley de Convertibilidad”) estableció un régimen conforme al cual el Banco Central estaba obligado a vender dólares estadounidenses a un tipo de cambio fijo de un peso por dólar estadounidense. El 6 de enero de 2002, el Congreso de la Nación sancionó la Ley de Emergencia Pública, que puso fin al régimen de la Ley de Convertibilidad, abandonando formalmente más de diez años de paridad fija entre el peso y el dólar estadounidense y eliminando el requisito de que las reservas en oro y en moneda extranjera del Banco Central debían ser en todo momento equivalentes al 100% de la base monetaria.

La Ley de Emergencia Pública, que ha sido prorrogada año tras año y está vigente hasta el 31 de diciembre de 2017, otorga al gobierno nacional la facultad de fijar el tipo de cambio del peso frente a las monedas extranjeras y a emitir regulaciones relativas al MULC. Tras un breve período en el cual el gobierno nacional estableció un sistema cambiario dual provisorio conforme a la Ley de Emergencia Pública, el peso ha fluctuado libremente frente a otras monedas desde febrero de 2002, aunque el Banco Central tuvo potestad para intervenir el mercado de cambios comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que lleva a cabo regularmente. En años recientes y particularmente desde el 2011, el gobierno argentino ha incrementado el control del tipo de cambio y la transferencia de fondos desde y para la Argentina.

Atento a los estrictos controles cambiarios que introdujo el gobierno a partir de fines de 2011, en especial, la adopción de medidas que limitaron el acceso de empresas del sector privado e individuos a divisas extranjeras (entre ellas, la necesidad de obtener una autorización de la AFIP para acceder al mercado de divisas), el tipo de cambio implícito, según se refleja en las cotizaciones de títulos argentinos negociados en mercados extranjeros, en comparación con sus respectivas cotizaciones en el mercado local, se incrementó significativamente respecto al tipo de cambio oficial. A partir de diciembre de 2015, se fueron levantando paulatinamente la mayoría de las restricciones cambiarias que se encontraban vigentes y, finalmente, el 19 de mayo de 2017, el Banco Central emitió la Comunicación “A” 6244 a través de la cual modificó radicalmente las regulaciones cambiarias aplicables, eliminando las restricciones para acceder al MULC. Como consecuencia de la eliminación del monto límite para la compra de divisas sin afectación específica o necesidad de autorización previa, disminuyó considerablemente el importante diferencial que existía entre el tipo de cambio oficial y el tipo de cambio implícito derivado de transacciones con títulos valores.

Luego de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio nominal, en 2012, el peso se depreció casi un 14,00% respecto del dólar estadounidense. A ello le siguió, en 2013 y 2014, una devaluación del peso frente al dólar estadounidense que superó el 30%, incluso una depreciación de aproximadamente el 23,00% en enero de 2014. El peso perdió el 52,00% de su valor frente al dólar, con una devaluación del 10,00% desde el 1° de enero de 2015 al 30 de septiembre de 2015, aproximadamente, y una devaluación del 38% durante el último trimestre del año, concentrada principalmente luego del 16 de diciembre de 2015, cuando algunos de los controles cambiarios fueron levantados. Entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2016 el peso se devaluó en aproximadamente un 21,86% con respecto al dólar estadounidense.

El siguiente cuadro presenta los tipos de cambio anuales máximos, mínimos, promedio y al cierre del período para los períodos indicados, expresados en pesos por dólar estadounidense sin ajuste por inflación. No puede garantizarse que el valor del peso no se depreciará o apreciará en el futuro. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa tipos de cambio comprador para el peso.

	Tipos de Cambio			
	Máximo⁽¹⁾	Mínimo⁽¹⁾	Promedio⁽¹⁾⁽²⁾	Cierre del Período¹⁾
2012	4,9180	4,3040	4,5775	4,9180
2013	6,5210	4,9250	5,5458	6,5210
2014	8,5570	6,5210	8,2267	8,5510
2015	13,4000	8,5550	9,4468	13,0400
2016	16,0300	13,2000	14,9916	15,8900
2017				
Enero	16,0800	15,8100	15,8984	15,8970
Febrero	15,8000	15,3600	15,5804	15,4800
Marzo	15,6500	15,3900	15,5235	15,3900
Abril	15,4900	15,1900	15,3472	15,4000
Mayo	15,2900	16,1850	15,7176	16,1000
Junio	16,6300	15,8800	16,1200	16,6300
Julio	17,7900	16,6300	17,1900	17,6400
Agosto	17,7230	17,0700	17,4500	17,3100
Septiembre	17,5800	16,9750	17,2388	17,3100

	Tipos de Cambio			
	Máximo⁽¹⁾	Mínimo⁽¹⁾	Promedio⁽¹⁾⁽²⁾	Cierre del Período¹⁾
Octubre	17,7000	17,3350	17,4619	17,6550
Noviembre	17,6500	17,3050	17,4762	17,3050
Diciembre	19,2000	17,2300	17,7342	18,6490
2018				
Enero ⁽³⁾	19,0300	18,4100	18,7020	18,6900

(1) Tipo de cambio en pesos para dólares estadounidenses divisa publicado por el Banco Nación para transferencias bancarias.

(2) Para 2012-2016, promedio de tipos de cambio al último día de cada mes durante el período. Para 2017, en base a los promedios del día hábil de cada mes.

(3) Hasta el 4 de enero de 2018 inclusive.

CONTROLES CAMBIARIOS

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 en Argentina y facultó al Poder Ejecutivo Nacional a establecer un sistema para determinar el tipo de cambio entre el peso argentino y las monedas extranjeras y dictar normas y regulaciones cambiarias. En tal contexto, el 8 de febrero de 2002 a través del Decreto 260/2002, el Poder Ejecutivo Nacional estableció (i) el MULC, a través del cual deben realizarse todas las operaciones de cambio en moneda extranjera, y (ii) que las operaciones de cambio en moneda extranjera deben ser realizadas al tipo de cambio libremente pactado entre partes contratantes y cumplir con los requisitos y regulaciones que establezca el Banco Central.

A continuación se detallan los aspectos más relevantes de la normativa del Banco Central actualmente vigente en relación con el ingreso y egreso de fondos en Argentina.

De conformidad con la Comunicación "A" 6244 de fecha 19 de mayo de 2017, con efectos a partir del 1 de julio de 2017

1. Tanto los residentes argentinos como los residentes no argentinos pueden acceder libremente al MULC.
2. Se simplificaron las operaciones cambiarias, por lo tanto los clientes deben informar únicamente su CUIT, CUIL, CDI o CIE o el Documento Nacional Identidad. No es necesario que las operaciones deban formalizarse mediante un contrato de compraventa ni es necesario un código conceptual.
3. Acreditación automática en cuentas locales de fondos recibidos del exterior: cuando se especifique la cuenta de un beneficiario en una transferencia del exterior, la entidad financiera debe depositar los fondos recibidos directamente y sin intervención del cliente, a menos que el cliente haya indicado previa y expresamente lo contrario.
4. Las entidades financieras y cambiarias podrán determinar libremente el nivel y el destino de sus posiciones cambiarias generales.
5. Se han eliminado las restricciones de plazos para llevar a cabo operaciones cambiarias.
6. Las entidades financieras y cambiarias podrán suministrar información en forma voluntaria sobre los tipos de cambio minoristas ofrecidos en la Ciudad de Buenos Aires, que serán publicados en el sitio web del Banco Central de la República Argentina.
7. El ingreso y la liquidación obligatorios de los fondos de las exportaciones a través del MULC dentro del plazo de diez años aún permanece vigente.
8. Se incrementaron los tipos de financiación que pueden cancelarse en el exterior mediante el uso directo de los fondos de las exportaciones.

Relevamiento unificado de inversiones directas y pasivos

Mediante la Comunicación “A” 6401 del 26 de diciembre de 2017, se estableció un nuevo régimen informativo mediante el cual se reemplazó el “Relevamiento de emisiones de títulos y de otras obligaciones externas del sector privado financiero y no financiero” establecido por la Comunicación “A” 3602 y el “Relevamiento de inversiones directas” establecido por la Comunicación “A” 4237 por un relevamiento unificado sobre inversiones directas y pasivos. Únicamente los residentes argentinos (tanto personas físicas como jurídicas) cuyo flujo o saldo de activos y pasivos externos durante el año calendario anterior alcance o exceda el equivalente a U\$S1 millón en pesos argentinos están obligados a informar la tenencia extranjera de (i) acciones y otras participaciones de capital; (ii) pasivos; (iii) instrumentos financieros derivados; y (iv) bienes inmuebles, sobre una base anual. Los residentes argentinos cuyo flujo o saldo de activos o pasivos externos alcance o exceda el equivalente a U\$S50 millones en pesos argentinos, deben cumplir con el relevamiento trimestralmente.

ANEXO A – ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 se encuentran a disposición de los interesados en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avda. Thomas Edison 2701, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, y en la página web de la CNV (www.cnv.gob.ar).

EMISORA

Central Puerto S.A.
Av. Edison 2701 (C1104BAB)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

COLOCADORES LOCALES

AR Partners S.A.
San Martín 344, Piso 22
(C1004AAH)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.
Tte. Gral. J. D. Perón 407
(C1038AAI)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES

**De la Emisora y los Accionistas Vendedores
respecto del derecho estadounidense**

Cleary Gottlieb Steen & Hamilton LLP
One Liberty Plaza
New York, New York 10006

**De la Emisora y los Accionistas Vendedores respecto del
derecho argentino**

Bruchou, Fernández Madero & Lombardi
Ing. Butty 275,
(C1001AFA), Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

**De los Colocadores Internacionales respecto del derecho
estadounidense**

Simpson Thacher & Bartlett LLP
425 Lexington Avenue
New York, New York 10017

**De los Colocadores Internacionales y de los Colocadores
Locales respecto del derecho argentino**

Errecondo, González & Funes
Torre Fortabat-Bouchard 680
(C1106ABH), Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES

Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L.
(firma miembro de Ernst & Young Global)
25 de mayo 487
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina