

**PROGRAMA DE EMISIÓN DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES  
(NO CONVERTIBLES EN ACCIONES)  
POR HASTA U.S. \$350.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS)**

El presente es el prospecto (el "Prospecto") correspondiente al Programa de Emisión de Obligaciones Negociables Simples (No Convertibles en Acciones) por un valor nominal de hasta U.S. \$350.000.000 (o su equivalente en otras monedas) en circulación en cualquier momento (el "Programa") de Central Térmica Loma de la Lata S.A. (indistintamente, la "Sociedad", "Loma de la Lata", "CTLL", la "Compañía" o la "Emisora"), en el marco del cual ésta podrá emitir obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, con garantía común, especial y/o flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros), subordinadas o no (las "Obligaciones Negociables"). El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de U.S. \$350.000.000, o su equivalente en otras monedas.

Las Obligaciones Negociables revestirán el carácter de "obligaciones negociables" bajo la Ley N° 23.576 (con sus modificatorias y reglamentarias, la "Ley de Obligaciones Negociables"), serán colocadas por oferta pública de acuerdo a la Ley N° 26.831, (con sus modificatorias y reglamentarias, incluyendo sin limitación el Decreto N° 1.023/2013, la "Ley de Mercado de Capitales"), las normas de la Comisión Nacional de Valores (la "CNV") según texto ordenado por la Resolución General N° 622/2013 (las "Normas de la CNV") y demás normas vigentes y tendrán derecho a los beneficios establecidos en la Ley de Obligaciones Negociables y en dicha normativa, y estarán sujetas a los requisitos de procedimiento allí previstos.

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases (cada una, una "Clase") con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas Clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en distintas series (cada una, una "Serie") con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma Clase, y aunque podrán tener las Obligaciones Negociables de las distintas Series diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma Serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión.

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los suplementos de prospecto correspondientes a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables (los "Suplementos"). Los plazos de amortización siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes. Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o flotante o de cualquier otra manera, o no devengar intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

**La Sociedad ha optado por que el Programa no cuente con calificaciones de riesgo.**

Sin perjuicio de ello, la Sociedad podrá optar por calificar o no cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el mismo, y hará constar la calificación otorgada en los Suplementos correspondientes. En caso que la Sociedad opte por calificar una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables, éstas podrán contar con una o más calificaciones de riesgo.

*Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar los factores de riesgo que se describen en la sección "Factores de Riesgo" del presente y el resto de la información contenida en el presente Prospecto.*

**Oferta pública autorizada por Resolución de la CNV N° 17.721 de fecha 2 de julio 2015. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del Directorio y, en lo que les atañe, del Órgano de Fiscalización de la Sociedad y de los Auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados contables que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales. El Directorio manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene, a la fecha de su publicación, información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Emisora y de toda aquélla que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.**

La fecha del presente Prospecto es 7 de julio de 2015.

## NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES

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

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

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

*Ni este Prospecto ni los Suplementos correspondientes constituyen o constituirán una oferta de venta y/o una invitación a formular ofertas de compra de las Obligaciones Negociables en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier jurisdicción en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera, consultara y/o distribuyera este Prospecto y/o los Suplementos correspondientes, y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier jurisdicción a la que se encontraran sujetos y/o en la que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni la Emisora ni los correspondientes agentes colocadores tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes.*

La información contenida en el presente Prospecto corresponde a las fechas consignadas en el mismo y podrá sufrir cambios en el futuro. La entrega de este Prospecto no implicará, bajo ninguna circunstancia, que no se han producido cambios en la información incluida en el Prospecto o en la situación económica o financiera de la Compañía con posterioridad a la fecha del presente.

La información contenida en este Prospecto con respecto a la situación política, legal y económica de Argentina ha sido obtenida de fuentes gubernamentales y otras fuentes públicas y la Compañía no es responsable de su veracidad. No podrá considerarse que la información contenida en el presente Prospecto constituya una promesa o garantía de dicha veracidad, ya sea con respecto al pasado o al futuro. El Prospecto contiene resúmenes, que la Compañía considera precisos, de ciertos documentos de la Compañía. Los resúmenes contenidos en el presente Prospecto se encuentran condicionados en su totalidad a dichos documentos.

EN LAS OFERTAS PÚBLICAS INICIALES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES LOS AGENTES COLOCADORES QUE PARTICIPEN EN SU COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN POR CUENTA PROPIA O POR CUENTA DE LA EMISORA O TITULAR DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES PODRÁN REALIZAR OPERACIONES DESTINADAS A ESTABILIZAR EL PRECIO DE MERCADO DE DICHAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, UNA VEZ QUE LOS VALORES NEGOCIABLES INGRESAN EN LA NEGOCIACIÓN SECUNDARIA, CONFORME CON EL ARTÍCULO 11 DE LA SECCIÓN III DEL CAPÍTULO IV DEL TÍTULO VI DE LAS NORMAS DE LA CNV (SEGÚN SE DEFINE MÁS ADELANTE) Y DEMÁS NORMAS VIGENTES (LAS CUALES PODRÁN SER SUSPENDIDAS Y/O INTERRUMPIDAS EN CUALQUIER MOMENTO). DICHAS OPERACIONES DEBERÁN AJUSTARSE A LAS SIGUIENTES CONDICIONES: (I) NO PODRÁN EXTENDERSE MÁS ALLÁ DE LOS PRIMEROS 30 DÍAS CORRIDOS DESDE EL PRIMER DÍA EN EL CUAL SE HAYA INICIADO LA NEGOCIACIÓN DE LAS CORRESPONDIENTES OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN EL MERCADO; (II) LAS OPERACIONES PODRÁN SER REALIZADAS POR AGENTES QUE HAYAN PARTICIPADO EN LA ORGANIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA EMISIÓN; (III) SÓLO PODRÁN REALIZARSE OPERACIONES DE

ESTABILIZACIÓN DESTINADAS A EVITAR O MODERAR ALTERACIONES BRUSCAS EN EL PRECIO AL CUAL SE NEGOCIEN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES COMPRENDIDAS EN LA OFERTA PÚBLICA INICIAL EN CUESTIÓN; (IV) NINGUNA OPERACIÓN DE ESTABILIZACIÓN QUE SE REALICE EN EL PERÍODO AUTORIZADO PODRÁ EFECTUARSE A PRECIOS SUPERIORES A AQUELLOS A LOS QUE SE HAYA NEGOCIADO LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUESTIÓN EN LOS MERCADOS AUTORIZADOS, EN OPERACIONES ENTRE PARTES NO VINCULADAS CON LAS ACTIVIDADES DE ORGANIZACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN; Y (V) LOS MERCADOS DEBERÁN INDIVIDUALIZAR COMO TALES Y HACER PÚBLICAS LAS OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN, YA FUERE EN CADA OPERACIÓN INDIVIDUAL O AL CIERRE DIARIO DE LAS OPERACIONES.

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

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

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

Toda persona que suscriba las Obligaciones Negociables reconoce que se le ha brindado la oportunidad de solicitar a la Emisora, y de examinar, y ha recibido y examinado, toda la información adicional que consideró necesaria para verificar la exactitud de la información contenida en el presente, y/o para complementar tal información.

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

## INFORMACIÓN RELEVANTE

### Aprobaciones Societarias

La creación y los términos y condiciones generales del Programa y de las Obligaciones Negociables fueron aprobados en la Asamblea Ordinaria de Accionistas de la Sociedad del 18 de marzo de 2015, y los términos y condiciones particulares del Programa y de las Obligaciones Negociables fueron aprobados en la reunión de Directorio de la Sociedad de fecha 25 de marzo de 2015. Conforme con facultades delegadas en virtud de la mencionada asamblea de accionistas de la Sociedad, el Directorio de la Sociedad y aquellas personas en las que en el futuro dicho órgano subdelegue las facultades delegadas por tal asamblea, podrán aprobar los términos y condiciones definitivos de las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables que en el futuro se emitan bajo el Programa en ejercicio de la mencionada subdelegación.

### Presentación de Información Contable

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

Los estados financieros consolidados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 han sido preparados de acuerdo con la Resolución Técnica (“RT”) N° 26 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) que adopta a las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” según sus siglas en inglés) y el Comité de Interpretación de Normas Internacionales de Información Financiera (“CINIIF”). Todas las NIIF efectivas a la fecha de preparación de los presentes estados financieros fueron aplicadas. Adicionalmente, la Sociedad ha aplicado la primera fase de la NIIF 9 “Instrumentos financieros” a la fecha de transición.

La información financiera al 31 de diciembre de 2014, 2013 y para los ejercicios anuales finalizados en esas fechas ha sido extraída de los estados financieros consolidados auditados de la sociedad al 31 de diciembre de 2014. La información financiera al 31 de diciembre de 2012 y para los ejercicios anuales finalizados en esa fecha, ha sido extraída de los estados financieros consolidados auditados de la sociedad al 31 de diciembre de 2013.

La información correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012, surge de los estados financieros consolidados emitidos con fecha 7 de marzo de 2014. La información correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013, surge de los estados financieros emitidos con fecha 9 de marzo de 2015.

Los estados financieros consolidados de la Compañía son confeccionados en Pesos.

De acuerdo con el Decreto N° 664/2003 y con las Normas de la CNV, los estados contables correspondientes a períodos posteriores al 28 de febrero de 2003 no se ajustan por inflación en Argentina. De acuerdo con el INDEC, el IPC se incrementó en un 12,3% en 2005, 9,8% en 2006, 8,5% en 2007, 7,2% en 2008, 7,7% en 2009, 10,9% en 2010, 9,5% en 2011, 10,8% en 2012, 10,9% en 2013 y a partir de enero de 2014 mediante la implementación del índice de precios al consumidor nacional urbano (IPCNu) 23,9% en 2014, y el índice de precios mayoristas (IPIM) se incrementó en un 10,6% en 2005, 7,2% en 2006, 14,6% en 2007, 8,8% en 2008, 10,0% en 2009, 14,6% en 2010, 12,7% en 2011, 13,1% en 2012, 14,8% en 2013 y 28,3% en 2014. Para mayor información acerca de la inflación en Argentina, véase *“Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Argentina—La inflación podría continuar aumentando, lo que podría generar efectos adversos en la economía argentina”*.

La Compañía ha incluido en este Prospecto la medición “EBITDA”, que no es una medición de acuerdo con los PCGA Argentinos. Para una definición de EBITDA véase *“Información Clave Sobre la Emisora.”* La medición del EBITDA es incluida en este Prospecto porque es frecuentemente utilizada por analistas de títulos, inversores y otras partes interesadas en la evaluación de compañías en la industria que opera la

Compañía. EBITDA no debe ser considerado un sustituto de la utilidad neta como medición de la performance operativa o de flujos de efectivo de actividades operativas como medición de liquidez. Ya que no todas las compañías utilizan métodos de cálculo similares, la presentación de EBITDA que realiza la Compañía puede no ser comparable a otras mediciones denominadas de manera similar, utilizadas por otras compañías.

### **Ciertos Términos Definidos**

En este Prospecto, los términos “AR\$” o “Pesos” se refieren a la moneda de curso legal en Argentina y los términos “U.S. \$”, “US\$”, “USD” y “Dólares” se refieren a la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América. El término “Argentina” se refiere a la República Argentina. El término “Gobierno Nacional” o “Gobierno Argentino” se refiere al Gobierno de la Nación Argentina, el término “Secretaría de Energía” o “SE” se refiere a la Secretaría de Energía de la Nación Argentina, los términos “Banco Central” y “BCRA” se refieren al Banco Central de la República Argentina, el término “BCBA” se refiere a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, el término “Boletín Diario de la BCBA” se refiere al Boletín Diario de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, el término “MVBA” se refiere al Mercado de Valores de Buenos Aires S.A., el término “INDEC” se refiere al Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, el término “IPC” se refiere al Índice de Precios al Consumidor, el término “ENRE” se refiere al Ente Nacional Regulador de la Electricidad, el término “Banco Nación” se refiere al Banco de la Nación Argentina y el término “Ley de Sociedades” se refiere a la Ley N° 19.550 de sociedades comerciales y sus modificatorias, el término “Ministerio de Economía” se refiere al Ministerio de Economía y Finanzas de la Nación Argentina. La Compañía también utiliza en este Prospecto diversos términos y abreviaturas específicas de la industria eléctrica, la industria del petróleo y gas de Argentina. Véase “Glosario de Términos Técnicos”.

### **Datos de Mercado**

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

### **Documentos a Disposición**

El presente Prospecto y los estados financieros incluidos en el mismo se encuentran a disposición de los interesados en la delegación social de la Compañía, sita en la Ortiz de Ocampo 3302, Edificio 4, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en la página web del grupo [www.pampaenergia.com](http://www.pampaenergia.com) y en la página web de la CNV <http://www.cnv.gob.ar> en el ítem Información Financiera.

### **Redondeo**

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

## CONTENIDO

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES.....	2
INFORMACIÓN RELEVANTE.....	4
GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS.....	7
DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS .....	9
RESUMEN DE LA EMISORA.....	10
RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES .....	27
DATOS SOBRE DIRECTORES Y ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN.....	31
DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA .....	42
INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA .....	43
RAZONES PARA LA OFERTA Y DESTINO DE LOS FONDOS.....	61
FACTORES DE RIESGO .....	62
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA.....	90
LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN ARGENTINA Y SU REGULACIÓN .....	132
RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA DE LA EMISORA .....	165
DIRECTORES, ADMINISTRADORES, GERENCIA Y EMPLEADOS .....	186
ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS .....	188
INFORMACIÓN CONTABLE .....	190
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN .....	191
INFORMACIÓN ADICIONAL .....	202
ANEXO A – ESTADOS FINANCIEROS .....	225

## GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS

/día	Por día
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CVP	Costo Variable de Producción
Dam <sup>3</sup>	Decámetro Cúbico. Volumen equivalente a 1.000 (mil) metros cúbicos.
Disponibilidad	Porcentaje del tiempo en el cual la central o máquina (según corresponda) se encuentra en servicio (generando) o disponible para generar pero no es convocada por CAMMESA.
ENARSA	Energía Argentina S.A.
FONINMEM	Fondo de Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista
GUDIs	Gran Usuario de Energía Eléctrica con potencia demandada o declarada mayor a 300 kW.
GUMAs	Grandes Usuarios Mayores
GUMEs	Grandes Usuarios Menores
GUPAs	Grandes Usuarios Particulares
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt - hora
Horas de marcha	Cantidad de horas en las cuales determinada unidad de una planta estuvo en funcionamiento
HRP	Horas de remuneración de potencia
ISO	Condiciones ambientes estándar para la medición de la potencia de salida de la turbina de gas, establecidas por la norma ISO 3977-2: 15°C de temperatura ambiente, humedad relativa de 60% y altitud a nivel del mar.
Kcal	Unidad de energía equivalente a 1.000 Calorías. Una caloría es la cantidad de calor necesaria para elevar en un grado Celsius (1° C) la temperatura de un gramo de agua que se encuentra a 15°C a la presión de 1,01325 bar (101,325 kilopascales).
KV	Kilovolt. Unidad de medida de tensión eléctrica equivalente a 1.000 (mil) volts.
KW	Kilowatt o Kilovatio. Unidad de potencia equivalente a 1.000 vatios.
Kwh	Kilovatio-hora. Unidad de energía equivalente a 1.000 vatios-hora.

mbar	Milibar. Unidad de presión equivalente a 0,001 (un milésimo) bar.
MAT	Mercado a Término
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MMBtu	Millón de Btu (British Thermal Units): Unidad de energía equivalente a 251.995,8 Kcal.
MMm3	Millón de metros cúbicos.
MW	Megawatt o Megavatio. Unidad de potencia equivalente a 1.000.000 (un millón) de vatios.
MWh	Megavatio-hora. Unidad de energía equivalente a 1.000.000 de vatios-hora.
PPAD	Potencia puesta a disposición
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SCTD	Sobrecargo Transitorio de Despacho, un cargo para financiar parcialmente el costo de consumo de otros combustibles distintos del gas natural para generar energía eléctrica.



## DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

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

- las condiciones macroeconómicas y microeconómicas de Argentina, entre ellas la inflación, las fluctuaciones de la moneda, el acceso al crédito y los niveles de crecimiento, inversión y construcción;
- las políticas y regulaciones de los gobiernos nacionales y provinciales, entre ellas las intervenciones del estado, reglamentaciones e impuestos que afectan a los sectores de la energía y la electricidad en Argentina;
- las reglamentaciones ambientales, incluyendo exposición a riesgos debido a las actividades de la Compañía;
- la capacidad de la Compañía para competir y conducir sus actividades en el futuro;
- cambios en las actividades de la Compañía;
- los precios y la disponibilidad de gas natural para las operaciones de generación de la Compañía;
- los precios de energía y potencia;
- las restricciones a las exportaciones;
- las lluvias y aguas acumuladas;
- restricciones a la capacidad de convertir Pesos a otras divisas extranjeras o de transferir fondos al exterior;
- las variaciones del tipo de cambio;
- los riesgos inherentes a la demanda y venta de energía eléctrica; y
- otros aspectos que se detallan en la sección “Factores de Riesgo”.

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

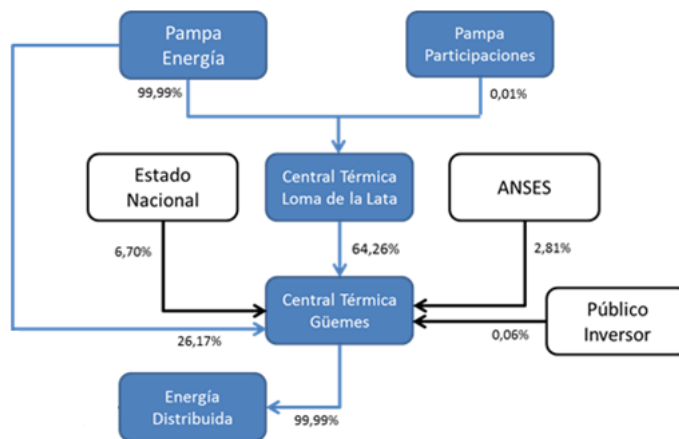
En este Prospecto, el uso de expresiones y frases tales como “considera”, “podrá”, “debería”, “podría”, “apunta a”, “estima”, “intenta”, “prevé”, “proyecta”, “anticipa”, “planea”, “proyección” y “perspectiva” tiene como objeto identificar declaraciones sobre hechos futuros.

## RESUMEN DE LA EMISORA

*Este resumen destaca cierta información relevante de la Emisora que figura en otros capítulos de este Prospecto. Este resumen no pretende ser completo y puede no contener toda la información que es relevante o importante para el inversor. Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, el inversor debe leer cuidadosamente este Prospecto (junto con los estados financieros auditados y no auditados y notas relacionadas que se adjuntan al presente) y los correspondientes Suplementos en su totalidad para un entendimiento más completo del negocio de la Compañía y de las Obligaciones Negociables.*

CTLL es una compañía de capital cerrado cuyas acciones no cotizan en ninguna bolsa de Argentina ni del extranjero, siendo una subsidiaria de Pampa Energía S.A. (“Pampa Energía” o “PESA” indistintamente) quien es titular del 99,99% de las acciones de la Compañía. CTLL es accionista de Central Térmica Güemes S.A. (“CTG” o “Güemes”). A su vez, CTG se encuentra en trámite de fusión con Emdersa Generación Salta S.A. (“EGSSA”), propietaria de la central térmica ubicada en el paraje Piquirenda en la Provincia de Salta (la “Central Térmica Piquirenda” o “CTP”) y EGSSA Holding S.A. (“EGSSA Holding”), cuya fecha efectiva de reorganización operó el 1 de octubre de 2013. Sin perjuicio de ello, a la fecha del presente se encuentran pendientes la conformidad administrativa y su inscripción en los registros públicos pertinentes. En conjunto, CTLL y CTG, sociedad continuadora de la fusión (ambas sociedades, el “Grupo”) cuenta con 928,9 MW de capacidad instalada.

El siguiente cuadro detalla la parte relevante de la estructura societaria actual del grupo que integra la Compañía.



### Hechos recientes

#### **Proyectos de nueva generación. Acuerdo para el Incremento de la Disponibilidad de Generación Térmica 2014.**

Durante el 2014, el Gobierno Nacional propuso a los generadores la firma de un nuevo acuerdo para el incremento de la disponibilidad de generación térmica mediante la aplicación de Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir (“LVFVD”) de los generadores (en adelante el “Acuerdo 2014”). Pampa Energía suscribió dicho acuerdo. Posteriormente, la Compañía, CTG, EGSSA (en proceso de fusión con CTG), Central Piedra Buena S.A. (“CPB”), Hidroeléctrica Diamante S.A. (“HIDISA”) e Hidroeléctrica Los Nihuales S.A. (“HINISA”) suscribieron las Condiciones Particulares mediante las cuales se establecieron las condiciones de detalle para ampliar la capacidad instalada en la Central Térmica Loma de la Lata incorporando 115 MW de potencia mediante la instalación de dos motores (15MW) y una turbina a gas de alta eficiencia (100MW).

La financiación de la ampliación se efectuará mediante la utilización de: i) las LVFVD emitidas por aplicación de la Resolución SE N° 406/2003 no comprometidas en el marco de otros acuerdos; ii) las acreencias por la Remuneración Adicional a Fideicomiso emitidas o a emitirse hasta el 31 de diciembre

de 2015 en el marco de la Resolución SE No. 95/2013 y su modificatoria Resolución SE No. 529/14 (en adelante (i) y (ii) conjuntamente se denominarán las “Acreencias”); iii) capital propio de la Compañía.

A fin de garantizar que los fondos equivalentes a las Acreencias se destinen a la ejecución del proyecto, éstos serán transferidos a un fondo que constituirá CAMMESA por instrucción de la Secretaría de Energía.

La Secretaría de Energía instruirá a CAMMESA a incluir en las transacciones económicas del MEM la remuneración que corresponda reconocer para esta nueva generación. En tal sentido se estableció que la remuneración de la Potencia equivalente al porcentaje que representan los montos de las Acreencias (devengadas desde el 1 de enero de 2012 en adelante) destinadas por las Generadoras al proyecto en relación al total de los fondos destinados al proyecto será remunerado de conformidad con lo establecido en la Resolución SE No. 95/2013. A su vez, la remuneración de la Potencia equivalente al porcentaje que representan los aportes propios del Generador adicionales a las Acreencias y las Acreencias devengadas entre el 2008 y 2011 incluidas en las demandas a las que se hace referencia más abajo, en relación al total de los fondos destinados al proyecto será remunerado a través de un Contrato de Abastecimiento MEM Resolución SE No. 220/07. La ejecución de la ampliación está condicionada a la celebración del Contrato Abastecimiento MEM citado; y la obtención de las garantías necesarias para respaldar la provisión de equipos, materiales y servicios del exterior que soliciten dichos contratistas; y la celebración, por parte de la Compañía, de un contrato de mutuo con CAMMESA (el cual fue suscripto el pasado 3 de diciembre de 2014 – Para mayor información por favor ver “Endeudamientos – Financiamientos CAMMESA a CTLL – A”).

Las Condiciones Particulares prevén, además, la suspensión y eventual desistimiento de las acciones judiciales interpuestas a fin de perseguir el cobro de las LVFVD comprometidas en el marco del Acuerdo 2008-2011 y en el marco del acuerdo para el cierre del ciclo combinado de Central Térmica Loma de la Lata.

Con fecha 3 de diciembre de 2014, la Sociedad celebró un contrato de suministro de equipamiento y un contrato para la construcción de una nueva planta de generación eléctrica bajo la modalidad llave en mano, para instalar una TG de alta eficiencia de 100 MW.

A continuación se detalla un cuadro resumen de las principales características operativas y comerciales del Grupo.

	CTLL	CTG	CTP
<b>Capacidad instalada (MW)</b>	<b>537,5</b>	<b>361</b>	<b>30,4</b>
<b>Combustible</b>			
<i>Gas</i>	✓	✓	✓
<i>Gas Plus</i>	✓		✓
<b>Mercado</b>			
<i>Spot</i>	✓	✓	✓
<i>Energía Plus</i>	✓ <sup>1</sup>	✓ <sup>2</sup>	
<i>Contratos de Abastecimiento al MEM (Resolución 220/2007)</i>	✓ <sup>1</sup>		✓ <sup>3</sup>
<i>Mercado a Término<sup>4</sup></i>	✓	✓	

<sup>1</sup> Capacidad disponible de ser contratada: 162,5 MW

<sup>2</sup> Capacidad disponible de ser contratada: 100 MW

<sup>3</sup> Capacidad disponible de ser contratada: 30,4 MW

<sup>4</sup> Con las salvedades que se detallan en el presente respecto a las modificaciones incorporadas por la Resolución 95/2013.

\* Todas las compañías podrían celebrar Contratos de Compromiso de Abastecimiento (según se define más adelante).

## Ventajas Competitivas del Grupo

Se considera que las principales ventajas competitivas del Grupo son las siguientes:

- *Ubicación estratégica:*
  - *Loma de la Lata posee bajos costos de transporte de gas.* La Central CTLL (según se define más adelante) es adyacente al yacimiento de gas que lleva el mismo nombre, el más importante de Argentina a nivel de producción de gas y que es operado por YPF S.A. ("YPF"). Su ubicación estratégica le da a Loma de la Lata una gran ventaja competitiva sobre sus competidores, debido a su conexión directa con la cuenca de gas a través de su propio gasoducto. Por ende, prácticamente no tiene que incurrir en costos de transporte (en su defecto, costos reducidos), a la vez que se beneficia por no tener restricciones o interrupciones en el transporte, a diferencia de las plantas situadas lejos de las cuencas de producción de gas dado que tiene la posibilidad de realizar acuerdos de intercambio ("Swaps") de gas con el yacimiento Loma la Lata al cual se encuentra conectado directamente. Adicionalmente el sistema de gas no se ve requerido del uso de capacidad de transporte que en determinados períodos es utilizado para satisfacer demandas de otros consumidores de gas con prioridad, como consumidores residenciales y comerciales.
  - *Cercanía a Bolivia de CTG.* La Central CTG (según se define más adelante) ocupa un lugar de gran importancia en el área NOA-Norte, en lo referente a la garantía de calidad del sistema eléctrico (frecuencia y tensión) en la zona; posee una buena ubicación por la proximidad a Bolivia (país productor de gas), lo que le da una ventaja adicional.
  - *Interconexión eléctrica.* Loma de la Lata, CTG y CTP se encuentran conectadas mediante líneas de alta tensión al Sistema Argentino de Interconexión ("SADI").
- *Venta a precios competitivos y Mercado Diversificado.* El Grupo obtiene sus ingresos principalmente de las ventas de energía y potencia. Estas ventas pueden darse en diversos mercados: Mercado Spot (bajo la Resolución 529/2014), Mercado a Término (con las salvedades que se detallan en el presente respecto a las modificaciones incorporadas por la Resolución 95/2013), ventas bajo el régimen de Energía Plus y a través de Contratos de Abastecimiento al MEM (Resolución 220/2007). Como estrategia para aprovechar al máximo el marco regulatorio y reducir riesgos relacionados, el Grupo cuenta con ventas en todos los mercados mencionados anteriormente.

La potencia y energía asociada correspondiente al Proyecto CTLL (según se define más adelante) puede ser vendida en el marco del Plan Energía Plus (aún está en trámite la autorización necesaria) y a través de Contratos de Abastecimiento al MEM. En lo que refiere a la potencia y energía asociada proveniente de la generación de la unidad GUEM TG 01 – LMS 100 ("GUEM TG 01") de CTG, esta puede ser vendida en el marco del Plan de Energía Plus. Esto le permite al Grupo que los precios de la energía

comercializada bajo estos regímenes sean negociados libremente entre las partes con aprobación de la SE, dando lugar a precios considerablemente mayores que los fijados por el Mercado Spot. A su vez le imprime mayor previsibilidad a los ingresos futuros del Grupo y diversifica la cartera de clientes. Por su parte, la potencia y energía correspondiente a la CT Piquirenda se encuentra comercializada en el marco de un Contrato de Abastecimiento MEM con CAMMESA.

- *Mayor eficiencia.* El Proyecto CTLL aumentó la eficiencia de la Planta CTLL en alrededor de un 50%, debido que se genera aproximadamente un 50% más de energía sin ser necesario ningún suministro de gas adicional. Con el cierre del ciclo, la Compañía se convirtió en uno de los generadores termoeléctricos más eficientes de Argentina. En la medida que se sigan manteniendo las pautas para el cálculo del CVP de la Compañía actualmente vigentes, ésta contará con mayor prioridad de despacho respecto de otros generadores, en vista de que las plantas con menores costos de producción son las primeras en ser despachadas. Por otra parte, Güemes amplió su capacidad de generación instalando en el año 2008 la turbina GUEM TG 01. Este equipamiento, al tratarse de tecnología de última generación, posee alta eficiencia (43%).
- *Combustibles diversificados.* En los últimos años, la demanda de energía en general y la de gas en particular aumentó más rápido que la oferta. En el caso particular del gas, debido principalmente a diversas regulaciones, el mercado se encuentra en una situación en la que la oferta de gas existente no alcanza para abastecer la totalidad de la demanda, siendo abastecida primero la demanda considerada prioritaria (residencial y comercial pequeña). Esto ha ocasionado faltantes de gas para las generadoras eléctricas. En este aspecto, el Grupo cuenta con una ventaja comparativa ya que celebró acuerdos de abastecimiento de gas calificado como Gas Plus. Adicionalmente, el Grupo está aprovechando los cambios en el marco regulatorio y la ubicación geográfica de sus centrales para poder asegurarse razonablemente la provisión de gas.
- *Contrato de Largo Plazo.* En el marco de un convenio marco para el cierre del ciclo combinado celebrado con la SE, CTLL ha firmado un Contrato de Abastecimiento al MEM con CAMMESA en octubre 2009, el cual permite a CTLL vender por lo menos el 50% de la potencia adicional resultante del Proyecto CTLL en el MEM, a un precio por potencia suministrada de U.S. \$33.383/MW por mes y por energía suministrada de U.S.\$4/MWh (el “Contrato de Abastecimiento 220”). Dicho Contrato de Abastecimiento 220 tiene un plazo de vigencia de diez años e imprime mayor previsibilidad a los ingresos futuros del Grupo. A su vez los cobros bajo este contrato poseen la misma prioridad de cobro que los CVP de las centrales eléctricas del país dándoles así mayor certeza. Con fecha 15 de diciembre de 2010, CTLL firmó una adenda al Contrato de Abastecimiento 220 (la “Adenda al Contrato de Abastecimiento”) en virtud de la cual Loma de la Lata podrá vender a CAMMESA la totalidad de la potencia y energía asociada generada por el Proyecto CTLL que no haya sido comercializada bajo contratos de Energía Plus con particulares. Con fecha 27 de octubre de 2014, en el marco de las Condiciones Particulares para la ampliación de la Central térmica Loma de la Lata, se obtuvo la prórroga de la vigencia de la Adenda al Contrato de Abastecimiento de la Sociedad hasta la finalización, en el año 2021, del Contrato de Abastecimiento 220, por lo que CTLL podrá vender la totalidad de la potencia y energía bajo dicho contrato. Adicionalmente, CTP firmó un contrato similar con CAMMESA en julio de 2011 por un plazo de 10 años, con un precio de potencia suministrada en US\$18.000/mes y un cargo variable de 10 US\$/MWh.
- *Gas Plus.* El Grupo ha obtenido autorización de la SE para la utilización de gas natural producido en el marco del Programa Gas Plus en la Planta CTLL (lo cual mejoraría las posibilidades del Grupo de obtener suministros de dicho combustible). A su vez, CTLL no sólo percibe de CAMMESA los montos asociados a dicho combustible como reconocimiento de tales costos, sino que también percibe un margen del 10% sobre el

mismo. Tanto el costo del combustible como el margen antes mencionado poseen la misma prioridad de cobro que los CVP de las centrales eléctricas del país dando mayor certeza de cobro. Para mayor información sugerimos ver la sección “Factores de Riesgo—CTLL puede ver afectado su aprovisionamiento de gas o el precio del mismo”.

- *Pampa Energía.* El Grupo forma parte de Pampa Energía, empresa líder en el sector energético de la Argentina con presencia en empresas de distribución, transmisión, generación, y comercialización de electricidad, así como en producción y comercialización de hidrocarburos. Dicha presencia estratégica da espacio a importantes sinergias. Por ejemplo Petrolera Pampa S.A., empresa del grupo focalizada en el desarrollo de reservas de gas y petróleo, es uno de los proveedores de gas de CTLL y CTP.
- *Experiencia y trayectoria de la gerencia.* La gerencia responsable por la operación y el mantenimiento de los activos del Grupo no ha cambiado a pesar de las adquisiciones. Contamos con un equipo gerencial y administrativo con trayectoria y experiencia tanto en el Grupo como en la industria.

## **CENTRAL TÉRMICA LOMA DE LA LATA S.A.**

### **Introducción**

CTLL es una compañía dedicada principalmente a la generación de energía, y su principal activo es la central Loma de la Lata, una planta de generación termoeléctrica a ciclo combinado ubicada en la provincia de Neuquén, con una capacidad instalada neta de aproximadamente 537,5 MW (la “Central CTLL” o la “Planta CTLL”). La generación proveniente de las turbinas a gas puede venderse en el mercado spot (el “Mercado Spot”), en el mercado de venta de electricidad a término en el MEM (“Mercado a Término” o “MAT” indistintamente) (con las salvedades referidas a la publicación de la Resolución 95/2013) conforme se detalla más adelante. Por otra parte, la electricidad proveniente de la generación de la turbina a vapor puede también venderse en el marco del Plan Energía Plus (una vez que se obtengan las autorizaciones correspondientes) y a través de contratos de abastecimiento al MEM firmados con CAMMESA en el marco de la Resolución N° 220/2007 de la SE (la “Resolución 220/2007”). La Central CTLL está conectada al SADI a través de líneas de alta tensión de 500 KW.

El 1 de noviembre de 2011, entró en operación comercial la ampliación de la capacidad de generación de la Planta CTLL en aproximadamente 162,5 MW mediante su conversión en una unidad de generación de sistema de ciclo combinado (Véase “- Proyecto de Transformación de la Planta CTLL a una Unidad de Generación de Sistema de Ciclo Combinado” del presente Prospecto).

La Central CTLL se encuentra ubicada en un sitio adyacente al yacimiento de gas más grande de Argentina, que lleva el mismo nombre. Este yacimiento de gas es en un 100% propiedad de YPF S.A., una de las compañías de petróleo y gas más importantes de Argentina en términos de reservas, producción y ventas de hidrocarburos. Este yacimiento de gas es el mayor yacimiento en operación en América Latina, entregando actualmente aproximadamente 17.000 Dam<sup>3</sup>/día que deben sumarse a aportes de otros yacimientos de dicha empresa y otros productores, que acumulan un volumen de producción diario de varias decenas de miles de Dam<sup>3</sup>/día. Adicionalmente, dicha localización es cabecera de dos gasoductos troncales a los que inyectan gas otros muy importantes gasoductos de la Cuenca Neuquina, la principal cuenca productora de gas natural en la Argentina. Se estima que el consumo de gas máximo de la Central CTLL será de aproximadamente 2.700 Dam<sup>3</sup>/día. Dicha ubicación privilegiada, le da la posibilidad realizar contratos de suministro en condiciones muy competitivas en lo referente a precio, calidad, volumen y seguridad de abastecimiento en cualquier época del año.

### **Fusión con Powerco**

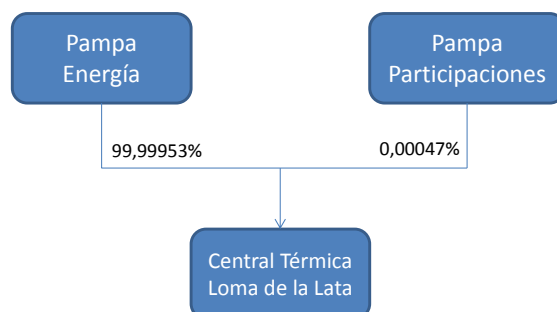
Con fecha 17 de diciembre de 2013, el directorio de la Sociedad resolvió iniciar los trámites a fin de que la Sociedad absorba a la sociedad Powerco (sociedad vinculada a CTLL), concluyendo que resulta

beneficioso fusionarse bajo los términos de neutralidad tributaria en una sola sociedad, a fin de optimizar sus recursos simplificando su estructura administrativa y operativa (la “Fusión con Powerco”).

Con fecha 11 de marzo de 2014, se solicitó la conformidad administrativa de la CNV respecto de la Fusión con Powerco y la conformidad administrativa previa de la BCBA. Con fecha 15 de abril de 2014, la CNV remitió el prospecto de fusión a la BCBA para su publicación. Una vez aprobada e inscripta la Fusión con Powerco la misma tendrá efectos a partir del 1 de enero de 2014. En relación con la misma se aclara que la Sociedad oportunamente subsanó la totalidad de las observaciones formuladas por la CNV en orden a la inscripción registral de la Fusión con Powerco, y entiende que no existiría ningún impedimento legal ni contable para que se proceda en este sentido.

Sin perjuicio de lo expuesto precedentemente, ante la remota eventualidad que no se obtenga la conformidad administrativa respecto de la Fusión con Powerco, se mantendría la adquisición por parte de CTLL de los activos netos de Powerco, cuya suma asciende a \$ 33.625.746, conforme los estados contables correspondientes al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 y se generaría un pasivo de CTLL respecto de Powerco que no excedería el equivalente a tales activos netos. Asimismo, la Sociedad estima que el único perjuicio económico y financiero para CTLL derivado de dicha eventual falta de aprobación, provendría del impacto fiscal por los intereses resarcitorios estimados en \$ 3.481.242 al 31 de diciembre de 2014, que la Sociedad le adeudaría al fisco debido a la utilización de créditos fiscales por \$ 12.653.795 adquiridos de Powerco para la cancelación del impuesto al valor agregado, en virtud de perderse los beneficios tributarios dispuestos por el artículo 77 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (reorganización societaria bajo el principio de neutralidad fiscal realizada dentro de un grupo económico). La Sociedad estima que, en caso de no proceder la conformidad administrativa de la Fusión con Powerco, las obligaciones fiscales de la Sociedad ascenderían a \$16.135.037 al 31 de diciembre de 2014.

Como consecuencia de la Fusión con Powerco, el organigrama societario de la Emisora quedará conformado de la siguiente manera una vez que la misma sea inscripta en los correspondientes registros públicos de comercio, previa conformidad administrativa de la CNV y la BCBA:



Para mayor información, por favor ver el prospecto de fusión por absorción de fecha 11 de marzo de 2014 (el “Prospecto de Fusión”), el que se encuentra disponible en la página web de la CNV (<http://www.cnv.gob.ar>) en el ítem Información Financiera.

A continuación una breve descripción de Powerco:

#### **Powerco S.A.**

Powerco era un comercializador de energía eléctrica en los términos del Decreto del PE N° 186/95, Resolución SEyP N° 21/97, sus modificatorias y complementarias, autorizado por la Secretaría de Energía de la Nación mediante Disposición SE N° 52 de fecha 30 de abril de 1999. Powerco actuó en el MEM desde el año 1999 como comercializador de generación y de demanda.

Powerco comercializaba la energía para sus clientes, los cuales son Grandes Usuarios del MEM, por cuenta y orden de un generador del MEM, para lo cual contaba con contratos de comercialización con el generador y de suministro de energía con sus clientes. Por esta energía comercializada para sus clientes

(Grandes Usuarios), por cuenta y orden de los generadores, Powerco recibía una comisión equivalente a un porcentaje del margen de los contratos con sus clientes el cual se acuerda con cada generador.

Powerco operaba a su vez en el mercado del gas como comercializador de dicho producto, manteniendo por un lado las operaciones como comisionista de gas en boca de pozo y desarrollando adicionalmente la venta de transporte de gas natural desde las cuencas productivas.

Powerco no poseía deudas financieras.

### **Central Térmica Loma de la Lata**

#### **Características técnicas**

La Central CTLL cuenta con cuatro turbinas: tres turbinas idénticas (en cuanto a tecnología y equipos), cada una de ellas alimentada a gas natural de 125 MW, y una turbina a vapor de 162,5 MW:

<b>Unidad</b>	<b>Capacidad Nominal Bruta (MW)</b>	<b>Combustible</b>	<b>Año de Puesta en Marcha</b>
Unidad 1	125,0	Gas	1994
Unidad 2	125,0	Gas	1994
Unidad 3	125,0	Gas	1994
Unidad 4	162,5	-	2011
<b>TOTAL</b>	<b>537,5</b>		

Las unidades 1, 2 y 3 poseen una eficiencia del 32,4% y con el cierre del Proyecto CTLL (tal como se define más adelante) toda la Planta CTLL pasó a tener una eficiencia de alrededor del 50%. Las unidades 1, 2 y 3 son turbinas a gas y, en conjunto con la unidad 4 que es una turbina a vapor, constituyen un ciclo combinado.

#### **Proyecto de Transformación de la Planta CTLL a una Unidad de Generación de Sistema de Ciclo Combinado**

El 1 de noviembre de 2011 entró en operación comercial la ampliación de la capacidad de generación de Loma de la Lata en aproximadamente 162,5 MW mediante la conversión de la Planta CTLL en una unidad de generación de sistema de ciclo combinado (el "Proyecto CTLL") a partir de la instalación de la turbina a vapor citada. El Proyecto CTLL aumentó la capacidad de la Central CTLL en aproximadamente un 50%, sin la necesidad de consumo adicional de gas, resultando así en una mayor eficiencia. De esta manera, la Planta CTLL pasó a contar con cuatro turbinas: las tres alimentadas a gas natural de 125 MW cada una, y la nueva turbina a vapor de 162,5 MW. Si bien el Proyecto CTLL estimaba agregar una potencia de 176 MW, debido a inconvenientes técnicos informados por el Proveedor, se habilitó comercialmente con 162,5 MW.

El 6 de septiembre de 2007 la Compañía firmó los Contratos del Proyecto CTLL (según se define más adelante) para la construcción de la Obra (según se define más adelante) bajo la modalidad llave en mano y para la provisión de materiales, equipos y repuestos necesarios para la misma. Para mayor detalle sobre los términos y condiciones de los Contratos del Proyecto CTLL, véase "Información sobre la Emisora – Central Térmica Loma de la Lata – Contratos del Proyecto CTLL" en el presente Prospecto.

El Proyecto CTLL tuvo un costo total de U.S.\$ 234,6 millones más IVA, sin considerar los costos financieros asociados capitalizados.

#### **Generación**

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, la generación neta de energía eléctrica fue de 3.421 GWh.



Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, la generación neta de energía eléctrica fue de 1.947 GWh. Cabe destacar que en el mes de noviembre de 2012 la Unidad 4 (turbo vapor) sufrió un desperfecto que provocó la salida intempestiva de la unidad, por lo que la misma no se encontró operativa durante una parte significativa del primer semestre de 2013.

El siguiente cuadro detalla la generación neta en GWh de cada turbina:

<b>Unidad</b>	<b>Generación 2014</b>	<b>Generación 2013</b>
Unidad 1	796	481
Unidad 2	654	471
Unidad 3	853	483
Unidad 4	1.117	510
<b>TOTAL</b>	<b>3.421</b>	<b>1.947</b>

La generación de la Planta CTLL a ciclo combinado, funcionando al 95% de su capacidad instalada que sería aproximadamente de 4.423 GWh por año, de los cuales (i) 3.071 GWh por año corresponderían a las unidades de generación de las turbinas a gas y (ii) 1.352 GWh por año correspondería a la unidad de generación de la turbina a vapor (asumiendo una potencia neta de 162,5 MW para la turbina a vapor y de 369 MW para las turbinas a gas en su conjunto).

#### **Ventas**

La electricidad proveniente de las turbinas a gas puede venderse en el Mercado Spot y en el MAT (con las salvedades que se detallan en el presente respecto a las modificaciones incorporadas por la Resolución N° 95/2013 de la Secretaría de Energía, la “Resolución 95/2013”).

Por otra parte, la electricidad proveniente de la generación de la turbina a vapor de la Planta CTLL podría también venderse en el marco del Plan de Energía Plus en caso que se obtengan las autorizaciones correspondientes, donde los precios de electricidad son negociados libremente entre las partes, y a través de Contratos de Abastecimiento, en cada caso, según se describe con mayor detalle a continuación.

Para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014 los ingresos por ventas ascendieron a \$ 946,9 millones, marcando un aumento de \$ 383,9 millones (68%) respecto del ejercicio 2013 (\$563,0 millones).

Para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2013 los ingresos por ventas ascendieron a \$ 563,0 millones, marcando una reducción de \$ 157,9 (22%) respecto del ejercicio 2012 (\$ 720,9 millones).

De acuerdo al Contrato de Abastecimiento 220 al MEM y la Adenda al Contrato de Abastecimiento celebrados con CAMMESA en virtud del Convenio Marco, CTLL podrá vender el 100% de la potencia y la energía generada por el Proyecto CTLL que no haya sido comercializada bajo contratos de Energía Plus con particulares. Con fecha 27 de octubre de 2014, en el marco de las Condiciones Particulares para la ampliación de la central térmica Loma de la Lata, se obtuvo la prórroga de la vigencia de la Adenda al Contrato de Abastecimiento hasta la finalización, en el año 2021, del Contrato de Abastecimiento 220, por lo que CTLL podrá vender la totalidad de la potencia y energía bajo dicho contrato.

Suponiendo que el Proyecto CTLL funciona al 95% de su capacidad el mismo generaría 1.352GWh por año y asumiendo la inexistencia de fallas no programadas los ingresos por ventas de la Compañía ascenderían a:

- Potencia: U.S. \$65,1 millones (162,5 MW por 12 meses por U.S. \$33.383)

- Energía: U.S. \$5.4 millones (1.352.325 MWh por 4.0 USD/MWh)
- **Total: U.S. \$70,5 millones**

Es importante recordar que estos ingresos no tienen aparejado ningún gasto de combustible adicional al que necesitan las TGs.

En cuanto a la energía y potencia generada por las unidades a gas y de acuerdo al Convenio Marco, se reconocerá sobre el consumo de gas que utilicen las turbinas un margen del 10% sobre el costo de dicho combustible. De esta manera, asumiendo que las unidades a gas funcionen a un 95% de su capacidad (generación de 3.071 GWh), el costo de combustible utilizando Gas Plus asciende a U.S. \$179 millones (consumo de 970.598 dam<sup>3</sup> a un precio promedio de U.S. \$. 5,00 MMBtu). En consecuencia, la compañía percibirá los ingresos para afrontar dicho costo de combustible, más un margen del 10% sobre el mismo. De esta manera el margen por utilizar Gas Plus sería de U.S. \$17,9 millones. Sin embargo, a partir de la entrada en vigencia de la Resolución SE No. 529/14, la Secretaría de Energía dispuso la centralización de la provisión de combustibles también para los generadores con contratos de abastecimiento MEM bajo la Resolución SE No. 220/07, en consecuencia, a partir de la terminación de los contratos de gas vigentes, CAMMESA pasará a abastecer el gas natural necesario para la Central térmica Loma de la Lata.

Adicionalmente, se suman los ingresos por la Resolución 529/2014 respecto a las unidades TG y del Contrato de Abastecimiento MEM para la unidad TV. Para mayor información sugerimos ver la sección *“Factores de Riesgo—CTLL puede ver afectado su aprovisionamiento de gas o el precio del mismo”*

En conclusión, en un año de funcionamiento normal de la Planta CTLL al 95% de su capacidad los ingresos, netos del costo reconocido del combustible, ascenderían a:

Concepto	Monto (US\$ millones)
<b>Ingresos del Proyecto</b>	
Potencia	65,1
Energía	5,4
<b><u>Sub Total Ingresos del Proyecto</u></b>	<b><u>70,5</u></b>
<b>Ingresos del Ciclo Abierto</b>	
Margen sobre Combustible	17,9
Costos Fijos*	8,7
Costos Variables*	7,8
Remuneración Adicional*	4,5
Rem. Mantenimientos Mayores*	6,9
<b><u>Sub Total Ingresos del Ciclo Abierto</u></b>	<b><u>45,8</u></b>
<b><u>TOTAL</u></b>	<b><u>116,3</u></b>

\*Según Resolución 529/2014

#### *Mercado Spot*

Las centrales eléctricas generan energía la que, a través del SADI, es vendida directamente al MEM a los precios sancionados por CAMMESA. La normativa vigente fue modificada por la Resolución SE No. 95/2013 (modificada luego por Resolución SE N° 529/2014) que establece un nuevo esquema remunerativo para los agentes.

#### Nuevo esquema remunerativo – Resolución 95/2013 (modificada por Resolución SE N° 529/2014)

La descripción detallada del régimen establecido en la Resolución SE N° 95 y los cambios introducidos en la regulación del sector se reseñan en el apartado “Resolución 95/2013 – Nuevo esquema remunerativo y otras modificaciones al MEM – (modificada por Resolución SE N° 529/2014)” en la sección “LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN ARGENTINA Y SU REGULACIÓN”.

La Resolución SE N° 529/2014 reemplazó los anexos I, II y III de la Resolución 95/2013 actualizando los valores de la remuneración contemplada en dichos anexos y modificó la forma de liquidación de la remuneración de los costos fijos.

El nuevo esquema remunerativo comprende cuatro conceptos:

1) Remuneración de Costos Fijos:

Las remuneraciones relevantes para el caso de CTLL son:

Tecnología y escala	\$/MW-hrp
Unidades TG con potencia (P) > 50 Mw	50,00

La metodología de cálculo para definir la remuneración de los costos fijos de los Agentes Generadores comprendidos en el régimen remuneratorio comentado con equipos de generación térmica convencional (TG, TV y CC) será variable en función de la Disponibilidad Registrada (D), Disponibilidad Objetivo de la tecnología (DO), Disponibilidad Histórica (DH) y la época del año.

Se define un porcentaje base a aplicar sobre la Remuneración de Costos Fijos de acuerdo a los siguientes valores:

TG	Junio – Julio - Agosto Diciembre – Enero - Febrero	Marzo – Abril - Mayo Septiembre – Octubre - Noviembre
D > 90%	110%	100%
80% < D ≤ 90%	105%	100%
70% < D ≤ 80%	85%	85%
D ≤ 70%	70%	70%

Al porcentaje base se le adicionará o restará el 50% de la diferencia porcentual entre la DR y la DH del generador, es decir que por cada punto porcentual de variación en la DR respecto a la DH del generador se modificará en medio punto porcentual el porcentaje de remuneración de los Costos Fijos. Los máximos y mínimos son los previstos para cada período (110% máximo y 70% mínimo según corresponda).

A los efectos del control de la disponibilidad se mantienen los criterios establecidos en la Nota SE N° 2053/13. Los valores de la DH de cada grupo térmico serán determinados en función de la disponibilidad registrada en el período 2010-2013. Al finalizar cada año, se sumará el resultado del mismo a la base hasta contar con 5 años móviles.

2) Remuneración de Costos Variables: Se establecen nuevos valores que reemplazan a la remuneración de los Costos Variables de Mantenimiento y Otros Costos Variables No Combustibles. Su cálculo es mensual y será en función de la Energía Generada por tipo de combustible.

Clasificación	Operando con:
	Gas Natural
	\$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) > 50 Mw	26,80

3) Remuneración Adicional: Es aplicable sólo a los Agentes Generadores Comprendidos. Parte de la remuneración se destinará a “nuevos proyectos de infraestructura en el sector eléctrico” que serán definidos por la SE, a través de un fideicomiso. Su cálculo es mensual y será en función de la Energía Total Generada.

	Con destino a	
	Generador \$/MWh	Fideicomiso \$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) > 50 Mw	9,40	6,20

4) Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes: A los conceptos remuneratorios antes indicados, la Resolución SE N° 529/2014 incorpora un nuevo concepto de “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes” para los Agentes Generadores Comprendidos 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 (LVFVD) por cuenta y orden del Fondo Unificado y tendrán como destino exclusivo el financiamiento de los mantenimientos mayores sujetos a la aprobación de la Secretaría de Energía.

Tecnología y escala	Remuneración Mantenimientos (\$/MWh)
Unidades TG con potencia (P) > 50 Mw	24

Por otra parte y siguiendo con el objetivo establecido en la Resolución 95/2013 de optimizar y minimizar los costos en el abastecimiento de combustibles a las centrales del MEM, dispuso la extensión de lo establecido en el art. 8 de la Resolución 95/2013 a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores cuya potencia y energía fuera comprometida en el marco de las Resoluciones SE N° 1193/2005 (FONINVEMEM), Resolución SE N° 220/07 (Contratos Abastecimiento MEM) y Resolución SE N° 1836/2007, así como a cualquier otro tipo de contratos de abastecimiento de energía con un régimen de remuneración diferenciada, excepto los contratos correspondientes al Servicio Energía Plus aprobado por la Resolución SE N° 1281/2006. De esta forma y, entre otros efectos, a medida que se terminen los contratos de suministro de combustibles de éstos generadores, el suministro de dicho combustible estará centralizado en CAMMESA, no pudiendo el generador renovar dichos contratos.

Cabe destacar que al efecto transaccional y para establecer el cubrimiento de los contratos ahora alcanzados por lo dispuesto en el art. 8 de la Resolución 95/2013, se considerará la disponibilidad de la unidad generadora con independencia del combustible.

#### Mercado a Término (“MAT”)

Como su nombre lo indica, el MAT es un mercado en el cual a través de contratos a término los agentes del MEM pueden pactar contratos para fijar y/o estabilizar el precio, contar con una garantía adicional a las reservas del sistema establecidas en el Mercado Spot, o cubrir el respaldo de potencia para su demanda.

Los contratos en el MAT, se caracterizan por ser contratos donde el “vendedor” (un generador o comercializador de energía) pacta libremente con el “comprador” (un distribuidor, un GUMA o GUME, un comercializador u otro generador) las condiciones, plazos, precios y cantidades a suministrar.

La Resolución 95/2013 establece la suspensión de la incorporación de nuevos contratos en el MAT (excluidos los que se deriven de resoluciones que fijen un régimen de remuneración diferencial), así como su prórroga o renovación. Sin perjuicio de ello, los contratos vigentes a la fecha de la Resolución 95/2013 continuarán administrándose por CAMMESA hasta su finalización. Finalizados dichos contratos, los Grandes Usuarios deberán adquirir su suministro directamente de CAMMESA conforme a las condiciones que al efecto establezca la SE.

#### Contratos de Abastecimiento– Resolución SE N° 724/2008

La Resolución SE N° 724/2008 de la SE faculta a CAMMESA a suscribir “Contratos de Compromiso de Abastecimiento MEM”, con los agentes generadores del MEM. A través de dichos acuerdos, los agentes generadores podrán recibir de CAMMESA el importe de las LVFVD desde inicios del año 2008 y durante el período de vigencia del contrato, en la medida que los fondos sean destinados a la reparación y/o repotenciación de grupos generadores y/o equipamiento asociado siempre que su costo supere el 50% de la remuneración de los conceptos previstos en el inciso c) del Artículo 4° de la Resolución SE N° 406/2003, sujeto a ciertas condiciones, incluyendo entre las mismas la aprobación por parte de CAMMESA.

El procedimiento consiste en la evaluación por parte de la SE de las propuestas presentadas, quien instruye a CAMMESA sobre aquellas que resulten autorizadas para su contratación. En caso de ser necesario y resultar conveniente, podrán otorgarse préstamos al agente generador para el financiamiento de las erogaciones a realizar para afrontar el costo de las reparaciones que superen la remuneración que le corresponda percibir por el contrato de abastecimiento.

En tal contexto, con fecha 14 de abril de 2009 la Sociedad celebró con CAMMESA un “Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica entre CTLL y CAMMESA (“Resolución SE 724/08”) (el “Contrato 724”), en el marco del Convenio Marco (tal como se define más adelante).

Bajo el Contrato 724, la Sociedad ha cobrado de CAMMESA la totalidad de sus acreencias consolidadas devengadas en el ejercicio 2008. En virtud de lo dispuesto en el Convenio Marco la Sociedad ha

celebrado distintos convenios de cesión de créditos con otros generadores del MEM respecto de sus LVFVD devengadas entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2010 para su aplicación al proyecto de cierre del ciclo combinado de la Planta CTLL. Dichos convenios establecen los términos y condiciones de cada cesión, las que serán efectivas en forma total o parcial a medida que CAMMESA cancele las correspondientes acreencias, momento a partir del cual la Sociedad cancelará los saldos con las contrapartes. Véase *“Información sobre la Emisora –Central Térmica Loma de la Lata S.A. Convenio Marco para el Cierre del Ciclo Combinado”* en el presente Prospecto.

#### Mercado de Energía Plus

El Plan de Energía Plus ha sido diseñado para brindar incentivos para desarrollar nuevas fuentes de generación de energía y satisfacer la demanda excedente (definida como el consumo de grandes clientes con demandas mayores a 300 KW superior al consumo registrado en 2005, que a su vez se define como la demanda base, como así también para todos los nuevos grandes clientes que ingresen al MEM). Dichos clientes a fin de limitar posibles cortes o mayores costos se encuentran incentivados a contratar, bajo Energía Plus, el excedente sobre la demanda base. Sólo las nuevas plantas de generación (que incluyen generadores que no estaban conectados al SADI antes del 5 de septiembre de 2006) y las nuevas adiciones de capacidad de generación a esa misma fecha pueden vender en el marco del Plan Energía Plus. Los contratos bajo el Plan Energía Plus son administrados del mismo modo que cualquier otro contrato de largo plazo o contrato en el MAT y los pagos son hechos directamente entre las partes involucradas, quienes pactan libremente sus precios pero en línea con los valores aprobados por la SE. Los precios pactados en los acuerdos que se celebren bajo la modalidad del servicio de Energía Plus deberán estar compuestos por los costos asociados (que deberán ser validados por CAMMESA) y un margen de utilidad (el cual es determinado por la SE ad referendum de la aprobación del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (el “Ministerio de Planificación”).

La energía generada por la turbina GUEM TG 01 se destina principalmente a la venta para clientes de contratos a término, bajo la modalidad de Energía Plus, y sólo por su excedente al Mercado Spot.

En el mes de agosto de 2010 CTLL realizó las presentaciones correspondientes para obtener las autorizaciones necesarias para poder vender la potencia y energía asociada del Proyecto CTLL bajo el régimen de Energía Plus. Dicha autorización no fue otorgada aún. Para un mayor detalle sobre el Convenio Marco y sus términos y condiciones, véase *“Información sobre la Emisora – Central Térmica Loma de la Lata S.A. – Convenio Marco para el Cierre del Ciclo Combinado”* y *“Factores de riesgo - La Compañía podría no obtener la autorización para comercializar parte de la potencia de la unidad turbo vapor bajo el Programa Energía Plus”* en el presente Prospecto.

En particular, la SE ha establecido como requisito para poder realizar ventas en el marco del Plan Energía Plus, que el generador cuente con su propio suministro de combustible. Para una descripción acerca de las alternativas de suministro de gas natural existentes en general y, en particular, para el Proyecto CTLL, véase *“Información sobre la Emisora –Suministro de Gas Natural para el Proyecto CTLL”*.

#### Contratos de Abastecimiento – Resolución 220/2007

La celebración de contratos de abastecimiento bajo la Resolución 220/2007 fue prevista como otro modo de generar incentivos para el desarrollo de proyectos energéticos adicionales. Dichos Contratos de Abastecimiento, a diferencia de los contratos celebrados en el marco del Plan de Energía Plus, son firmados entre agentes generadores y CAMMESA, y la contraprestación por la disponibilidad de generación y energía será establecida en cada contrato de acuerdo a los costos aceptados por la SE. Adicionalmente, a efectos de mitigar el riesgo de cobro de los agentes generadores, se otorgó la misma prioridad de pago a las obligaciones de pago asumidas por CAMMESA bajo dichos Contratos de Abastecimiento que la prioridad correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

En virtud del Convenio Marco, en octubre de 2009, la Compañía firmó el Contrato de Abastecimiento 220 en virtud del cual ésta se comprometió a poner a disposición del MEM un porcentaje de la potencia neta disponible en virtud del Proyecto CTLL previsto bajo el mencionado convenio marco. Dicho

Contrato de Abastecimiento 220 tiene un plazo de vigencia de diez años contados desde la habilitación comercial del Proyecto CTLL, y prevé el pago de un precio por potencia suministrada de U.S. \$33.383/MW por mes y de un precio por energía suministrada de U.S. \$4/MWh. Asimismo, prevé penalidades a cargo de la Compañía en caso de no cumplir con las condiciones y entregas pactadas.

Con fecha 15 de diciembre de 2010, CTLL firmó la Adenda al Contrato de Abastecimiento en virtud de la cual Loma de la Lata podrá vender a CAMMESA la totalidad de la potencia y la energía generada por el Proyecto CTLL que no haya sido comercializada bajo contratos de Energía Plus con particulares. CTLL se encuentra actualmente vendiendo el 100% de la potencia y energía generada por el Proyecto CTLL bajo el Contrato de Abastecimiento 220 a CAMMESA. Con fecha 27 de octubre de 2014, en el marco de las Condiciones Particulares para la ampliación de CTLL, se obtuvo la prórroga de la vigencia de la Adenda al Contrato de Abastecimiento hasta la finalización, en el año 2021, del Contrato de Abastecimiento 220, por lo que CTLL podrá vender la totalidad de la potencia y energía bajo dicho contrato.

En julio de 2011 EGSSA suscribió con CAMMESA el Contrato 220, por un plazo de 10 años, un contrato en el marco de la Resolución SE N° 220/2007 (la "Resolución 220/2007"). El Contrato 220 establece un pago por Potencia de US\$18.000/mes y por Operación y Mantenimiento de 10 US\$/MWh.

### **Combustible**

La eficiencia de conversión energética del combustible a energía eléctrica de Loma de la Lata operando a un ciclo abierto de 369 MW era de aproximadamente 2.650 Kcal/Kwh o 32,4%. Actualmente, con el Proyecto CTLL, la eficiencia de la Planta CTLL, operando a un ciclo combinado de 537,5 MW, aumentó a aproximadamente 1.720 Kcal/Kwh o 50%.

Teniendo en cuenta la eficiencia a ciclo abierto de la Planta CTLL, su consumo de gas anual, funcionando al 95% de su capacidad, es de 2.700 Dam<sup>3</sup>/día, que equivale a 0,31 Dam<sup>3</sup>/MW-h. Como la generación a ciclo combinado no consume gas adicional sino que recupera la energía contenida en los actuales gases de escape, el consumo por MW-h producido se redujo a 0,20 Dam<sup>3</sup>/MW-h.

La Compañía posee acuerdos de abastecimiento de gas natural calificado como "Gas Plus". Los volúmenes originados en los mismos tienen un precio diferencial sustancialmente superior al precio actual para el sector generación. En este sentido, cabe señalar que la SE ha aprobado algunos proyectos en el marco del Programa Gas Plus a un precio entre U.S. \$5/MMBtu y U.S. \$5,25/MMBtu. En función de lo dispuesto en el "Acuerdo Marco para el Cierre del Ciclo Combinado de la Loma de la Lata", previa aprobación de la Secretaría de Energía, CAMMESA reconoce a CTLL el precio contemplado en los acuerdos de suministro con sus proveedores con más un 10% sobre el mismo. Para una mayor descripción acerca del Programa de Gas Plus, véase "*Información sobre la Emisora –Suministro de Gas Natural para el Proyecto CTLL*".

Los acuerdos de abastecimiento de Gas Plus celebrados por la Compañía son con Pan American Energy LLC ("PAE") (2.400.000 m<sup>3</sup>/día estimados) y con Petrolera Pampa S.A. (172.000 m<sup>3</sup>/día). Dichos contratos poseen un plazo de 1 año y cláusulas de Delivery or Pay del 100% y Take or Pay del 75% del gas comprometido.

## **CENTRAL TÉRMICA GÜEMES S.A.**

### **Introducción**

CTG es una compañía dedicada principalmente a la generación de energía, y su principal activo es la central Güemes, una planta de generación termoeléctrica ubicada en el noroeste de la Argentina, en la Ciudad Gral. Güemes, provincia de Salta, la que cuenta con cuatro turbinas con una capacidad instalada de aproximadamente 361 MW (la "Central CTG" o la "Planta CTG").

La Central CTG ocupa un lugar de gran importancia en el área NOA-Norte en lo referente a la garantía de calidad del sistema eléctrico (frecuencia y tensión) en la zona y posee una buena ubicación por la proximidad a los campos de gas y a Bolivia, lo que le da una ventaja adicional.

## Fusión de CTG

Con fecha 27 de septiembre de 2013 el directorio de la CTG resolvió iniciar los trámites a fin de que CTG absorba conjuntamente a las sociedades EGSSA y EGSSA Holding S.A. ("EGSSA Holding") (ambas sociedades vinculadas a CTG), concluyendo que resulta beneficioso fusionarse bajo los términos de neutralidad tributaria en una sola sociedad, a fin de optimizar sus recursos simplificando su estructura administrativa y operativa (la "Fusión de CTG").

Desde el 13 de febrero de 2014, fecha en la cual se suscribió el acuerdo definitivo de fusión y hasta su inscripción en los respectivos registros públicos de comercio, el directorio de CTG tomó a cargo la administración de EGSSA y de EGSSA Holding con suspensión de sus respectivos órganos de administración en los términos del artículo 84 de la Ley de Sociedades y el estatuto CTG. A la fecha del presente, la Fusión no se ha inscripto en los registros públicos correspondientes.

Para mayor información, por favor ver el Prospecto de Fusión, el que se encuentra disponible en la página web de la CNV (<http://www.cnv.gob.ar>) en el ítem Información Financiera.

A continuación una breve descripción de la Central Térmica Piquirenda.

### *Central Térmica Piquirenda*

La CTP tiene una capacidad instalada de 30,4MW y cuenta con 10 Motogeneradores GE Jenbacher JGS 620 de última generación, con una eficiencia de 42,5% que funcionan utilizando gas natural.

En julio de 2011 EGSSA suscribió con CAMMESA el Contrato 220, por un plazo de 10 años, un contrato en el marco de la Resolución SE N° 220/2007 (la "Resolución 220/2007"). El Contrato 220 establece un pago por:

- Potencia de US\$18.000/mes
- Operación y Mantenimiento de 10 US\$/MWh

La CTP está autorizada a generar electricidad utilizando Gas Plus. CTP, para el respaldo del Contrato 220, adquiere Gas Plus de Petrolera Pampa S.A. a un precio de 5,20 US\$/MMBTU. El volumen del contrato es de 172 dam<sup>3</sup>/día.

### Características técnicas

La Planta CTG cuenta con cuatro turbinas, cada una de ellas alimentada a gas:

Unidad	Capacidad Nominal ISO (MW)	Eficiencia	Combustible	Año de Puesta en Marcha	Tipo de Unidad
GUEM TV 11	63	31%	Gas	1983	Turbina / Caldera de Vapor
GUEM TV 12	63	31%	Gas	1983	Turbina / Caldera de Vapor
GUEM TV 13	135	33%	Gas	1992	Turbina / Caldera de Vapor
GUEM TG 01 - LMS 100	100	43%	Gas	2008	Turbina Aeroderivada a gas
<b>TOTAL</b>	<b>361</b>				



## Proyecto de Ampliación de la Capacidad de Generación de la Planta CTG

Desde sus inicios, la estrategia de CTG ha sido realzar el valor y maximizar los beneficios derivados de sus activos de generación. De acuerdo a dicha estrategia se ha ampliado la capacidad de generación de la Planta CTG en el marco del Plan de Energía Plus.

En el mes de junio de 2007 Pampa Energía, a través de CTLL firmó con GE Packaged Power Inc. y General Electric International Inc. Sucursal Argentina (conjuntamente "GE") un contrato para la adquisición de la turbina GUEM TG 01 (el "Contrato GE"). El monto de dicho contrato ascendió a US\$36,1 millones. Paralelamente se firmaron con Santos CMI ("Santos") contratos de montaje y de suministros para construir la nueva Planta CTG (los "Contratos Santos" y junto con el Contrato GE los "Contratos del Proyecto CTG").

Con fecha 18 de septiembre de 2007 los Contratos del Proyecto CTG fueron cedidos por CTLL a CTG.

La obra concluyó en agosto de 2008 y tuvo un costo total de US\$69,5 millones. Para mayor detalle sobre los Contratos del Proyecto CTG, véase "Información sobre la Emisora – Proyecto de Ampliación de la Capacidad de Generación de la Planta CTG" en el presente Prospecto.

### Generación

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, la generación neta fue de 1.660 GWh, produciéndose una disminución del 3,4% comparado con la generación del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, cuya generación neta total fue de 1.718 GWh.

El siguiente cuadro detalla la generación neta en GWh de cada unidad:

Unidad	Generación 2014	Generación 2013	Generación anual funcionando al 95%
GUEM TV 11	62	140	496
GUEM TV 12	208	147	494
GUEM TV 13	841	874	1.053
<b>Subtotal</b>	<b>1.111</b>	<b>1.161</b>	<b>2.043</b>
GUEM TG 01 - LMS 100	418	514	820
CTP	131	130	250
<b>TOTAL</b>	<b>1.660</b>	<b>1.805</b>	<b>3.113</b>

### Ventas

CTG puede vender la energía producida al SADI, por medio del Mercado Spot y de contratos a término (con las salvedades que se detallan en el presente respecto a las modificaciones incorporadas por la Resolución SE No. 95/2013 y sus modificatorias). Adicionalmente, la energía generada por la turbina GUEM TG 01 se destina principalmente a la venta para clientes de contratos a término, bajo la modalidad de Energía Plus, y sólo por su excedente al Mercado Spot. Además, en el pasado CTG ha celebrado contratos de exportación a Uruguay. Actualmente CTG no cuenta con el permiso necesario para poder exportar.

En cuanto a los contratos de Energía Plus los mismos han sido renovados recientemente por un plazo promedio de un año a un precio de US\$76,8/MWh promedio (US\$67/MWh de energía y US\$9,8/MWh de potencia).

Para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014 las ventas netas ascendieron a \$ 711,4 millones, marcando un aumento de \$ 247,1 millones (53,2%) respecto del ejercicio 2013 (\$ 464,3 millones).

Durante el ejercicio 2014 la venta de energía fue de 2.239 GWh, lo que representa una disminución del 1,8% comparado con los 2.279 GWh vendidos durante el año 2013.

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, las ventas netas de energía ascendieron a \$464,3 millones, comparado con los \$ 440,6 millones para el ejercicio 2012, lo que representó un aumento de \$23,7 millones (ó 5,4%).

### Combustible

El consumo de gas por MWh varía principalmente según la eficiencia de la unidad, pero también por la temperatura y humedad del ambiente entre otras condiciones. El siguiente cuadro muestra la eficiencia neta de las unidades y el consumo de gas por hora de cada unidad generadora.

Unidad	GUEM TV 11	GUEM TV 12	GUEM TV 13	GUEM TG 01 - LMS 100
Kcal/KWh	2.385	2.698	2.498	2.108
Dam <sup>3</sup> /KWh	0,338	0,321	0,297	0,251
Consumo al 95% (Dam <sup>3</sup> )	157.286	149.685	309.351	194.224

Con el fin de garantizar el suministro de combustible para respaldar los contratos de Energía Plus de su unidad LMS 100, la Sociedad contrató el gas natural necesario con los siguientes productores:

- Panamerican Energy LLC – Gas Plus producido en cuenca NOA
- Pluspetrol S.A. – Gas en NOA proveniente de Bolivia

Hasta el 30 de abril de 2015, el 87,5% del suministro es bajo la forma de acuerdos de abastecimiento, dejando un 12,5% de volumen para compra spot. La condición habitual de cláusula de Take or Pay está entre 75% y 100% para un período semestral o estacional.

En lo que respecta al transporte de gas natural, al 31 de diciembre de 2014, CTG cuenta con los siguientes acuerdos: (i) transporte en firme de 350.000 m<sup>3</sup>/día de gas con Transportadora de Gas del Norte S.A., (ii) transporte y distribución interrumpible con Gasnor S.A.

## RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

*El siguiente es un resumen de los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que se describen en “De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables” del presente, y está condicionado en su totalidad por la información más detallada contenida en dicha sección de este Prospecto.*

<b>Descripción:</b>	Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, con garantía común, especial y/o flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros), subordinadas o no.
<b>Monto Máximo:</b>	El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de U.S. \$350.000.000, o su equivalente en otras monedas.
<b>Monedas:</b>	Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en cualquier moneda según especifique el respectivo Suplemento. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital e intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por la ley aplicable.
<b>Precio de Emisión:</b>	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a la par, con descuento, con prima sobre el valor par o según se determine en los Suplementos correspondientes.
<b>Clases y Series:</b>	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas Clases con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas Clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en distintas Series con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma Clase, y aunque podrán tener las Obligaciones Negociables de las distintas Series diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma Serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión.
<b>Plazos y Formas de Amortización:</b>	Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes. Los plazos de amortización siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes.
<b>Intereses:</b>	Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o flotante o de cualquier otra manera, o no devengar intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.
<b>Montos Adicionales:</b>	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora estará obligada a pagar ciertos montos adicionales en caso que sea necesario efectuar ciertas deducciones y/o retenciones respecto de los pagos bajo las Obligaciones Negociables. Ver “De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Montos Adicionales” del presente Prospecto.
<b>Forma:</b>	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o en forma de títulos nominativos no endosables (con o sin cupones de interés), representados por títulos globales o definitivos, según se determine en cada emisión en particular. En caso que así lo permitieran las normas vigentes (lo cual no ocurre actualmente por encontrarse vigente la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados), también podrán ser al portador si así se especifica en los Suplementos correspondientes.

<b>Denominaciones:</b>	Las Obligaciones Negociables serán emitidas en aquellas denominaciones que sean establecidas oportunamente sujeto a las denominaciones mínimas que exijan las normas aplicables.
<b>Compromisos:</b>	La Sociedad podrá asumir compromisos en relación a cada Clase de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en el Suplemento aplicable a cada Clase.
<b>Rescate a Opción de la Emisora:</b>	En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora con anterioridad al vencimiento de las mismas, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. El procedimiento para el rescate anticipado parcial, el cual se especificará en los Suplementos correspondientes, se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.
<b>Rescate a opción de los tenedores:</b>	Las Obligaciones Negociables no serán rescatables total o parcialmente a opción de los tenedores de las mismas con anterioridad a su fecha de vencimiento, ni los tenedores tendrán derecho a solicitar a la Emisora la adquisición de las mismas de otra manera con anterioridad a dicha fecha, excepto en caso que así se especifique en el Suplemento correspondiente y de conformidad con los términos y condiciones especificados en el mismo.
<b>Rescate por Razones Impositivas:</b>	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables de cualquier Clase o Serie podrán ser rescatadas a opción de la Emisora en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que tuvieran lugar ciertos cambios impositivos que generen en la Emisora la obligación de pagar ciertos montos adicionales bajo las Obligaciones Negociables. Ver <i>“De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Rescate por Razones Impositivas”</i> del presente Prospecto.
<b>Rango:</b>	Las Obligaciones Negociables constituirán (salvo que se disponga lo contrario en el Suplemento aplicable) obligaciones directas e incondicionales de la Emisora, con garantía común sobre su patrimonio y gozarán como mínimo del mismo grado de privilegio entre sí y respecto de las demás deudas con garantía común y no subordinadas de la Emisora. Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las obligaciones de pago de la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables, salvo lo dispuesto o lo que pudiera ser contemplado por la ley argentina, tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones con garantía común y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora oportunamente vigentes.
<b>Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes:</b>	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco de contratos de fideicomiso y/o de contratos de agencia fiscal que oportunamente la Emisora celebre con entidades que actúen como fiduciarios y/o agentes fiscales, lo cual será especificado en los Suplementos correspondientes. Tales fiduciarios y/o agentes fiscales desempeñarán funciones solamente respecto de las Clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en los respectivos contratos, y tendrán los derechos y obligaciones que se especifiquen en los mismos. Asimismo, la Emisora podrá designar otros agentes en relación con las Obligaciones Negociables para que desempeñen funciones solamente respecto de las Clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en cada caso.
<b>Agentes Colocadores:</b>	La Emisora podrá designar uno o más agentes colocadores para la colocación de una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables. El o los agentes colocadores de las Obligaciones Negociables, en su caso, serán aquéllos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

<b>Sistemas de compensación:</b>	Se podrá solicitar, según se establezca en el Suplemento correspondiente, la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación en la compañía Euroclear SA/NV, Clearstream Banking, Société Anonime, el Depository Trust Company, u otro sistema de compensación que all�� se establezca.
<b>Agentes de Registro y Pago:</b>	Serán el agente de registro y el agente de pago que se designen en el Suplemento respectivo.
<b>Listado y Negociación:</b>	La Emisora podrá solicitar autorización para el listado y/o la negociación de una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa en una o más bolsas y/o mercados autorizados del país y/o del exterior, según se especifique en los Suplementos correspondientes.
<b>Otras Emisiones de Obligaciones Negociables:</b>	<p>A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en circulación, podrá en cualquier momento, pero sujeto a la autorización de la CNV, emitir nuevas Obligaciones Negociables de diferentes Series dentro de una misma Clase que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de dicha Clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios de emisión, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma Clase que dichas Obligaciones Negociables en circulación y sean fungibles con las mismas.</p> <p>A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora tampoco requerirá el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en circulación para emitir nuevas Clases bajo el Programa, sin perjuicio de que, al igual que en el caso mencionado en el párrafo precedente, dicha emisión estará sujeta a la autorización de la CNV.</p>
<b>Ley Aplicable:</b>	Las Obligaciones Negociables se registrarán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los Suplementos correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por la Emisora, así como todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean "obligaciones negociables" bajo las leyes de Argentina, se registrarán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley de Sociedades y todas las demás normas vigentes argentinas.
<b>Jurisdicción:</b>	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, toda controversia que se suscite entre la Emisora y los tenedores de Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables se resolver�� definitivamente por el Tribunal de Arbitraje General de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, o el que se cree en el futuro en la BCBA. No obstante lo anterior, de conformidad con el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, y en virtud de la delegación de facultades otorgadas por el MVBA a la BCBA en materia de constitución de tribunales arbitrales, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución N�� 17.501 de la CNV, los inversores tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación se efectuará ante el tribunal judicial competente.
<b>Acción Ejecutiva:</b>	Las Obligaciones Negociables serán emitidas conforme con la Ley de Obligaciones Negociables y constituirán "obligaciones negociables" conforme con las disposiciones

de la misma y gozarán de los derechos allí establecidos. En particular, conforme con el artículo 29 de dicha ley, en el supuesto de incumplimiento por parte de la Emisora en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables a su vencimiento, los tenedores de las mismas podrán iniciar acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por la Emisora.

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

**Duración del Programa:**

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de 5 años contados desde la fecha de autorización por parte del Directorio de la CNV de la creación del Programa. Dicho plazo podrá ser prorrogado a opción de la Emisora y con la obtención de las correspondientes autorizaciones regulatorias.

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

De acuerdo al artículo 9° del estatuto social de la Compañía, la administración estará a cargo de un directorio compuesto del número de miembros que determine la asamblea entre un mínimo de uno y un máximo de siete directores e igual o menor número de suplentes. En caso que la Compañía quede comprendida en alguno de los supuestos previstos por el artículo 299 de la Ley de Sociedades, el mínimo será de tres y el máximo de siete directores titulares. Los directores permanecerán en sus cargos tres ejercicios sociales. Asimismo, el estatuto social establece que los directores suplentes llenarán las vacantes o cubrirán las ausencias que se produjeran entre los directores titulares, a cuyo fin no será necesario el previo aviso de ausencia y será válida la asistencia de un director suplente en su reemplazo.

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

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

Según lo previsto bajo la Ley de Sociedades, el directorio está a cargo de la administración de la sociedad y por lo tanto adopta todas y cada una de las decisiones en relación con ello, así como las decisiones expresamente previstas en la Ley de Sociedades, los estatutos de la sociedad y demás reglamentaciones aplicables. Asimismo, el directorio es generalmente responsable de la ejecución de las resoluciones adoptadas por las asambleas de accionistas y por el cumplimiento de cualquier tarea en particular expresamente delegada por los accionistas.

## Directorio

Los siguientes son los directores en funciones a la fecha de emisión del presente documento:

Nombre	DNI	CUIL	Domicilio especial	Cargo	Independencia	Año de designación	Fecha de Vencimiento del mandato
Marcos Marcelo Mindlin	16.785.538	20-16785538-6	Ortiz de Ocampo 3302, edificio 4	Presidente	No Independiente	2013	31/12/2015
Gustavo Mariani	21.820.607	20-21820607-8	Ortiz de Ocampo 3302, edificio 4	Vicepresidente	No Independiente	2013	31/12/2015
Ricardo Alejandro Torres	11.986.407	20-11986407-1	Ortiz de Ocampo 3302, edificio 4	Director Titular	No independiente	2014	31/12/2016
Damián Miguel Mindlin	17.819.888	20-17819888-3	Ortiz de Ocampo 3302, edificio 4	Director Titular	No independiente	2014	31/12/2016
Javier Alberto Douer	23.567.712	20-23567712-2	Ortiz de Ocampo 3302, edificio 4	Director Suplente	No Independiente	2013	31/12/2015
Maia Chmielewski	28.033.835	23-28033835-4	Ortiz de Ocampo 3302, edificio 4	Directora Suplente	No Independiente	2013	31/12/2015
Pablo Diaz	12.991.543	20-12991543-9	Ortiz de Ocampo 3302, edificio 4	Director Suplente	No Independiente	2013	31/12/2015

A continuación se presenta una breve descripción biográfica de los miembros del directorio de la Compañía:

**Marcos Marcelo Mindlin** nacido el 19 de enero de 1964. Licenciado en Economía graduado de la Universidad de Buenos Aires y con un MBA de la Universidad Centro de Estudios Macroeconómicos de Argentina. Ha sido miembro de nuestro directorio desde 2007, también es director de Pampa y en la actualidad desempeña funciones que se identifican en el punto siguiente. No posee contrato de trabajo con la Sociedad

**Gustavo Mariani** nacido el 9 de septiembre de 1970. Es licenciado en ciencias económicas de la Universidad de Belgrano, tiene una maestría en administración de empresas de la Universidad del CEMA y es analista financiero matriculado (*Chartered Financial Analyst (CFA)*) desde 1998. Es miembro del directorio desde enero de 2007. Es socio y director general de Grupo Dolphin, empresa a la cual se incorporó en 1993 como analista, y posteriormente se desempeñó como gerente de carteras de inversión. Es presidente y gerente general (Co-CEO) de Pampa, y ocupa además los cargos que se identifican en el punto siguiente. Antes de ocupar dichos cargos, fue director del grupo IRSA, Cresud y Alto Palermo. No posee contrato de trabajo con la Sociedad.

**Ricardo Alejandro Torres** nacido el 26 de marzo de 1958. Es contador público nacional graduado en la Universidad de Buenos Aires y tiene una maestría en administración de empresas del Instituto de Altos Estudios Empresariales – Escuela de Negocios de la Universidad Austral. Es miembro del directorio de la Emisora desde julio de 2008. Actualmente, también es miembro del directorio y gerente general (Co-CEO) de Pampa y ocupa además los cargos que se identifican en el punto siguiente. No posee contrato de trabajo con la Sociedad.



**Damián Miguel Mindlin** nacido el 3 de enero de 1966. Es analista financiero. Adicionalmente, desempeña funciones en las sociedades que se identifican en el punto siguiente. No posee contrato de trabajo con la Emisora.

**Javier Douer** nacido el 10 de diciembre de 1973. El Sr. Douer posee una licenciatura en administración de empresas de la Universidad de Palermo en Argentina y una maestría en Mercados de Capitales de Buenos Aires. Es Director Suplente de la Compañía desde enero de 2007. También se desempeña en los cargos que se identifican en el punto siguiente. No posee contrato de trabajo con la Sociedad.

**Maia Chmielewski** nacida el 3 de marzo de 1980. La Sra. Chmielewski posee una licenciatura en Economía y una licenciatura de Economía Empresarial, en ambos casos de la Universidad Torcuato Di Tella. Es Directora Suplente de la Compañía desde abril de 2010 y también se desempeña en los cargos que se identifican en el punto siguiente. No posee contrato de trabajo con la Sociedad.

**Pablo Diaz** nacido el 26 de junio de 1957. Empresario. Ha actuado como asesor de la SE, y es un miembro de la presidencia del Directorio del Organismo de Control Eléctrico de Buenos Aires (OCEBA) y de Centrales de la Costa S.A. Ha sido miembro de nuestro directorio desde 2007. En la actualidad, desempeña funciones como director de ciertas sociedades que se identifican en el punto siguiente. No posee contrato de trabajo con la Sociedad.

#### **Otros órganos de administración o de fiscalización del que sean miembros**

El siguiente cuadro establece los cargos de los miembros del directorio de la Emisora en otras empresas a la fecha del presente:

#### **Marcos**

#### **Marcelo Mindlin**

<b><i>Sociedad</i></b>	<b><i>Cargo</i></b>
Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. - EDENOR	Director Titular
Grupo Dolphin S.A.	Presidente
Dolphin Finance S.A.	Presidente
Electricidad Argentina S.A.	Presidente
IEASA S.A.	Presidente
Pampa Energía S.A.	Director Titular
Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.	Vicepresidente
Hidroeléctrica Diamante S.A.	Vicepresidente
Transec Argentina S.A.	Presidente
Central Térmica Güemes S.A.	Director Titular
Inversora Diamante S.A.	Vicepresidente
Inversora Nihuiles S.A.	Vicepresidente
Dolphin Créditos S.A.	Presidente
Dolphin Créditos Holding S.A.	Presidente
Dolphin Inversora S.A.	Presidente
Central Piedra Buena S.A.	Vicepresidente
Inversora Piedra Buena S.A.	Vicepresidente
Petrolera Pampa S.A.	Presidente
Pampa Participaciones S.A.	Director Titular
Pampa Participaciones II S.A.	Director Titular
Energía Distribuida S.A.	Director Titular
PEPCA S.A.	Vicepresidente
Bodega Loma la Lata S.A.	Vicepresidente

Mindlin Warrants S.A.	Presidente
Consultores Fund Management S.A.	Presidente
Fundación Pampa Energia	Presidente
Pampa Comercializadora S.A.	Director Titular
Grupo Dolphin Holding S.A.	Presidente
Orígenes Seguros de Retiro S.A.	Director Titular
Orígenes Seguros de Vida S.A.	Director Titular
Sitios Argentinos S.A.	Presidente

**Gustavo**  
**Mariani**

<b><i>Sociedad</i></b>	<b><i>Cargo</i></b>
Grupo Dolphin S.A.	Director Titular
Dolphin Finance S.A.	Director Titular
Electricidad Argentina S.A.	Director Titular
Empresa distribuidora y Comercializadora Norte - EDENOR S.A.	Vicepresidente Clase A
Pampa Energía S.A.	Presidente
Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica - CITELEC S.A.	Director Titular Clase A
Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión - TRANSENER S.A.	Director Suplente
Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires - TRANSBA S.A.	Director Titular Clase A
Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.	Presidente
Hidroeléctrica Diamante S.A.	Presidente
Inversora Nihuiles S.A.	Presidente
Inversora Diamante S.A.	Presidente
Central Térmica Güemes S.A.	Vicepresidente
IEASA S.A.	Director Titular
CAM Gerenciadora S.A. (en liquidación)	Liquidador Suplente
Transec Argentina S.A.	Director Titular
Pampa Participaciones S.A.	Vicepresidente
Comunicaciones y Consumos S.A.	Vicepresidente
Dolphin Créditos S.A.	Director Titular
Dolphin Créditos Holding S.A.	Director Titular
Dolphin Inversora S.A.	Director Titular
Central Piedra Buena S.A.	Director Titular
Inversora Piedra Buena S.A.	Director Titular
Petrolera Pampa S.A.	Director Titular
Pampa Participaciones II S.A.	Vicepresidente
Energía Distribuida S.A.	Presidente
PEPCA S.A.	Presidente
Compañía de Inversiones de Energía S.A.	Vicepresidente
Transportadora de Gas del Sur S.A.	Vicepresidente
Bodega Loma la Lata S.A.	Director Titular
Grupo Dolphin Holding S.A.	Director Titular
Dolphin Fund Management S.A.	Director Titular

Pampa F&F S.A.	Director Titular
Pampa Comercializadora S.A.	Presidente
Fundación Pampa Energia	Secretario Ejecutivo
GMA Warrants S.A.	Presidente
Consultores Fund Management S.A.	Director Titular
Orígenes Seguros de Vida S.A.	Director Titular
Orígenes Seguros de Retiro S.A.	Director Titular
Sitios Argentinos S.A.	Director Titular

**Ricardo Alejandro Torres**

***Sociedad***

Pampa Energía S.A.
Pampa Participaciones II S.A.
Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.
Hidroeléctrica Diamante S.A.
Inversora Nihuiles
Inversora Diamante S.A.
Pop Argentina S.R.L.
Empresa Distribuidora y Comercializadora del Norte - EDENOR S.A.
Central Térmica Güemes S.A.
Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica - CITELEC S.A.
Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires - TRANSBA S.A
Central Piedra Buena S.A
Inversora Piedra Buena S.A.
IEASA S.A.
Energía Distribuida S.A.
Petrolera Pampa S.A.
Pampa Participaciones S.A.
Pampa Inversiones S.A.
Bodega Loma la Lata S.A.
PEPCA S.A.
Transelec Argentina S.A.
Orígenes Seguros de Retiro S.A.
Orígenes Seguros de Vida S.A.
Ponderosa Assets Holding I LLC
Ponderosa Assets Holding II LLC
RT Warrants S.A.
Pampa Comercializadora S.A.
Todos Capital S.R.L.

***Cargo***

Vicepresidente
Director Titular
Director Titular
Director Titular
Director Titular
Director Titular
Socio gerente
Presidente Clase A
Presidente Clase A
Director Suplente Clase A
Director Suplente Clase A
Presidente
Presidente
Director Titular
Director Titular
Director Titular
Director Titular
Presidente
Director Titular
Director Titular
Director Titular
Director Suplente
Director Suplente
Director Titular
Director Titular
Presidente
Vicepresidente
Socio gerente

**Damián Miguel Mindlin**

***Sociedad***

Central Piedra Buena S.A.
---------------------------

***Cargo***

Director Titular
------------------

Inversora Piedra Buena S.A.	Director Titular
Pampa Inversiones S.A.	Vicepresidente
Energía Distribuida S.A.	Vicepresidente
Electricidad Argentina S.A.	Vicepresidente 1°
Hidroeléctrica Diamante S.A.	Director Titular
Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.	Director Titular
IEASA S.A.	Vicepresidente
Inversora Diamante S.A.	Director Titular
Inversora Nihuiles S.A.	Director Titular
Pampa Energía S.A.	Director Titular
Pampa Participaciones II S.A.	Presidente
Pampa Participaciones S.A.	Presidente
Petrolera Pampa S.A.	Director Titular
Transelec Argentina S.A.	Vicepresidente
Bodega Loma de la Lata S.A.	Presidente
PEPCA S.A.	Director Suplente
Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. - Edenor	Director Suplente Clase A
Grupo Dolphin S.A.	Vicepresidente
Dolphin Finance S.A.	Vicepresidente
CAM Gerenciadora S.A. (en liquidación)	Liquidador Titular
Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica Citelec S.A.	Director Suplente Clase B
Pampa Comercializadora S.A.	Director Titular
DDM Warrants S.A.	Presidente
Fundación Pampa Energía	Vicepresidente
Consultores Fund Managment S.A.	Director Titular
Pampa F&F LLC	Presidente
Dolphin Fund Management	Presidente
Dolphin Créditos S.A.	Vicepresidente
Dolphin Créditos Holding S.A.	Vicepresidente
Dolphin Inversora S.A.	Vicepresidente
Grupo Dolphin Holding S.A.	Vicepresidente
ARPHC S.A.	Presidente
Estancia María S.A.	Presidente
Orígenes Seguros de Vida S.A.	Vicepresidente
Orígenes Seguros de Retiro S.A.	Vicepresidente
Central Térmica Güemes S.A.	Director Titular
Sitios Argentinos S.A.	Vicepresidente

**Javier Douer**

***Sociedad***

IEASA S.A.  
Transelec Argentina S.A.  
Inversora Diamante S.A.  
Inversora Nihuiles S.A.  
Inversora Piedra Buena S.A.

***Cargo***

Director Suplente  
Director Suplente  
Director Suplente  
Director Titular  
Director Suplente

Central Piedra Buena S.A.	Director Suplente
Pampa Participaciones II S.A.	Director Suplente
Grupo Dolphin Holding S.A.	Director Suplente
Dolphin Inversora S.A.	Director Suplente
Comunicaciones y Consumo S.A.	Director Suplente
Dolphin Finance S.A.	Director Suplente
Dolphin Créditos S.A.	Director Suplente
Pampa Participaciones S.A.	Director Suplente
Orígenes Seguros de Retiro S.A.	Director Suplente
Orígenes Seguros de Vida S.A.	Director Suplente
Petrolera Pampa S.A.	Director Suplente

**Maia  
Chmielewski**

<b><i>Sociedad</i></b>	<b><i>Cargo</i></b>
Central Piedra Buena S.A.	Director Suplente
Inversora Piedra Buena S.A.	Director Suplente
Central Térmica Güemes S.A.	Director Suplente Clase A
Petrolera Pampa S.A.	Director Suplente

**Pablo Diaz**

<b><i>Sociedad</i></b>	<b><i>Cargo</i></b>
Inversora Nihuales S.A.	Director Suplente
Inversora Diamante S.A.	Director Suplente
Central Piedra Buena S.A.	Director Suplente
Central Térmica Güemes S.A.	Director Suplente
Inversora Piedra Buena S.A.	Director Suplente
Hidroeléctrica Diamante S.A.	Director Suplente
Hidroeléctrica Los Nihuales S.A.	Director Suplente
Pampa Energía S.A.	Director Suplente
Pampa Participaciones II S.A.	Director Suplente
Petrolera Pampa S.A.	Director Titular
IEASA S.A.	Director Suplente
Pampa Participaciones S.A.	Director Suplente
Transec Argentina S.A.	Director Suplente
Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte - EDENOR S.A.	Director Titular Clase A
Compañía de Transporte de Energía en Alta Tensión - TRANSENER S.A.	Director Titular
Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires - TRANSBA S.A	Director Suplente Clase A
Pampa Comercializadora S.A.	Director Suplente
Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica - CITELEC S.A.	Director Titular

**Independencia de los miembros del directorio de la Emisora**

Conforme a las Normas de la CNV, un director no será considerado independiente en ciertas situaciones, incluyendo si un director (i) posee una participación del 15% en el capital de la compañía pertinente, o una participación inferior si dicho director tiene el derecho de designar a uno o más directores de la compañía (en adelante “una participación significativa”) o cuenta con una participación significativa en una sociedad que tenga una participación significativa en la compañía o bien una influencia significativa

en la misma, (ii) es miembro del directorio o depende de accionistas, o de otro modo está vinculado con accionistas que tengan una participación significativa en la compañía o en otras sociedades en las cuales estos accionistas tengan directa o indirectamente una participación significativa o influencia significativa, (iii) es o ha sido en años recientes un empleado de la compañía; (iv) tiene una relación profesional o es miembro de una sociedad o asociación que mantiene una relación profesional con o recibe una remuneración (diferente de la recibida como contraprestación por el desempeño de sus funciones como director) de, la compañía, de sus accionistas que tengan una participación significativa directa o indirecta o influencia significativa en la misma, o sociedades en las que los accionistas también tengan una participación significativa directa o indirecta o influencia significativa; (v) vende bienes o presta servicios, en forma directa o indirecta, a la compañía o a los accionistas de la misma que tengan una participación significativa directa o indirecta o influencia significativa, por montos sustancialmente superiores a su remuneración como miembro del órgano de administración o (vi) es cónyuge, conviviente reconocido legalmente o familiar (hasta el segundo grado de afinidad o hasta el segundo grado de consanguinidad) de personas que, de ser miembros del órgano de administración no revestirían el carácter de independientes, de conformidad con las normas detalladas precedentemente.

La Compañía considera que ninguno de sus directores reviste el carácter de miembros independientes del directorio en función de estos criterios.

### **Comisión Fiscalizadora**

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

Las responsabilidades primarias de la comisión fiscalizadora son supervisar el cumplimiento por parte del Directorio de la Ley de Sociedades, los estatutos, sus reglamentos, de haberlos, y las resoluciones de los accionistas y desempeñar otras funciones, incluyendo, pero sin carácter taxativo: (i) supervisar e inspeccionar los libros y documentación cuando lo juzgue conveniente, pero al menos trimestralmente; (ii) asistir a las reuniones del directorio, del comité ejecutivo, del comité de auditoría y de las asambleas de accionistas; (iii) preparar un informe anual relativo a la situación financiera de la compañía y someterlo a la asamblea ordinaria de accionistas; (iv) proveer cierta información referente a la compañía ante requerimiento de accionistas que representen al menos 2% del capital social; (v) convocar asambleas extraordinarias de accionistas, cuando lo considere necesario por su propia iniciativa o cuando lo soliciten los accionistas y asambleas de accionistas ordinarias y extraordinarias cuando no fueran convocadas por el directorio; (vi) supervisar la liquidación de la compañía y (vii) investigar las quejas escritas de los accionistas que representen al menos el 2% del capital social. En el desempeño de estas funciones, la comisión fiscalizadora no controla las operaciones ni evalúa los fundamentos de las decisiones adoptadas por los directores.

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

Nombre	DNI	CUIL	Domicilio especial	Cargo	Carácter	Año de designación	Fecha de Vencimiento del mandato
Damián Burgio	16.765.366	20-16765366-9	Av. del Libertador 602, Piso 2	Síndico Titular	Independiente	2015	31/12/2017
José Daniel Abelovich	12.076.652	20-12076652-0	25 de Mayo 596 - 8º piso	Síndico Titular	Independiente	2015	31/12/2017
Germán Wetzler Malbrán	21.644.017	20-21644017-0	Av. del Libertador 602, Piso 2	Síndico Titular	Independiente	2015	31/12/2017
Santiago Dellatorre	18.110.378	20-18110378-8	Av. del Libertador 602, Piso 2	Síndico Suplente	Independiente	2015	31/12/2017
Victoria Hitce	25.665.595	27-25665595-6	Av. del Libertador 602, Piso 2	Síndico Suplente	Independiente	2015	31/12/2017
Marcelo Fuxman	11.889.826	20-11889826-6	25 de Mayo 596 - 8º piso	Síndico Suplente	Independiente	2015	31/12/2017

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

**Damián Burgio**, abogado graduado en la Universidad Católica Argentina, es miembro de la comisión fiscalizadora desde abril de 2010, habiendo sido reelegido en abril de 2012. El Sr. Burgio es socio fundador del estudio jurídico Salaverri, Dellatorre, Burgio & Wetzler Malbrán Sociedad Civil. Actualmente se desempeña como director titular de CT Mitre Office S.A., síndico titular de Inversora Piedra Buena S.A., Electricidad Argentina S.A., Petrolera Pampa S.A., Dolphin Finance S.A., Bodega Loma de la Lata S.A., Pampa Participaciones II S.A., Pampa Participaciones S.A., Dolphin Créditos Holding S.A., Dolphin Créditos S.A., Grupo Dolphin Holding S.A., IEASA S.A., PEPCA S.A., Salta Refrescos S.A., Transelec Argentina S.A. y síndico suplente de Transportadora de Gas del Sur S.A., y Distribuidora Dico S.A.

**José Daniel Abelovich**, Contador Público Nacional, es miembro titular de la Comisión Fiscalizadora de la Sociedad desde abril del 2012. Socio en Abelovich, Polano & Asoc. S.R.L., firma miembro de NEXIA INTERNATIONAL. Asimismo, es miembro titular, entre otras, de las siguientes comisiones fiscalizadoras: Alto Palermo S.A., Arcos del Gourmet S.A., Banco de Crédito y Securitización S.A., Banco Hipotecario S.A., BH Valores S.A. de Sociedad de Bolsa, BHN Seguros Generales S.A., BHN Sociedad de Inversión S.A., BHN Vida S.A., Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A., Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica Citelec S.A., Convexity Sociedad Gerente de Fondos Comunes de Inversión S.A., Cresud SACIF y A, Electricidad Argentina S.A., Emprendimiento Recoleta S.A., Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal Pcia. de Bs. As. Transba S.A., Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte (Edenor) S.A., Hoteles Argentinos S.A., Inversora Bolívar S.A., IRSA Inversiones y Representaciones S.A., Llao – Llao Resorts S.A., , Nuevas Fronteras S.A., Orígenes Seguros de Retiro S.A., Orígenes Seguros de Vida S.A., Palermo Invest S.A., Pampa Energía, Panamerican Mall S.A., Petrolera Pampa S.A., Shopping Neuquén S.A., Solares de Santa María S.A., Tarshop S.A. y Unicity S.A.

**Germán Wetzler Malbrán**, abogado graduado en la Universidad Católica Argentina de Buenos Aires, es miembro titular de la comisión fiscalizadora desde enero de 2007, habiendo sido reelegido en abril de 2010 y en abril del 2012. El Sr. Wetzler Malbrán es socio del estudio jurídico Salaverri, Dellatorre, Burgio & Wetzler Malbrán Sociedad Civil. Actualmente se desempeña como síndico titular Inversora Piedra Buena S.A., Pampa Participaciones II S.A., Pampa Participaciones S.A., Petrolera Pampa S.A., Transelec Argentina S.A., IEASA S.A., Bodega Loma de la Lata S.A., y PEPCA S.A.

**Victoria Hitce**, abogada graduada en la Universidad Católica Argentina de Buenos Aires, es miembro de la comisión fiscalizadora de la Compañía desde abril de 2015. La Sra. Hitce es socia del estudio jurídico Salaverri, Dellatorre, Burgio & Wetzler Malbrán Sociedad Civil. Actualmente se desempeña como síndico

titular de Bodega Loma de la Lata S.A., IEASA S.A., Inversora Piedra Buena S.A., Pampa Participaciones II S.A., Pampa Participaciones S.A., PEPCA S.A. y Transelec Argentina S.A. Además, es síndico suplente de las comisiones fiscalizadoras de Dolphin Créditos Holding S.A., Dolphin Créditos S.A., Electricidad Argentina S.A. y Petrolera Pampa S.A.

**Santiago Dellatorre**, abogado graduado con diploma de honor en la Universidad Católica Argentina de Buenos Aires, es miembro suplente de la comisión fiscalizadora desde abril de 2010, habiendo sido reelecto en 2012. El Sr. Dellatorre es socio fundador del estudio jurídico Salaverri, Dellatorre, Burgio & Wetzler Malbrán Sociedad Civil. Entre 1994 y 1995, el Sr. Dellatorre se desempeñó como asociado para el estudio jurídico Shearman & Sterling LLP de Estados Unidos. Actualmente se desempeña como director titular de Envases Plásticos S.A., y Salta Refrescos S.A.. Además, es síndico titular de la comisión fiscalizadora de Desarrollos Gastronómicos S.A.; y miembro suplente de la comisión fiscalizadora de Electricidad Argentina S.A., Bodega Loma La Lata S.A., Inversora Piedra Buena S.A., IEASA S.A., Pampa Participaciones II S.A., Pampa Participaciones S.A., EPCA S.A. y de Transelec Argentina S.A.

**Marcelo Fuxman**, contador graduado de la Universidad de Buenos Aires, es miembro suplente de la comisión fiscalizadora de la Sociedad desde 2012. En la actualidad, desempeña funciones en Abelovich, Polano & Asoc. S.R.L., Abus las Americas I S.A., Agra Argentina S.A., Agro Investment S.A., Agrotech S.A., Agrology S.A., Alto Palermo S.A., Arcos del Gourmet S.A., Banco de Crédito y Securitización S.A., Banco Hipotecario S.A., Baicom Networks S.A., BH Valores S.A. de Sociedad de Bolsa, BHN Seguros Generales S.A., BHN Sociedad de Inversión S.A., BHN Vida S.A., Bitania 26 S.A., Cactus Argentina S.A., Canteras Natal Crespo S.A., Compañía Buenos Aires S.A., Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A., Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica Citelec S.A., Conil S.A., Convexity Sociedad Gerente de Fondos Comunes de Inversión S.A., Cresud SACIF y A, Cyrsa S.A., Dolphin Créditos S.A., Dolphin Créditos Holding S.A., E-Commerce Latina S.A., Electricidad Argentina S.A., Emprendimiento Recoleta S.A., Emprendimientos del Puerto S.A., Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal Pcia. Bs. As. Transba S.A., Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte (Edenor) S.A., Exportaciones Agroindustriales Argentinas S.A., FCMI ARGENTINA FINANCIAL CORPORATION SA S G F C I, Fibesa S.A., Futuros y Opciones.Com S.A., FYO Trading S.A., Grupo Dolphin Holding S.A., Hidroeléctrica Diamante S.A., Hoteles Argentinos S.A., Inversora Bolívar S.A., IRSA Inversiones y Representaciones S.A., Jordelis S.A., La Clara de Banderoló S.A., Llao – Llao Resorts S.A., Metroshop S.A., Northagro S.A., Nuevas Fronteras S.A., Nuevo Puerto Santa Fe S.A., Orígenes Seguros de Retiro S.A., Orígenes Seguros de Vida S.A., Oberli S.A., Palermo Invest S.A., Pampa Energía S.A., Central Térmica Güemes S.A., Panamerican Mall S.A., Petrolera Pampa S.A., Powerco, Préstamos y Servicios S.A., Proyectos Edilicios S.A., Puerto Retiro S.A., Quality Invest S.A., Real Estate Investments S.R.L., Shopping Neuquén S.A., Solares de Santa María S.A., S.R.K. Italia Hotel S.A., Tarshop S.A., Torres del Puerto S.A., Unicity S.A.

### **Independencia de los miembros de la Comisión Fiscalizadora**

De acuerdo al criterio establecido en el artículo 12 de la sección III del capítulo III del título II de las Normas de la CNV, todos los miembros de la comisión fiscalizadora son independientes.

### **Asesores**

El principal asesor legal con el cual la Emisora mantiene una relación continua es el estudio Salaverri, Dellatorre Burgio & Wetzler Malbrán, con domicilio en Libertador 602, piso 2°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El estudio Salaverri, Dellatorre, Burgio & Wetzler Malbrán es el asesor legal de la Emisora en todos los aspectos relativos al Programa.

La Emisora no cuenta con asesores financieros con los que mantenga una relación continua.

### **Auditores Externos**

Los estados financieros de la Emisora al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 y para los ejercicios anuales finalizados en esas fechas fueron auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L. (firma miembro de PWC), contadores públicos independientes, inscriptos en el Consejo Profesional de Ciencias



Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CPCECABA) bajo el T° 1 F° 17. El domicilio de PriceWaterhouse & Co. S.R.L. es Bouchard 557 - Piso 7, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

Los auditores de los últimos tres ejercicios anuales de la Compañía fueron los siguientes:

Balance al	Firmado por	Estudio contable	Domicilio	Matriculado en
31 de diciembre de 2014	Dr. Andrés Suarez	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	Bourchard 557, Piso 7, - Ciudad Autónoma de Bs.As.	CPCECABA
31 de diciembre de 2013	Dr. Andrés Suarez	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	Bourchard 557, Piso 7, - Ciudad Autónoma de Bs.As.	CPCECABA
31 de diciembre de 2012	Dr. Andrés Suarez	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	Bourchard 557, Piso 7 - Ciudad Autónoma de Bs. As.	CPCECABA

En la Asamblea General Ordinaria que se llevará adelante el 21 de abril de 2015, se designará al auditor externo titular y suplente que dictaminará sobre los estados financieros de la Compañía correspondientes al ejercicio iniciado el 1° de enero de 2015.

La Emisora no cuenta con asesores financieros con los que mantenga una relación continua.

#### **Remuneración de directores y síndicos de la Emisora**

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

Para el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2014, los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora renunciaron en forma irrevocable a percibir cualquier honorario o remuneración.

## **DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA**

### **Datos Estadísticos**

#### ***Cantidad de Valores Negociables a Ofrecer***

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de U.S. \$350.000.000, o su equivalente en otras monedas.

#### ***Precio de Suscripción o Método para Determinar el Precio de Suscripción***

El precio de suscripción o método para determinar el precio de suscripción de las Obligaciones Negociables, o la manera en que será determinado y/o informado, se especificará en los Suplementos correspondientes.

#### ***Monto Esperado de la Emisión***

El monto de las Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa se especificará en los Suplementos correspondientes.

### **Método y Programa Previsto para la Oferta**

#### ***Período de Suscripción o Compra***

El período de suscripción o compra de las Obligaciones Negociables, o la manera en que será determinado y/o informado, se especificará en los Suplementos correspondientes.

#### ***Agentes Colocadores***

La Emisora podrá designar uno o más agentes colocadores. El o los agentes colocadores de las Obligaciones Negociables, en su caso, serán aquéllos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

#### ***Organizadores***

La Emisora podrá designar uno o más organizadores. El o los organizadores de las Obligaciones Negociables, en su caso, serán aquéllos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

#### ***Lugares donde se recibirán las Solicitudes de Compra o Suscripción***

Los lugares donde se recibirán las solicitudes de compra o suscripción de Obligaciones Negociables, o la manera en que los mismos serán determinados y/o informados, se especificarán en los Suplementos correspondientes.

#### ***Método y Fecha Límite para Integrar y Entregar las Obligaciones Negociables***

Para mayor información acerca del método y fecha límite para integrar y entregar las Obligaciones Negociables ver "*De la Oferta y la Negociación – Plan de Distribución*" del presente Prospecto.

#### ***Resultado de la Colocación***

El resultado de la colocación de las Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa será informado conforme con los requerimientos de las normas vigentes y de conformidad con lo que se especifique en los Suplementos correspondientes.

## INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA

### Información contable y financiera

#### Bases de presentación

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con la RT N° 26 de la FACPCE que adopta a las NIIF emitidas por el IASB y CINIIF. Todas las NIIF efectivas a la fecha de preparación de los estados financieros fueron aplicadas. Adicionalmente, la Sociedad ha aplicado la primera fase de la NIIF 9 “Instrumentos financieros” a la fecha de transición.

La presentación en el estado de situación financiera distingue entre activos y pasivos corrientes y no corrientes. Los activos y pasivos corrientes son aquellos que se espera recuperar o cancelar dentro de los doce meses siguientes al cierre del ejercicio sobre el que se informa. Adicionalmente, la Sociedad informa los flujos de efectivo de las actividades operativas usando el método indirecto. El año fiscal comienza el 1 de enero y finaliza el 31 de diciembre de cada año. Los resultados económicos y financieros son presentados sobre la base del año fiscal.

Los estados financieros están expresados en pesos. Los mismos han sido preparados bajo la convención del costo histórico, modificado por la medición de ciertos activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

La preparación de estos estados financieros de acuerdo a las NIIF requiere que se realicen estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados, y de los activos y pasivos contingentes revelados a la fecha de emisión de los presentes estados financieros, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio.

Los saldos al 31 de diciembre de 2013, que se exponen en estos estados financieros a efectos comparativos, surgen de los estados financieros a dichas fechas. Ciertas reclasificaciones han sido efectuadas sobre las cifras correspondientes a los estados financieros presentados en forma comparativa a efectos de mantener la consistencia en la exposición con las cifras del presente ejercicio.

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 han sido auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L.

Los estados financieros se encuentran publicados en la página web de la CNV <http://www.cnv.gob.ar> en el ítem Información Financiera, y se incorporan al presente por referencia.

#### ***Políticas contables***

Las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los estados financieros se explicitan a continuación. Estas políticas contables han sido aplicadas de manera consistente en todos los ejercicios presentados excepto indicación en contrario.

#### **Consolidación**

##### *a) Subsidiarias*

Los estados financieros incluyen los estados financieros de la Sociedad y de las entidades controladas por ésta. Las subsidiarias son todas las entidades sobre las cuales la Sociedad tiene el poder y el derecho de decidir las políticas operativas y financieras, a fin de obtener retornos variables de sus actividades, y con capacidad de afectar dichos retornos. Las subsidiarias son íntegramente consolidadas desde la fecha en la cual el control (que generalmente corresponde a una tenencia accionaria superior a la mitad de los derechos de voto disponible) es transferido a la Sociedad y son desconsolidadas desde la fecha en que este control cesa.

Los principales ajustes de consolidación son los siguientes:

- i) eliminación de saldos de cuentas de activos y pasivos recíprocos entre la sociedad controladora y las subsidiarias, de manera tal que los estados financieros expongan únicamente los saldos que se mantienen con terceros y partes relacionadas no controladas;
- ii) eliminación de operaciones entre la sociedad controladora y sus subsidiarias, de manera tal que los estados financieros expongan únicamente aquellas operaciones concertadas con terceros y partes relacionadas no controladas;
- iii) eliminación de las participaciones en el patrimonio y en los resultados de cada ejercicio de las sociedades subsidiarias en su conjunto;
- iv) reconocimiento y medición al cierre de activos y pasivos identificados en los procesos de combinaciones de negocios.

Las políticas contables de las subsidiarias han sido cambiadas, en caso de corresponder, para asegurar la consistencia con las políticas adoptadas por la Sociedad.

#### *b) Contabilidad del antecesor*

Para las combinaciones de negocios entre entidades bajo control común se aplica el método de la contabilidad del antecesor, por el cual el adquirente incorpora los activos y pasivos a los valores contables a los que se encontraban registrados en la antecesora. No se registran nuevas llaves de negocio por estas transacciones.

#### **Propiedades, planta y equipo**

Las propiedades, planta y equipo mantenidos para su uso en la producción o para fines administrativos, se registran a costo histórico menos la depreciación y cualquier pérdida por deterioro acumuladas. El costo histórico incluye los gastos directamente atribuibles a la adquisición de los bienes.

De acuerdo con lo dispuesto por la NIC 23 “ Costos por Préstamos” deberán activarse costos financieros en el costo de un activo cuando, el mismo se encuentra en producción, construcción, montaje o terminación y tales procesos, en razón de su naturaleza, de duración prolongada; no se encuentran interrumpidos; el período de producción, construcción, montaje o terminación no exceda del técnicamente requerido; las actividades necesarias para dejar el activo en condiciones de uso o venta no se encuentren sustancialmente completas; y el activo no esté en condiciones de ser usado en la producción de otros bienes o puesta en marcha, lo que correspondiere al propósito de su producción, construcción, montaje o terminación.

Los costos posteriores se incluyen en el importe en libros del activo o se reconocen como un activo separado, según corresponda, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los bienes vayan a fluir a la Sociedad y el costo del bien pueda determinarse de forma fiable y la inversión mejora la condición el activo más allá de su condición original. Es condición para que los elementos de propiedades, planta y equipo continúen operando, la realización periódica de inspecciones generales por defectos, independientemente de que las partes de los elementos sean sustituidos o no (mantenimientos mayores). El importe en libros de la parte sustituida se da de baja contablemente. Los gastos restantes por reparaciones y mantenimiento se reconocen en resultados en el ejercicio en que se incurrir.

Los terrenos no son depreciados. Las principales maquinarias, turbinas y equipos de generación son depreciadas según el método de unidades producidas. La depreciación sobre el resto de los activos es calculada usando el método de línea recta.

A continuación se indican las vidas útiles estimadas:

Edificios: 50 años

Transformadores: 25 años  
Rodados: 5 años  
Muebles y útiles y equipos de comunicación: entre 5 y 3 años  
Equipos de computación y software: 3 años  
Herramientas: 10 años

Las obras en curso son valuadas en función del grado de avance. Las obras en curso se registran al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en caso de corresponder. El costo incluye gastos atribuibles a la construcción, incluyendo costos por préstamos capitalizados conforme a las NIIF y a las políticas contables de la Sociedad, cuando los mismos forman parte del costo incurrido para el propósito de adquisición, construcción o producción de una propiedad, planta y equipo que necesariamente toma un período de tiempo considerable hasta que se encuentre en condiciones de uso. La capitalización de los costos financieros cesa cuando el activo se encuentra sustancialmente terminado o suspendido, en el caso de que el desarrollo del mismo se encuentre en este último estado. La depreciación de estos activos se inicia cuando los mismos están en condiciones económicas de uso.

El valor residual y las vidas útiles remanentes de los activos son revisados, y se ajustan en caso de ser apropiado, a la finalización de cada ejercicio.

Cuando el importe en libros de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su importe en libros se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable.

Las ganancias y pérdidas por ventas de propiedades, planta y equipo se calculan a partir de la comparación del precio cobrado con el importe en libros del bien.

### **Inventarios**

Los inventarios son valuados al monto que resulte ser menor entre el costo de adquisición y el valor neto de realización.

Dado que los inventarios de la Sociedad no son bienes destinados a la venta, se considera su valuación a partir del precio de compra, los aranceles de importación (en caso de corresponder), y otros impuestos (que no sean recuperables posteriormente por autoridades fiscales), los transportes, el almacenamiento y otros costos directamente atribuibles a la adquisición de esos activos.

El costo se determina a partir del método del costo promedio ponderado.

La Sociedad clasificó a los inventarios en corrientes y no corrientes dependiendo del destino final de los mismos y del plazo en que se espera que sean utilizados, pudiendo ser utilizados para mantenimiento o mejoras sobre bienes existentes. La porción no corriente de los materiales y repuestos se expone en el rubro "Propiedades, planta y equipo".

La valuación de los inventarios en su conjunto no supera su valor recuperable al cierre de cada ejercicio.

### **Deterioro del valor de los activos no financieros**

Los activos sujetos a depreciación se someten a revisiones para pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el importe en el cual el valor en libros del activo excede su importe recuperable. El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor en uso, el mayor de los dos. El valor de uso es la suma de los flujos netos de los fondos descontados esperados que deberían surgir del uso de los bienes y de su eventual disposición final. A tales efectos se consideran entre otros elementos, las premisas que representen la mejor estimación que la Dirección hace de las condiciones económicas que existirán durante la vida útil de los activos. A

efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado o UGE.

### **Créditos por ventas y otros créditos**

Los créditos por ventas son importes debidos por clientes por las ventas de energía, efectuadas por la Sociedad en el curso normal del negocio. Si se espera que el cobro de los créditos sea en un año o en un período de tiempo menor, los mismos son clasificados como activo corriente. En caso contrario, son clasificados como activo no corriente.

Los créditos por ventas y otros créditos son reconocidos inicialmente a su valor razonable y posteriormente medidos a costo amortizado, usando el método de la tasa de interés efectiva.

Las acreencias con CAMMESA afectadas a FONINVEMEM y al Acuerdo 2014, documentadas como LVFVD, han sido valuadas a su costo amortizado, con tope en el valor recuperable a la fecha de cierre. El costo amortizado se ha determinado a partir de la estimación de las fechas de cobro de los fondos a recibir, descontados en base a una tasa que contempla el valor del tiempo y los riesgos específicos de la transacción.

La Sociedad registra provisiones por incobrabilidad cuando existe una evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar todos los montos adeudados en su favor de acuerdo a los términos originales de los créditos, basándose en un análisis individual de recuperabilidad de la cartera de créditos.

En caso de corresponder, se han constituido provisiones por irrecuperabilidad de créditos fiscales en base a la estimación de su no recuperabilidad dentro de los plazos legales de prescripción, y considerando los actuales planes de negocio de la Sociedad.

### **Efectos de las variaciones de las tasas de cambio de la moneda extranjera**

#### *(a) Moneda funcional y de presentación*

Los estados financieros son presentados en pesos (moneda de curso legal en la República Argentina para todas las sociedades con domicilio en la misma), la cual es la moneda funcional y de presentación de la Sociedad. La moneda funcional es la moneda del ambiente económico primario donde opera la Sociedad.

Los estados financieros han sido preparados bajo la convención del costo histórico en moneda nominal establecido en las NIIF, criterio aplicable para economías no hiperinflacionarias.

#### *(b) Transacciones y saldos*

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

Los tipos de cambio utilizados son: tipo comprador para activos monetarios, tipo vendedor para pasivos monetarios, tipo de cambio promedio al cierre del ejercicio para los saldos con partes relacionadas y tipo de cambio puntual para las transacciones en moneda extranjera.

Todas las subsidiarias poseen como moneda funcional el peso argentino, por lo que no existen efectos de traslación de moneda extranjera.

## **Activos financieros**

### ***Clasificación***

La Sociedad clasifica los activos financieros en las siguientes categorías: aquellos que se miden posteriormente a valor razonable y aquellos que se miden a costo amortizado. Esta clasificación depende de si el activo financiero es una inversión en un instrumento de deuda o de patrimonio. Para ser medido a costo amortizado se deben cumplir las dos condiciones descriptas abajo. Los restantes activos financieros se miden a valor razonable. La NIIF 9 “Instrumentos financieros” requiere que todas las inversiones en instrumentos de patrimonio sean medidas a valor razonable.

#### ***a) Activos financieros a costo amortizado***

Los activos financieros son medidos a costo amortizado si cumplen las siguientes condiciones:

- i. el objetivo del modelo de negocio de la Sociedad es mantener los activos para obtener los flujos de efectivo contractuales;
- ii. las condiciones contractuales dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el principal.

#### ***b) Activos financieros a valor razonable***

Si alguna de las condiciones detalladas anteriormente no se cumple, los activos financieros son medidos a valor razonable con cambios en resultados.

Todas las inversiones en instrumentos de patrimonio son medidas a valor razonable. Para aquellas que no son mantenidas para negociar, la Sociedad puede elegir de forma irrevocable al momento de su reconocimiento inicial presentar en Otro resultado integral los cambios en el valor razonable. La decisión de la Sociedad fue reconocer los cambios en el valor razonable en resultados.

### ***Reconocimiento y medición***

La compra o venta convencional de los activos financieros se reconoce en la fecha de su negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y la Sociedad ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios derivados de su titularidad.

Los activos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable más, en el caso de activos financieros que no se miden a valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición de los activos financieros.

Las ganancias o pérdidas generadas por inversiones en instrumentos de deuda que se miden posteriormente a valor razonable y que no forman parte de una transacción de cobertura se reconocen en resultados y se presentan dentro del concepto “Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros” en la línea “Otros resultados financieros”, del Estado de resultado integral. Aquellas generadas por inversiones en instrumentos de deuda que se miden posteriormente a costo amortizado y que no forman parte de una transacción de cobertura se reconocen en resultados cuando el activo financiero es dado de baja o se deteriora y mediante el proceso de amortización utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

La Sociedad mide posteriormente todas las inversiones en instrumentos de patrimonio a valor razonable. Cuando elige presentar en Otro resultado integral los cambios en el valor razonable, los

mismos no pueden ser reclasificados a resultados. Los dividendos procedentes de estas inversiones se reconocen en resultados en la medida que representen un retorno sobre la inversión.

La Sociedad reclasifica los activos financieros siempre y cuando cambie su modelo de negocio para gestionar los activos financieros.

### ***Deterioro del valor de los activos financieros***

#### ***Activos financieros a costo amortizado***

La Sociedad evalúa al final de cada ejercicio sobre el que informa si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. Un activo financiero o un grupo de activos financieros está deteriorado, y se incurre en una pérdida por deterioro del valor, siempre y cuando exista evidencia objetiva del deterioro como resultado de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo, y ese evento (o eventos) causante(s) de la pérdida tenga(n) un impacto sobre los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero o del grupo de activos financieros, que pueda ser estimado con fiabilidad.

Los criterios que la Sociedad utiliza para determinar si existe evidencia objetiva de una pérdida por deterioro incluyen: dificultades financieras significativas del deudor; incumplimiento de las cláusulas contractuales tales como retrasos en el pago de intereses o capital; y probabilidad de que el deudor entre en situación concursal u otra situación de reorganización financiera.

El importe de la pérdida por deterioro se mide como la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos de efectivo futuros estimados (sin tener en cuenta las pérdidas de crédito futuras en las que no se haya incurrido) descontado a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. El importe en libros del activo se reduce y el importe de la pérdida por deterioro se reconoce en el estado de resultado integral. Si el activo financiero tiene una tasa de interés variable, la tasa de descuento para calcular la pérdida por deterioro es la tasa de interés efectiva actual de acuerdo con el contrato. Como medida práctica, la Sociedad puede calcular el deterioro del valor en base al valor razonable del activo financiero utilizando un precio observable de mercado.

Si en ejercicios posteriores el importe de la pérdida por deterioro disminuye y la disminución puede ser objetivamente relacionada con un evento posterior al reconocimiento del deterioro (tal como una mejora en la calificación crediticia del deudor), la reversión de la pérdida por deterioro registrada previamente es reconocida en el estado de resultado integral.

### ***Compensación de instrumentos financieros***

Los activos y pasivos financieros se compensan y el valor neto se informa en el estado de situación financiera cuando existe un derecho exigible legalmente de compensar los valores reconocidos y existe una intención de pagar en forma neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

### ***Efectivo y equivalentes de efectivo***

El efectivo y equivalentes de efectivo incluye el efectivo en caja, los depósitos a la vista en entidades bancarias y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos estando sujetas a un riesgo poco significativo de cambio de valor. En caso de existir, los adelantos en cuenta corriente no se exponen dentro del efectivo y equivalentes de efectivo, a los efectos del estado de flujos de efectivo, por no ser parte integrante de la gestión de efectivo de la Sociedad.

### ***Patrimonio***

La contabilización de los movimientos del patrimonio se ha efectuado de acuerdo con las respectivas decisiones de asambleas, normas legales o reglamentarias.



*a) Capital social*

El capital social representa el capital emitido, el cual está formado por los aportes comprometidos y/o efectuados por los accionistas, representados por acciones, comprendiendo las acciones en circulación a su valor nominal. Estas acciones ordinarias son clasificadas dentro del patrimonio.

*b) Prima de emisión*

Corresponde a la diferencia entre el valor patrimonial proporcional registrado anterior a la fusión por absorción de la Sociedad subsidiaria con las sociedades relacionadas EGSSA y EGSSAH y el valor que surge de aplicar al patrimonio fusionado de la subsidiaria el nuevo porcentaje de participación resultante de la relación de canje.

*c) Reserva legal*

De acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550 de Sociedades Comerciales, el 5% de la utilidad neta que surja del estado de resultado integral del ejercicio, los ajustes a ejercicios anteriores, las transferencias de Otro resultado integral a resultados no asignados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, deberá destinarse a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del capital social. Cuando, por cualquier circunstancia el monto de esta reserva se vea reducido, no podrán distribuirse dividendos, hasta tanto dicho monto sea integrado.

*d) Reserva facultativa*

Corresponde a la asignación hecha por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad, por la cual se destina un monto específico para cubrir necesidades de fondos que requieran los proyectos y las situaciones que pudieran acaecer en relación con la política de la Sociedad.

*e) Resultados no asignados*

Los resultados no asignados comprenden las ganancias o pérdidas acumuladas sin asignación específica, que siendo positivas pueden ser distribuibles mediante la decisión de la Asamblea de Accionistas, en tanto no estén sujetas a restricciones legales y/o contractuales. Estos resultados comprenden el resultado de ejercicios anteriores que no fueron distribuidos, los importes transferidos del Otro resultado integral y los ajustes de ejercicios anteriores por aplicación de las normas contables.

En caso de que existan resultados no asignados negativos a ser absorbidos al cierre del ejercicio a considerar por la Asamblea de Accionistas, deberá respetarse el siguiente orden de afectación de saldos:

i. Ganancias reservadas

- Reservas voluntarias
- Reservas estatutarias
- Reserva legal

ii. Contribuciones de capital

iii. Primas de emisión

iv. Otros instrumentos de patrimonio (cuando fuere legal y societariamente factible)

v. Ajuste de capital

vi. Capital social

*f) Distribución de dividendos*

La distribución de dividendos a los accionistas de la Sociedad es reconocida como un pasivo en los estados financieros en el ejercicio en el cual los dividendos son aprobados por la Asamblea de accionistas.

#### *g) Otro resultado integral*

Se incluyen las ganancias y pérdidas actuariales en el cálculo de los pasivos por planes de beneficios definidos y su efecto impositivo.

#### **Préstamos**

Los préstamos se reconocen inicialmente a valor razonable, menos los costos directos de transacción incurridos. Con posterioridad, se miden a costo amortizado; cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos directos de transacción) y el importe a pagar al vencimiento se reconoce en resultados durante el plazo de los préstamos utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

#### **Costos por préstamos**

Los costos por préstamos directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período sustancial antes de estar listos para el uso al que están destinados o para la venta, son capitalizados como parte del costo de dichos activos hasta que los mismos estén aptos para su uso o venta.

Los demás costos por préstamos son reconocidos como gastos en el período en que se incurren.

#### **Deudas comerciales y otras deudas**

Las deudas comerciales son obligaciones de pago por bienes o servicios que se han adquirido a los proveedores en el curso ordinario de los negocios.

Las deudas comerciales y otras deudas se reconocen inicialmente a valor razonable y con posterioridad se miden a costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

#### **Instrumentos financieros derivados**

Los instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se firma el contrato. Con posterioridad al reconocimiento inicial, se vuelven a medir a su valor razonable.

La Sociedad cubre parcialmente su riesgo de tipo de cambio, por medio de la celebración de instrumentos financieros derivados - contratos a término de moneda estadounidense.

El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. La Sociedad no ha designado formalmente ningún derivado como instrumentos de cobertura, de acuerdo a la política contable de la Sociedad. Por lo tanto, los cambios en su valor se reconocen en resultados dentro del concepto "Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros", en la línea de Otros resultados financieros.

Los valores razonables de los instrumentos financieros derivados que son negociados en mercados activos son registrados en función de los precios de mercado. Los valores razonables de los instrumentos financieros derivados que no son negociados en mercados activos son determinados usando técnicas de valuación. La Sociedad utiliza su juicio crítico para seleccionar los métodos más apropiados y determinar premisas que se basan principalmente en las condiciones de mercado existentes al cierre de cada ejercicio.

A los efectos de cubrir las fluctuaciones en el tipo de cambio de la moneda extranjera durante el presente ejercicio, la Sociedad ha concertado contratos de compras a término de dólares estadounidenses contra pesos con su sociedad controladora, por un valor nominal de U\$S 88 millones, al tipo de cambio promedio contratado de \$ 8,86 por dólar, con vencimientos entre marzo 2014 y marzo 2015. A la fecha de cierre del presente ejercicio, la posición compradora de dólares

estadounidenses asciende a U\$S 30 millones a un tipo de cambio promedio de \$ 9,88, con vencimiento en marzo 2015. Dichos contratos se encuentran garantizados con instrumentos financieros cuyo valor razonable asciende a \$ 25.713.580 y con efectivo y equivalentes de efectivo por \$ 22.571.207 y se exponen en el rubro Otros créditos corrientes como saldos con partes relacionadas.

En el marco de emisión de las cartas de crédito requeridas por los contratistas offshore del Proyecto, con fecha 19 de diciembre de 2014 la Sociedad concertó operaciones a término de dólares estadounidenses contra pesos con el Industrial and Commercial Bank of China S.A., a los efectos de cubrir el riesgo de tipo de cambio de los pagos en moneda extranjera a realizar a los contratistas por los montos y en las fechas previstas en las mencionadas cartas de crédito. A continuación se detallan las operaciones realizadas:

USD	Precio	Vencimientos
12.234.000	8,7875	19/01/2015
6.116.000	8,8150	22/01/2015
6.000.000	8,9550	10/02/2015
2.685.065	9,2500	19/03/2015
1.611.039	9,4950	20/04/2015
3.444.165	9,8625	01/06/2015

A su vez, con los fondos recibidos de CAMMESA en virtud del Convenio de Financiamiento del Proyecto, la Sociedad constituyó distintos depósitos a plazo fijo por los montos y con vencimiento en las fechas de pago previstas en las cartas de crédito, cuyo valor al cierre de los estados financieros asciende a \$ 276.602.640 y se expone en el rubro Otros créditos corrientes como depósitos en garantía.

Al 31 de diciembre de 2014, el impacto económico de las operaciones de cobertura arrojó una pérdida de \$ 25.504.187, la cual se expone en el rubro Otros resultados financieros del Estado de resultado integral.

### **Beneficios a los empleados**

#### *Planes de beneficios definidos*

CTG opera planes de beneficios definidos. Habitualmente, los planes de beneficios definidos establecen el importe de la prestación que recibirá un empleado en el momento de su jubilación, normalmente en función de uno o más factores como la edad, años de servicio y remuneración.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera respecto de los planes de beneficios definidos es el valor actual de la obligación por planes de beneficios definidos a la fecha del cierre del ejercicio. La obligación por planes de beneficios definidos se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de la obligación por planes de beneficios definidos se determina descontando los flujos de salida de efectivo futuros estimados utilizando supuestos actuariales respecto de las variables demográficas y financieras que influyen en la determinación del monto de tales beneficios.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en los supuestos actuariales se reconocen en Otro resultado integral en el ejercicio en el que surgen. Los costos por servicios pasados se reconocen inmediatamente en el estado de resultados.

### **Provisiones y contingencias**

Las provisiones se reconocieron en los casos en que la Sociedad, frente a una obligación presente a su cargo, ya sea legal o implícita, originada en un suceso pasado, resulta probable que deba desprenderse de recursos para cancelar la obligación, y se puede realizar una estimación fiable del importe de la misma.

El importe reconocido como provisiones es la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación presente, al final del ejercicio sobre el que se informa, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres correspondientes. Cuando se mide una provisión usando el flujo de efectivo estimado para cancelar la obligación presente, su importe registrado representa el valor actual de dichos flujos de efectivo. Este valor presente se obtiene aplicando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado, el valor temporal de la moneda y los riesgos específicos de la obligación.

Se han constituido provisiones para cubrir eventuales situaciones contingentes que podrían originar obligaciones de pago futuras. En la estimación de sus montos y probabilidades de concreción se ha considerado la opinión de los asesores legales de la Sociedad.

### **Reconocimiento de ingresos**

#### *(a) Ingresos del mercado eléctrico*

Los ingresos son calculados al valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar, teniendo en cuenta el importe estimado de cualquier descuento, determinando de esta manera los importes netos.

El criterio de reconocimiento de ingresos de la principal actividad de la Sociedad consiste en reconocer los ingresos provenientes de la actividad de generación de energía eléctrica por el método del devengado, comprendiendo la potencia puesta a disposición y la energía generada.

Los ingresos ordinarios mencionados se reconocieron al cumplirse todas y cada una de las siguientes condiciones:

- i) la entidad transfirió al comprador los riesgos y ventajas de tipo significativo;
- ii) el importe de los ingresos se midió confiablemente;
- iii) es probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados a la transacción;
- iv) los costos incurridos o a incurrir, en relación con la transacción, fueron medidos confiablemente.

Durante el presente ejercicio la Sociedad reconoció como ingreso el valor razonable de la remuneración correspondiente a la porción de la Remuneración Adicional al Fideicomiso devengada durante el ejercicio 2013 y la correspondiente al actual ejercicio, al cumplirse la condición (iii) antes enunciada. El cambio mencionado responde a la firma del Acuerdo 2014 con fecha 27 de octubre de 2014, en virtud del cual la Sociedad se ha comprometido a llevar a cabo un Proyecto de nueva generación que contará con la financiación parcial de CAMMESA.

#### *(b) Ingresos por intereses y dividendos*

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se establece el derecho de recibirlos. Los ingresos por intereses se reconocen utilizando el método del tipo de interés efectivo. Los mismos se registran sobre una base temporaria, con referencia al capital pendiente y a la tasa efectiva aplicable.

Estos ingresos son reconocidos siempre que sea probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados con la transacción y pudiendo el importe de la transacción ser medido de manera fiable.

### **Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta**

#### *a) Impuesto a las ganancias corriente y diferido*

El cargo por impuesto a las ganancias del ejercicio comprende el impuesto corriente y el diferido. El impuesto a las ganancias es reconocido en resultados, excepto en la medida que se refiera a partidas reconocidas en Otro resultado integral o directamente en el patrimonio. En este caso, el impuesto a las

ganancias es también reconocido en Otro resultado integral o directamente en el patrimonio, respectivamente.

El cargo por impuesto a las ganancias corriente es calculado en base a las leyes impositivas aprobadas o próximas a aprobarse a la fecha de cierre. La Gerencia de la Sociedad evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones impositivas respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable esté sujeta a interpretación y, en caso necesario, establece provisiones en función del importe que estima se deberá pagar a las autoridades fiscales.

El impuesto diferido es reconocido, de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias temporarias que surgen entre la base fiscal de los activos y pasivos y sus importes en libros en los estados de situación financiera. Sin embargo, no se reconoce pasivo por impuesto diferido si dicha diferencia surge por el reconocimiento inicial de una llave de negocio, o por el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y en el momento en que fue realizada no afectó a la ganancia contable ni a la fiscal.

Los activos por impuesto diferido se reconocen sólo en la medida en que sea probable que la Sociedad disponga de ganancias fiscales futuras contra las que se puedan compensar las diferencias temporarias.

Los activos y pasivos por impuesto diferido se compensan si la Sociedad tiene el derecho reconocido legalmente de compensar los importes reconocidos y si los activos y pasivos por impuesto diferido se derivan del impuesto a las ganancias correspondiente a la misma autoridad fiscal, que recaen sobre la misma entidad fiscal o sobre diferentes entidades fiscales que pretenden liquidar los activos y pasivos impositivos por su importe neto.

Los activos y pasivos por impuesto corriente y diferido no han sido descontados, expresándose a su valor nominal.

#### *b) Impuesto a la ganancia mínima presunta*

La Sociedad determina el impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio. Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias: la obligación fiscal de la Sociedad en cada ejercicio coincide con el mayor de ambos impuestos. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta del impuesto a las ganancias que pudiere producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

La Sociedad ha reconocido el impuesto a la ganancia mínima presunta devengado en ejercicios anteriores como un crédito, considerando que el mismo será compensado con utilidades impositivas futuras.

Los activos y pasivos por impuesto a la ganancia mínima presunta no han sido descontados, expresándose a su valor nominal.

#### **Información por segmentos**

Los segmentos de operación son reportados de una manera consistente con los informes internos revisados por el Director Ejecutivo.

El Director Ejecutivo es la máxima autoridad en la toma de decisiones operativas de la compañía. La determinación de los segmentos operativos se basa en los informes internos revisados regularmente por el Director Ejecutivo para la asignación de recursos y evaluación de desempeño. La Sociedad gerencia sus segmentos de operación considerando los resultados netos de cada uno de ellos.

La Sociedad concentra sus negocios primariamente en el sector eléctrico, básicamente a través de sus actividades vinculadas a la generación de energía eléctrica en forma propia y a través de su

participación en subsidiarias. En relación a ello, ha identificado los siguientes segmentos de negocios relacionados con sus plantas de generación térmica:

- CTLL, integrado por la planta del mismo nombre situada en la Provincia de Neuquén.
- CTG, integrado por la planta que lleva el mismo nombre, la planta Central Térmica Piquirenda, ambas situadas en la Provincia de Salta, y la participación en ENDISA.

Todas las ventas y activos de la Sociedad corresponden a Argentina, no habiendo transacciones o activos no corrientes en el exterior.

Las ventas efectuadas a CAMMESA representaron un 74,60% y 59,38% de las ventas de la Sociedad en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre 2014 y 2013, respectivamente.

#### **Saldos con partes relacionadas**

Los créditos y deudas con partes relacionadas han sido valuadas de acuerdo con las condiciones pactadas entre las partes involucradas.

#### **Arrendamientos**

Los arrendamientos en los cuales una porción significativa de los riesgos y beneficios derivados de la titularidad son retenidos por el arrendador son clasificados como operativos. La Sociedad subsidiaria en calidad de arrendatario, reconocía los pagos por arrendamientos operativos como gastos operativos en el estado de resultado integral en forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

#### **Estimaciones contables**

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia de la Sociedad realice estimaciones y evaluaciones acerca del futuro, aplique juicios críticos y establezca premisas que afecten a la aplicación de las políticas contables y los montos de activos y pasivos, e ingresos y egresos informados.

Estas estimaciones y juicios son evaluados continuamente y están basados en experiencias pasadas y otros factores que son razonables bajo las circunstancias existentes. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes estados financieros. Las estimaciones que tienen un riesgo significativo de causar ajustes al importe de los activos y pasivos durante el siguiente ejercicio se detallan a continuación:

##### ***(a) Deterioro del valor de los activos de larga duración***

Los activos de larga duración son revisados por deterioro al nivel más bajo para el que haya flujos de efectivo identificables por separado (UGE).

La Sociedad y CTG son en sí mismas UGEs independientes, las cuales están constituidas por sus plantas de generación de energía eléctrica. En consecuencia, la Sociedad y la Sociedad subsidiaria representan respectivamente el nivel más bajo de desagregación de activos que genera flujos de efectivo independientes.

Los activos sujetos a depreciación se revisan por deterioro cuando eventos o circunstancias indican que el valor en libros puede no ser recuperable.

Al evaluar si existe algún indicio de un evento o circunstancia por el que una UGE podría verse afectada, se analizan fuentes externas e internas de información. Se consideran hechos y circunstancias tales como la tasa de descuento utilizada en las proyecciones de flujos de fondos de las UGE y la condición del negocio en términos de factores de mercado y económicos, tales como el costo de los inventarios, el marco regulatorio de la industria energética (principalmente los reconocimientos de precios esperados y mecanismos de compensación de gastos), las inversiones en capital proyectadas y la evolución de la demanda energética.

Una pérdida por deterioro es reconocida cuando el valor contable del activo excede a su valor recuperable. El valor recuperable es el mayor entre el valor en uso del activo y el valor razonable menos los costos de venta. Cualquier pérdida por deterioro se distribuirá (para reducir el importe en libros de los activos de la UGE) en el siguiente orden:

- (a) en primer lugar, para reducir el importe en libros del valor llave asignado a la UGE, si la hubiere y
- (b) luego, a los demás activos de la unidad (o grupo de unidades), prorratedos en función del importe en libros de cada activo en la unidad (o grupo de unidades), teniendo en cuenta no reducir el importe en libros del activo por debajo del mayor entre su valor recuperable menos los costos de venta, su valor en uso o cero.
- (c) el importe de la pérdida por deterioro del valor que no pueda ser distribuida al activo en cuestión, se repartirá proporcionalmente entre los demás activos que componen la UGE.

El valor en uso de cada UGE se determina sobre la base del valor presente de los flujos netos de efectivo futuros que éstas generarán. La Gerencia utiliza proyecciones de flujos de efectivo aprobados por la Dirección que cubren un período de cinco años, extrapolados a un plazo consistente con la vida útil residual de los activos, considerando las tasas de descuento apropiadas. Para efectos del cálculo del valor razonable menos los costos de venta, la Gerencia utiliza el valor estimado de los flujos de efectivo futuros que un participante del mercado podría generar a partir de la UGE correspondiente, y le resta los costos necesarios para llevar a cabo la venta de la UGE respectiva.

Al momento de la estimación de los flujos de efectivo futuros, se requiere juicio crítico por parte de la Gerencia. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar significativamente de los flujos de efectivo futuros previstos y los valores relacionados obtenidos mediante técnicas de descuento.

Al 31 de diciembre de 2014, la revisión de los criterios que la Sociedad utiliza para determinar si existe evidencia objetiva de deterioro, no detectó indicios del mismo sobre los activos de larga duración. Al 31 de diciembre de 2013, no se registraron pérdidas por deterioro y en opinión de la Gerencia, un cambio razonable en los principales supuestos considerados a dicha fecha, no generaría una pérdida por deterioro.

***(b) Impuesto a las ganancias corriente y diferido / Impuesto a la ganancia mínima presunta***

Se requiere de juicio para determinar la provisión para el impuesto a las ganancias dado que la Gerencia tiene que evaluar periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones impositivas respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable esté sujeta a interpretación y, en caso necesario, establecer provisiones en función del importe que estima se deberá pagar a las autoridades fiscales. Cuando el resultado fiscal final de estos asuntos sea diferente de los importes que se reconocieron inicialmente, tales diferencias tendrán efecto sobre el impuesto a las ganancias y las provisiones por impuesto diferido en el ejercicio en que se realice tal determinación.

Existen muchas transacciones y cálculos para los cuales la última determinación de impuestos es incierta. La Sociedad reconoce pasivos impositivos de manera anticipada basados en estimaciones acerca de si se deberán pagar impuestos adicionales en el futuro.

El activo por impuesto diferido se revisa en cada fecha de reporte y se reduce en función de la probabilidad de que la base imponible suficiente esté disponible para permitir que estos activos sean recuperados total o parcialmente. Los activos y pasivos diferidos no son descontados. Al evaluar la realización de los activos por impuestos diferidos, la Gerencia considera que es probable que alguno o todos los activos por impuesto diferido no se realicen. La realización de activos por impuesto diferido depende de la generación de ganancias imponibles futuras en los períodos en los cuales estas diferencias temporarias sean deducibles. La Gerencia considera la reversión programada de los pasivos por impuesto diferido, las ganancias imponibles futuras proyectadas y las estrategias de planificación impositivas para realizar esta evaluación.

***(c) Provisiones por juicios***

La Sociedad se encuentra sujeta a diversas demandas, litigios y otros procedimientos legales, incluyendo reclamos de clientes, en el que un tercero busca el pago por supuestos daños y perjuicios, el reembolso por pérdidas o una indemnización. La responsabilidad potencial de la Sociedad con respecto a tales reclamos, juicios y otros procedimientos legales no se puede estimar con certeza. La Gerencia, con la asistencia de sus asesores legales (abogados) revisa periódicamente el estado de cada litigio importante y evalúa la potencial exposición financiera. Si la pérdida derivada de una demanda o procedimiento legal es considerada probable y el monto puede estimarse razonablemente, se constituye una provisión.

Las provisiones por pérdidas contingentes reflejan una estimación razonable de las pérdidas que serán incurridas, basados en la información disponible para la Gerencia a la fecha de preparación de los estados financieros, y teniendo en cuenta nuestras estrategias de litigio y de resolución / liquidación. Estas estimaciones son principalmente elaboradas con la ayuda de un asesor legal. Sin embargo, si las estimaciones de la Gerencia resultan ser incorrectas, las provisiones actuales podrían ser inadecuadas y podría incurrir en un cargo a las utilidades que podría tener un efecto material adverso en el estado de situación financiera, de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo.

***(d) Provisiones por créditos incobrables***

La Sociedad se encuentra expuesta a pérdidas por créditos incobrables. La Gerencia estima la cobrabilidad final de las cuentas por cobrar.

Para la estimación de las cobranzas relacionadas con el Mercado Spot, consideramos la capacidad con la que cuenta CAMMESA para cumplir con sus obligaciones de pago a los generadores y las resoluciones emitidas por la SE, que permiten a la Sociedad cobrar sus créditos con CAMMESA a través de diferentes mecanismos. Adicionalmente la Gerencia analiza la previsión por desvalorización de las restantes cuentas a cobrar en base a un análisis individual de recuperabilidad de los deudores del MEM.

Puede ser necesario realizar futuros ajustes a la previsión, si las condiciones económicas futuras difieren sustancialmente de los supuestos utilizados en la evaluación de cada ejercicio.

***(e) Planes de beneficios definidos***

El pasivo reconocido por CTG es la mejor estimación del valor actual de los flujos de fondos representativos de la obligación de planes de beneficios definidos a la fecha de cierre de ejercicio de la Sociedad subsidiaria. Los flujos se descuentan utilizando supuestos actuariales respecto de las variables demográficas y financieras que influyen en la determinación del monto de tales beneficios. Dicha estimación está basada en cálculos actuariales realizados por profesionales independientes de acuerdo al método de la unidad de crédito proyectada.



## Información Contable Consolidada

### Información sobre el Estado de Resultado Integral Consolidado (en miles de Pesos)

	2014	2013	2012
Ingresos por ventas	1.664.173	1.027.306	1.163.749
Costo de ventas	(726.285)	(734.028)	(823.804)
<b>Resultado bruto</b>	<b>937.888</b>	<b>293.279</b>	<b>339.945</b>
Gastos de comercialización	(6.095)	(51.354)	(44.265)
Gastos de administración	(119.579)	(84.799)	(68.900)
Otros ingresos operativos	52.233	345.296	137.116
Otros egresos operativos	(61.170)	(29.000)	(5.671)
<b>Resultado operativo</b>	<b>803.278</b>	<b>473.421</b>	<b>358.225</b>
Ingresos financieros	74.276	17.220	23.039
Gastos financieros	(299.351)	(202.742)	(185.921)
Otros resultados financieros	(315.533)	(352.663)	(161.249)
Resultados financieros, neto	<b>(540.609)</b>	<b>(538.186)</b>	<b>(324.131)</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>262.669</b>	<b>(64.765)</b>	<b>34.094</b>
Impuesto a las ganancias	(72.699)	(22.836)	(24.068)
<b>Ganancia (Pérdida) integral del ejercicio</b>	<b>189.970</b>	<b>(87.600)</b>	<b>10.026</b>

**Información sobre el Estado de Situación Financiera Consolidado (en miles de Pesos)**

	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
<b>ACTIVO</b>			
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>			
Propiedades, planta y equipo	1.786.427	1.632.887	1.627.041
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	0	0	-
Activo por impuesto diferido	5.751	53.889	74.978
Créditos por ventas y otros créditos	145.902	48.599	68.291
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>1.938.080</b>	<b>1.735.375</b>	<b>1.770.310</b>
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>			
Inventarios	43.387	17.992	11.203
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	179.929	273.340	6.198
Créditos por ventas y otros créditos	1.525.376	873.044	326.859
Efectivo y equivalentes de efectivo	11.861	2.512	99.685
<b>Total del activo corriente</b>	<b>1.760.554</b>	<b>1.166.888</b>	<b>443.945</b>
Activos clasificados como mantenidos para la venta	-	11.988	11.988
<b>Total del activo</b>	<b>3.698.633</b>	<b>2.914.250</b>	<b>2.226.243</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital social	534.400	514.400	514.400
Ajuste de capital	0	-	-
Reserva legal	-	-	3.549
Reserva Facultativa	-	-	67.428
Prima de emisión	50.051	50.051	-
Otro resultado integral	(2.777)	(2.346)	(1.328)
Resultados no asignados	89.717	(94.421)	(77.463)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios</b>	<b>671.391</b>	<b>467.684</b>	<b>506.586</b>
Participación no controladora	113.511	94.294	41.906
<b>Total del patrimonio</b>	<b>784.903</b>	<b>561.979</b>	<b>548.492</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>			
Deudas comerciales y otras deudas	-	130.338	180.308
Préstamos	1.443.795	1.093.984	749.872
Planes de beneficios definidos	8.907	6.732	3.336
Pasivo por impuesto diferido	32.545	26.852	32.853
Cargas fiscales	55.344	59.861	14.912
Provisiones	2.054	5.381	5.441
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>1.542.644</b>	<b>1.323.149</b>	<b>986.722</b>
<b>PASIVO CORRIENTE</b>			

Deudas comerciales y otras deudas	859.351	450.395	243.778
Préstamos	400.908	512.523	395.863
Remuneraciones y cargas sociales	41.856	28.739	21.414
Planes de beneficios definidos	2.686	2.305	2.625
Cargas fiscales	40.941	35.160	27.348
Instrumentos financieros derivados	24.401	-	-
Provisiones	943	-	-
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>1.371.086</b>	<b>1.029.123</b>	<b>691.028</b>
<b>Total del pasivo</b>	<b>2.913.730</b>	<b>2.352.271</b>	<b>1.677.750</b>
<b>Total del pasivo y del patrimonio</b>	<b>3.698.633</b>	<b>2.914.250</b>	<b>2.226.243</b>

## Indicadores

	2014	2013	2012
Inmovilización del capital (a)	0,52	0,60	0,80
Solvencia (b)	0,23	0,20	0,30
Liquidez (c)	1,28	1,15	0,66
Rentabilidad (d)	0,30	(0,18)	0,02

- (a) Inmovilización del capital: activo no corriente / total activo  
(b) Solvencia: patrimonio / pasivo total  
(c) Liquidez: activo corriente / pasivo corriente  
(d) Rentabilidad total y ordinaria de la inversión de los accionistas: resultado ordinario antes de impuesto / patrimonio excluido el resultado del ejercicio

## Otra información contable (en miles de Pesos)

	2014	2013	2012
Depreciaciones	104.365	75.475	83.718
EBITDA Ajustado (no auditado) <sup>1</sup>	907.643	548.896	441.943

<sup>1</sup> EBITDA representa el resultado antes de resultados financieros netos, impuesto a las ganancias, depreciación y amortización. Se estima que el EBITDA provee a los inversores de información significativa respecto del rendimiento operativo de la Emisora y facilita la comparación con los resultados operativos históricos de la Emisora. No obstante, el EBITDA de la Emisora tiene limitaciones como herramienta de análisis y no debe considerarse aisladamente como una alternativa del resultado neto o como un indicador del rendimiento operativo o como un sustituto para el análisis de los resultados reportados bajo las Normas Contables Profesionales Vigentes en Argentina. Algunas de estas limitaciones incluyen:

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

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

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

### Composición del Patrimonio (en miles de Pesos)

	2014	2013	2012
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital social	534.400	514.400	514.400
Ajuste de capital	0	-	-
Reserva legal	-	-	3.549
Reserva facultativa	-	-	67.428
Prima de emisión	50.051	50.051	-
Otro resultado integral	(2.777)	(2.346)	(1.328)
Resultados no asignados	89.717	(94.421)	(77.463)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios</b>	<b>671.391</b>	<b>467.684</b>	<b>506.586</b>
Participación no controladora	113.511	94.294	41.906
<b>Total del patrimonio</b>	<b>784.903</b>	<b>561.979</b>	<b>548.492</b>

### Capitalización y Endeudamiento

El siguiente cuadro detalla la deuda financiera de corto plazo, deuda financiera de largo plazo y capitalización total en miles de Pesos (definida como deuda financiera de largo plazo y patrimonio neto) al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 sobre una base real.

Este cuadro debe leerse juntamente con la información consignada en “*Información Clave sobre la Emisora – Información Contable y Financiera Seleccionada*” y “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*”, los estados financieros consolidados auditados para el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2014 y 2013 presentado en forma comparativa y sus notas relacionadas, todos los cuales se adjuntan a este Prospecto y que, adicionalmente, se encuentran a disposición de los interesados en la página web de la CNV (<http://www.cnv.gob.ar>) en el ítem Información Financiera.

	2014	2013	2012
<b>Préstamos financieros corrientes</b>			
Sin garantía	330.020	181.652	153.389
Garantizados	70.888	330.872	242.474
<b>Total préstamos financieros corrientes</b>	<b>400.908</b>	<b>512.523</b>	<b>395.863</b>
<b>Préstamos financieros no corrientes</b>			
Sin garantía	957.336	86.468	39.429
Garantizados	486.459	1.007.516	710.443
<b>Total préstamos financieros no corrientes</b>	<b>1.443.795</b>	<b>1.093.984</b>	<b>749.872</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>784.903</b>	<b>561.979</b>	<b>548.492</b>
<b>Capitalización y endeudamiento</b>	<b>2.629.606</b>	<b>2.168.486</b>	<b>1.694.227</b>

## **RAZONES PARA LA OFERTA Y DESTINO DE LOS FONDOS**

En los Suplementos correspondientes se especificará el destino que la Sociedad dará a los fondos netos que reciba en virtud de la colocación de las Obligaciones Negociables, el cual será uno o más de los siguientes destinos previstos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables: (i) inversiones en activos físicos situados en Argentina, (ii) integración de capital de trabajo en Argentina, (iii) refinanciación de pasivos, y/o (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Sociedad cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados.

## FACTORES DE RIESGO

*Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, Ud. debe considerar cuidadosamente los riesgos que se describen a continuación. Los negocios del Grupo, su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones podrían verse seriamente afectados de manera negativa por cualquiera de estos riesgos. Los riesgos que se describen a continuación son los conocidos por el Grupo y aquellos que actualmente cree que podrían afectarlo de manera considerable. Los negocios del Grupo también podrían verse afectados por riesgos adicionales que actualmente el Grupo no conoce o no considera significativos.*

### **Riesgos relacionados con Argentina**

***Sustancialmente todos nuestros ingresos son obtenidos en Argentina, y en consecuencia, somos altamente dependientes de las condiciones políticas y económicas de la Argentina***

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

Las medidas del Gobierno Nacional en relación con la economía, incluyendo las decisiones en materia de inflación, tasas de interés, controles de precios, controles de cambio, tarifas y otras compensaciones de servicios públicos e impuestos, han tenido y podrían continuar teniendo un efecto sustancial adverso sobre las entidades del sector privado, incluyendo al Grupo. Para enfrentar la crisis económica de 2001 y 2002 en la Argentina, por ejemplo, el Gobierno Nacional adoptó medidas tales como el congelamiento de los precios de potencia y el cambio en el marco regulatorio. El Grupo no puede asegurar que el Gobierno Nacional no adoptará otras políticas que podrían afectar en forma adversa la economía del país o el negocio del Grupo. Por otra parte, el Grupo tampoco puede garantizar que los futuros acontecimientos económicos, sociales y políticos de Argentina, sobre los que el Grupo no tiene control alguno, no afectarán sus negocios, situación patrimonial, los resultados de sus operaciones o su capacidad de honrar sus deudas, incluyendo, en el caso de la Compañía, las Obligaciones Negociables.

### ***La economía argentina y su estabilidad podrían no ser sostenibles***

Durante 2001 y 2002 la República Argentina atravesó un período de severa crisis política, económica y social. Si bien la economía se ha recuperado significativamente de dicha crisis, aún quedan incertidumbres acerca de la sustentabilidad del crecimiento y la estabilidad económica. Luego de la notable desaceleración de la economía argentina en 2009, que comenzó en el último trimestre de 2008 y que se prolongó durante gran parte del año siguiente (afectada por los efectos de la mayor crisis global en décadas, junto con factores domésticos negativos), 2010 y 2011 mostró un crecimiento cercano al 9,2% y 8,9% respectivamente, desacelerándose el crecimiento a una tasa cercana al 1,9% para 2012, acelerándose el crecimiento durante el 2013 en un 4,7%, y volviendo a desacelerarse durante el 2014 según los datos preliminares disponibles. Sin embargo, persiste la incertidumbre respecto a si el crecimiento actual y la estabilidad relativa serán sustentables, ya que el crecimiento económico sustentable depende de diversos factores, incluyendo pero no limitado a la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y competitividad del Peso frente a las monedas extranjeras, la confianza de los consumidores y los inversores argentinos y extranjeros y un índice de inflación estable y relativamente bajo.

La economía argentina continúa frágil, según reflejan las siguientes condiciones económicas:

- el crecimiento del producto bruto interno ("PBI") disminuyó;
- la tasa de desempleo y de empleo informal continúa siendo alta;
- la disponibilidad del crédito de largo plazo es escasa;
- la inversión como porcentaje del PBI continúa siendo baja;
- el aumento del gasto público ha generado el aumento del déficit fiscal primario en detrimento del crecimiento económico;

- el acceso al financiamiento externo está restringido;
- la inflación se ha acelerado y amenaza la estabilidad económica;
- el entorno regulatorio continúa siendo incierto;
- existe una mayor regulación, controles en la economía y, en consecuencia, severas sanciones, sobre todo en lo que respecta a controles cambiarios;
- la deuda pública de Argentina, como porcentaje del PBI, continúa siendo alta, y las financiaciones internacionales son limitadas en comparación con otros países de la región;
- podrían tener lugar una cantidad significativa de protestas y/o huelgas, lo que podría afectar a diversos sectores de la economía argentina;
- la oferta de energía podría no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (lo que limitaría su desarrollo) y el consumo;
- la renegociación de gran parte de los contratos de servicios públicos se encuentra pendiente;
- el tipo de cambio del Peso podría fluctuar de manera significativa;
- las disputas entre la oposición y el Gobierno como, eventualmente, cruces entre los tres poderes del Estado, pueden afectar severamente la confianza de consumidores e inversores;
- la existencia de los distintos reclamos iniciados por aquellos tenedores de títulos que no participaron en las ofertas de canje la deuda soberana de 2005 y 2010;
- las restricciones a la repatriación de inversiones y a la transferencia de fondos hacia el exterior;
- la recuperación ha dependido en cierta medida de los altos precios de los *commodities*, que son volátiles en el corto plazo y están fuera del control del Gobierno Nacional;
- las diversas medidas destinadas a controlar los precios no garantizan un efecto positivo sobre el crecimiento económico de Argentina; y
- el superávit externo (y el fiscal, en menor medida) dependen en gran medida de la producción de granos y soja, por lo que los riesgos se multiplican ante la posibilidad de una nueva gran sequía que afecte la cosecha (tal como sucedió durante la campaña 2008-2009 y la campaña 2011-2012).

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

Aún más, debido al déficit del Fondo de Estabilización, el sector energético depende de la inyección de fondos del Gobierno Nacional. Ante un escenario de déficit fiscal, como consecuencia del deterioro de la economía, podría afectarse el sector energético en su conjunto, los ingresos del Grupo y, en el caso de la Compañía, su capacidad para repagar las Obligaciones Negociables.

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

***Existe incertidumbre sobre la actual situación política y social y su repercusión sobre la economía argentina***

El Gobierno Argentino ha adoptado distintas medidas como respuesta a la situación social y política de los últimos años incluyendo, entre otras, el dictado de la Resolución N° 125/2008 que tenía como objetivo la creación de las retenciones móviles calculadas a tasas incrementales para las exportaciones de ciertos productos del sector agropecuario, la sanción de la Ley N° 26.425 mediante la cual se resolvió la nacionalización de las Administradoras de Fondos de Jubilaciones y Pensiones (las "AFJPs") y la

transferencia al tesoro nacional de la suma de aproximadamente US\$6.500 millones de reservas del Banco Central para la creación del “Fondo del Desendeudamiento Argentino”, destinado a la cancelación de los servicios de la deuda con tenedores privados correspondientes al ejercicio fiscal 2010 y para la cancelación de vencimiento de capital e intereses con organismos financieros internacionales.

A mediados de 2012, el Gobierno Argentino también resolvió la estatización de YPF S.A., mediante la expropiación del 51% del capital de YPF S.A. representado por igual porcentaje de las acciones clase D de dicha empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A., e impuso importantes modificaciones al régimen bajo el cual operan las empresas petroleras, fundamentalmente como resultado de la Ley N° 26.741, el Decreto N° 1.277/12 y la reciente sanción de la Ley N° 27.007. Asimismo, el Gobierno Argentino declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del capital de Repsol YPF GAS S.A. representado por el 60% de las acciones clase A de dicha empresa, pertenecientes a Repsol Butano S.A., sus controlantes o controladas.

En marzo de 2014, el Senado argentino y la junta general de accionistas de Repsol aprobaron un acuerdo en relación con la compensación debida por el Gobierno Argentino como consecuencia por la expropiación de las mencionadas acciones de YPF S.A. y de YPF Gas S.A. así como el desistimiento recíproco de las acciones judiciales y arbitrales interpuestas y la renuncia a nuevos reclamos. El acuerdo reconoce el derecho de Repsol a percibir títulos de deuda pública denominados en Dólares, por un valor nominal de US\$ 5 millones y US\$ 500.000 adicionales en intereses capitalizados y un paquete complementario, por un importe nominal máximo de US\$ 1 millón. Además, el acuerdo contempla que en caso de reestructuración, o de incumplimiento del pago de los títulos, Repsol tiene derecho a acelerar la deuda y reclamar en arbitraje internacional sujeto a las reglas UNCITRAL las cantidades pendientes de pago hasta alcanzar los US\$ 5 millones. Además, el acuerdo de compensación estará protegido por el Acuerdo de Promoción y Protección Recíproca de Inversiones entre España y Argentina. Con fecha 28 de abril de 2014 el Gobierno Argentino promulgó la Ley N° 26.932 que avala el acuerdo alcanzado con Repsol a través del Decreto N° 600/2014.

En la misma línea, con fecha 19 de diciembre de 2012 el Gobierno emitió el Decreto N° 2.552/12 por medio del cual se revoca el Decreto N° 2.699/91, así como todos aquellos actos que se hubieran dictado en consecuencia del mismo. El Decreto N° 2.699/91 había aprobado el boleto de compraventa suscripto entre el Estado Nacional y la Sociedad Rural Argentina por el cual se adquirió el inmueble denominado “Predio Rural de Palermo”. En consecuencia, el Decreto N° 2.552 en su artículo segundo instruye a la autoridad de aplicación a tomar posesión de dicho inmueble. Asimismo, con fecha 4 de enero de 2013, la Cámara Civil y Comercial Federal frenó, a través de una medida cautelar, la aplicación del Decreto N° 2.552. El 22 de agosto de 2013, la Corte Suprema de Justicia de la Nación confirmó la medida cautelar de la Cámara Civil y Comercial Federal.

Por otra parte, se adoptaron también nuevas políticas impositivas y medidas tendientes a la revocación de concesiones otorgadas a empresas privadas, ejerciendo las mismas una influencia significativa en el ámbito privado.

Estas medidas, así como otras adoptadas por el Gobierno Argentino fueron cuestionadas por los distintos sectores políticos de la oposición y generaron y aún continúan generando incertidumbre sobre la situación política, social y económica de la Argentina y su situación frente al mundo. Un escenario de incertidumbre política recurrente podría afectar la economía en forma adversa y significativa, incluyendo la capacidad de la Argentina para acceder a los mercados internacionales de capitales

El Grupo no puede brindar garantías de que las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino en el pasado o aquellas que se adopten en el futuro en respuesta a acontecimientos económicos, sociales y/o políticos, no afectarán negativamente sus actividades, su situación patrimonial, el resultado de sus operaciones, o su propia capacidad para obtener financiamiento, tanto internacional como local, en condiciones favorables.



### ***Es necesario que el Gobierno Nacional invierta significativamente o genere inversión en infraestructura eléctrica***

Durante el curso de los recientes años, la demanda doméstica de gas natural y de electricidad ha ido incrementando sustancialmente. El Gobierno Nacional ha establecido una política de mantenimiento de amplios subsidios y bajos precios en el servicio de electricidad, en comparación con los precios de otros mercados. Esto, combinado con la crisis económica, ha resultado en la insuficiencia de la inversión en el sector de energía de la Argentina. Si el Gobierno Nacional falla en invertir o generar tal inversión a tiempo en determinadas áreas de infraestructura eléctrica, es posible que la Argentina pueda sufrir una escasez de energía y el pronosticado crecimiento podría no mantenerse, lo cual puede afectar adversamente los negocios del Grupo, su situación patrimonial, los resultados de sus operaciones o su capacidad de honrar sus deudas, incluyendo las Obligaciones Negociables.

### ***La inflación podría continuar aumentando, lo que podría generar efectos adversos en la economía argentina***

En el pasado, la inflación ha socavado la economía argentina y la capacidad del Gobierno Argentino de estimular el crecimiento económico. Según datos publicados por el INDEC, el índice de inflación alcanzó el 23,9% en el primer cuatrimestre de 2014, 10,9% en 2013, 10,8% en 2012, 7,3% en 2011, el 10,9% en 2010, 7,7% en 2009 y 7,2% en 2008. Durante los últimos años, el Gobierno Nacional ha implementado diversas políticas para controlar la inflación y monitorear los precios de la mayoría de los principales bienes y servicios. Tales medidas del Gobierno Nacional incluyeron acuerdos de precios celebrados entre el Gobierno Nacional y empresas del sector privado de diferentes industrias y mercados. A modo de ejemplo, a comienzos del 2014 el Gobierno Argentino lanzó a nivel nacional por el término de un año el programa “Precios Cuidados”, a través del cual se controlan y/o congelan los precios de determinados productos de consumo masivo. La incertidumbre acerca del futuro de la inflación y la actual situación económica podrían afectar negativamente el crecimiento y la estabilidad de la economía argentina.

Altos niveles de inflación también podrían socavar la competitividad de Argentina en el extranjero mediante la dilución de los efectos de la devaluación del Peso, con los mismos efectos negativos sobre el nivel de actividad económica. A su vez, una porción de la deuda argentina es ajustada según el Coeficiente de Estabilización de Referencia (“CER”), un índice monetario que está estrechamente relacionado con la inflación. Por lo tanto, cualquier aumento considerable de la inflación originaría un aumento de la deuda externa y en consecuencia, de las obligaciones financieras de la Argentina, lo que podría exacerbar aún más la presión sobre la economía argentina.

Por otra parte, la exactitud de las mediciones de la inflación (y de otras variables) según índices publicados por el INDEC ha sido seriamente cuestionada, en gran parte debido al reemplazo de autoridades y personal técnico que efectuó el Gobierno en dicho organismo y a las grandes diferencias con las mediciones realizadas por entes privados. Según la opinión de economistas y medios de comunicación, nacionales e internacionales, esta medida podría estar relacionada con las políticas impulsadas por el Gobierno para manipular el índice de inflación. De acuerdo a mediciones privadas la inflación es significativamente superior a la que indican los índices publicados por el INDEC. Por ejemplo, algunas consultoras privadas, universidades y algunas provincias argentinas, entre otros, afirmaron que los índices de inflación para el año 2012 han estado por encima del 20%. Por su lado, el directorio del Fondo Monetario Internacional (“FMI”) ha emitido una “moción de censura” contra la Argentina por la falta de credibilidad de sus estadísticas públicas nacionales. Luego de los cuestionamientos reseñados, en febrero de 2014 el INDEC publicó por primera vez el Índice de Precios al Consumidor Nacional urbano (“IPCNU”). El IPCNU correspondiente a los meses de febrero a mayo de 2014 fue de 3,7%, 3,4%, 2,6%, 1,8%, y 1,4%, en cada caso respecto del mes inmediatamente anterior. Si bien han surgido cuestionamientos al personal del INDEC responsable de la medición del IPCNU, en general, los analistas privados han coincidido en estas cifras., a través del cual se miden las variaciones de precios de bienes y servicios consumidos por los hogares. A octubre de 2014, el IPCNU registró una variación del 21,4% con respecto a diciembre de 2013.

La incertidumbre con respecto a las tasas de inflación futuras puede afectar el ritmo de crecimiento de la inversión. Si se registraran tasas de inflación altas, podría debilitarse la confianza en el sistema financiero de Argentina en general.

En el pasado, la inflación afectó sustancialmente la economía argentina y la capacidad del Gobierno de crear condiciones que conduzcan al crecimiento. La persistencia del entorno de alta inflación podría afectar negativamente la disponibilidad de crédito a largo plazo y podría también socavar la competitividad de Argentina en el extranjero, afectando así de modo negativo el nivel de actividad económica y empleo. Adicionalmente, una alta inflación también podría reducir la competitividad exterior de la Argentina y afectar negativamente a la actividad económica, el empleo, los salarios reales, el consumo y las tasas de interés y reducir la competitividad exterior de Argentina. La dilución de los efectos positivos de la devaluación del Peso en los sectores orientados a la exportación también podría reducir el nivel de actividad económica del país.

En función de lo expuesto, el Grupo no puede garantizar la exactitud de los índices oficiales de inflación, cuál será la evolución de la inflación en Argentina, ni que la inflación y/o los esfuerzos del Gobierno para combatirla no ocasionarán un efecto significativo adverso sobre la economía argentina y/o la Compañía.

***Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso frente al Dólar podrían afectar de modo adverso la economía argentina.***

El valor del Peso contra el Dólar ha fluctuado significativamente en el pasado, y podría continuar fluctuando en el futuro.

A pesar de los efectos positivos que la devaluación del Peso en 2002 tuvo sobre los sectores exportadores de la economía argentina, la depreciación también ha tenido un profundo impacto negativo sobre una diversidad de negocios y sobre la situación patrimonial de los particulares. La devaluación del Peso tuvo un impacto negativo en la capacidad de las empresas argentinas de hacer frente a sus deudas en moneda extranjera, inicialmente originó muy altos niveles de inflación, redujo considerablemente los sueldos en términos reales, tuvo un impacto negativo sobre aquellas empresas cuyo éxito depende de la demanda del mercado local, incluyendo las empresas de servicios públicos (cuyos ingresos se encuentran en Pesos) y el sector financiero, y afectó de modo adverso la capacidad del Gobierno Nacional de hacer frente a sus obligaciones de deuda externa. Si el Peso experimenta una devaluación importante, podrían repetirse todos los efectos negativos sobre la economía argentina relacionados con dicha devaluación, con consecuencias adversas para los negocios y por ende los resultados de las operaciones del Grupo, así como también para la capacidad de honrar sus deudas, entre los que se encuentran, en el caso de la Compañía, las Obligaciones Negociables.

De igual forma, una apreciación sustancial en el valor del Peso frente al Dólar también presenta riesgos para la economía argentina, incluso, por ejemplo, una reducción de las exportaciones. Ello podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento económico y el empleo y reducir los ingresos del sector público de Argentina al reducir la recaudación impositiva en términos reales, todo lo cual podría tener un efecto sustancial adverso en los negocios y en la situación financiera del Grupo (incluida, para el caso de la Compañía, su capacidad de honrar los pagos adeudados bajo las Obligaciones Negociables) como resultado del debilitamiento de la economía argentina en general.

El valor del Peso en Dólares ha disminuido de manera relativamente lenta desde la depreciación del Peso en el 2002. El Banco Central, sin embargo, ha intervenido regularmente en el mercado de cambios mediante (i) operaciones de compra y venta de Dólares en el mercado abierto, y (ii) la implementación de nuevas normas a fin de estabilizar el valor del Peso. En el transcurso del año 2014, el valor del Peso en Dólares pasó de 6,52 Pesos por Dólar al 2 de enero de 2014, a 8,05 Pesos por Dólar al 30 de enero de 2014 (la mayor devaluación del peso desde enero del año 2002). Si bien dicha tendencia alcista se revirtió durante el mes de febrero de 2014, alcanzando un valor mínimo de 7,70 Pesos por Dólar al día 19 de febrero de 2014, para las jornadas posteriores a dicha fecha el valor del Peso por Dólar comenzó a depreciarse nuevamente pero con un ritmo menor al evidenciado durante el mes de enero del corriente año. En este sentido, el valor del Peso en Dólares pasó de 7,88 pesos por Dólar al 5 de marzo de 2014, a

8,40 Pesos por Dólar al 29 de agosto de 2014. Al 26 de marzo de 2015 se mantiene en 8,80 Pesos por Dólar.

La Compañía no puede garantizar que el Banco Central continúe interviniendo en el mercado de cambios o que mantenga la estabilidad en la cotización entre el Peso y el Dólar. En este sentido, en caso que el Peso experimente una nueva devaluación o que se aprecie de manera significativa, todos los efectos negativos sobre la economía argentina relacionados con dicha devaluación o apreciación, podrían repetirse con consecuencias adversas para la actividad de la Sociedad.

Adicionalmente, Argentina ha experimentado en el pasado desdoblamientos del tipo de cambio aplicable en los sectores comercial y financiero. La Compañía no puede garantizar que el Gobierno Argentino no tomará en el futuro tal o similar medida. Dicho eventual desdoblamiento cambiario podría tener un efecto sustancial adverso sobre la economía argentina en general, y, en particular, sobre los resultados operativos, la situación patrimonial y financiera y los negocios del Grupo y la capacidad de la Compañía de honrar los pagos bajo las Obligaciones Negociables.

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

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

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

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

Durante la crisis económica de 2001 y 2002, la Argentina experimentó disturbios sociales y políticos, incluyendo malestar civil, disturbios, saqueos, protestas a nivel nacional, huelgas y demostraciones de disconformidad en las calles. A pesar de la recuperación económica y la relativa estabilidad evidenciadas desde 2002, todavía subsisten algunas tensiones sociales y los niveles de pobreza y desempleo continúan siendo altos. Recientemente, algunos de los hechos mencionados precedentemente se han repetido. Entre las futuras políticas gubernamentales para impedir o responder al eventual malestar social podrían incluirse la expropiación, nacionalización, renegociación forzosa o modificación de contratos existentes, suspensión de la exigibilidad de los derechos de los acreedores y derechos de los accionistas, nuevas políticas tributarias, incluyendo aumentos de regalías e impuestos y reclamos de impuestos retroactivos, así como cambios en las leyes, reglamentaciones y políticas que afectan el comercio exterior y las inversiones. Estas políticas podrían desestabilizar al país, tanto social como políticamente, y afectar de modo adverso (directa o indirectamente) y significativo a la economía argentina, lo cual, a su vez, podría tener un efecto sustancial adverso en la situación patrimonial y financiera y en los resultados de las operaciones del Grupo, así como también en su capacidad de honrar su deuda, incluyendo, en el caso de la Compañía, las Obligaciones Negociables.

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

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

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

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

Sin embargo, en junio de 2005 el Gobierno Nacional adoptó diversas otras medidas y reglamentaciones que fijaron restricciones al ingreso de capitales. Entre las restricciones implementadas en 2005 se incluye el requisito de constituir un depósito no remunerativo en Dólares equivalente al 30% de los fondos correspondientes a ciertos ingresos de fondos en Argentina, el cual deberá realizarse en una institución financiera local y no podrá ser utilizado como garantía. Asimismo, en octubre de 2011 se sancionaron normas cambiarias que establecieron nuevas restricciones para la transferencia de fondos al exterior y la compra de divisas, así como modificaciones al régimen de liquidación de las exportaciones. Por ejemplo, entre los meses de octubre y noviembre de 2011, y ante la baja de reservas del BCRA debido a las intervenciones para el control de la cotización del Dólar, se estableció el “Programa de Consulta de Operaciones Cambiarias”, un sistema mediante el cual se efectuará una evaluación en tiempo real por cada operación a fin de analizar su consistencia con la información fiscal de cada comprador de divisas, y se validará o no la operación. Para mayor información al respecto, remitirse a “*Información Adicional - Controles de Cambio*” en el presente Prospecto. El Gobierno Nacional podría imponer nuevos controles de cambio o restricciones al traslado de capitales, modificar y adoptar otras medidas que podrían limitar la capacidad del Grupo de acceder al mercado de capitales internacional, afectar la capacidad del Grupo de efectuar pagos de capital e intereses de deuda y otros montos adicionales al exterior (incluyendo pagos relacionados con las Obligaciones Negociables, para el caso de la Compañía) o afectar de otra forma los negocios y los resultados de las operaciones del Grupo.

Los controles de cambios en un entorno económico en el que el acceso a los capitales locales está restringido podrían tener un efecto negativo en la economía y en las actividades del Grupo, y, en particular, en la capacidad del Grupo de efectuar pagos de capital y/o intereses sobre obligaciones contraídas en moneda extranjera.

***Las medidas del Gobierno Nacional para reducir las importaciones pueden afectar la capacidad del Grupo para adquirir bienes de capital importantes***

Recientemente, el Gobierno Nacional ha adoptado iniciativas diseñadas para limitar las importaciones con el fin de evitar un mayor deterioro en la balanza comercial. Algunos de los socios comerciales de Argentina han reaccionado en forma adversa frente a éstas restricciones.

Las operaciones de la Planta CTLL, de la Central Térmica Piquirenda de EGSSA (en proceso de fusión con CTG) y la Planta CTG requieren de equipamientos y de la provisión de servicios especializados. Las restricciones a las importaciones pueden limitar la capacidad del Grupo de adquirir los productos

necesarios para su funcionamiento y ello puede impactar negativamente en la habilidad del Grupo para continuar con sus operaciones, en la condición financiera del Grupo y, en el caso de la Compañía, en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

***Argentina es objeto de diversos procesos arbitrales iniciados por accionistas extranjeros de empresas argentinas, que podrían limitar los recursos financieros de Argentina y perjudicar su capacidad de implementar reformas y fomentar el crecimiento económico***

Los accionistas extranjeros de ciertas compañías argentinas, interpusieron acciones contra Argentina ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI”), alegando que ciertas medidas adoptadas por el Gobierno Argentino durante la crisis financiera de 2001 y 2002 eran contrarias a ciertas obligaciones contraídas bajo diversos tratados bilaterales de inversión de los que Argentina es parte. El CIADI se ha pronunciado contra Argentina en varias causas, estableciendo el pago de multas y/o indemnizaciones, mientras que otras continúan en trámite y otros acreedores podrían interponer demandas en el futuro.

Asimismo, diversos tribunales arbitrales han condenado a la Argentina bajo el amparo de las normas de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (“CNUDMI”).

Los reclamos tramitados ante el CIADI y ante diversos tribunales bajo el reglamento de la CNUDMI contra el Gobierno Argentino han derivado en condenas significativas y podrán dar origen a nuevas condenas significativas contra el Gobierno Nacional, pudiendo derivar en embargos o medidas cautelares relacionadas con los activos de la Argentina que el Gobierno Nacional pretenda destinar para otros fines. Si el Gobierno Argentino no acuerda satisfactoriamente las condenas, y los intentos de los reclamantes tienen éxito, es posible que el Gobierno Nacional no posea los recursos financieros necesarios para implementar reformas y fomentar el crecimiento, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre la economía del país y por lo tanto sobre el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial del Grupo. Asimismo, los gobiernos de otros países podrían aplicar sanciones comerciales a la Argentina por considerar que no actúa de buena fe al evitar el pago de laudos dictados en los reclamos tramitados ante el CIADI o ante otros tribunales arbitrales bajo las normas de la CNUDMI. Dichas sanciones podrían generar un efecto adverso significativo sobre la economía del país y por lo tanto sobre la situación patrimonial, económica, financiera y/o de otro tipo, los resultados, las operaciones y/o los negocios del Grupo, y/o la capacidad de la Emisora de cumplir con sus obligaciones en general.

***La eliminación del sistema jubilatorio privado y la incorporación de la ANSES como accionista podrían incidir en la obtención de financiamiento en el mercado de capitales local y en el funcionamiento de las compañías***

En octubre de 2008 el Congreso de la Nación aprobó la ley N° 26.425, la cual dispuso, entre otras medidas, la eliminación del régimen de capitalización administrado por las administradoras de jubilaciones y pensiones privadas (las “AFJP”), y la unificación del Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones en un único régimen previsional público que se denomina Sistema Integrado Previsional Argentino, financiado a través de un sistema solidario de reparto. Ello implicó que los fondos acumulados en el sistema jubilatorio privado durante los últimos catorce años, producto de los aportes y contribuciones obligatorios de empleados, empleadores y trabajadores independientes, pasen a ser administrados por la ANSES.

En los últimos años, una parte importante de la demanda local de deuda de empresas argentinas ha sido cubierta por los fondos de jubilaciones y pensiones privados. En este contexto, la eliminación del régimen de capitalización ha modificado sustancialmente la dinámica del mercado de capital local, otorgando mayor participación al ANSES como así también a las compañías de seguros y fondos de inversión.

De esta manera, también, con la transferencia de las tenencias accionarias de las AFJP a la ANSES, el Gobierno Nacional se convirtió en un importante accionista de muchas de las empresas con cotización pública de sus acciones en el país.

En abril de 2011, el Poder Ejecutivo mediante el Decreto N° 441/11, eliminó ciertas restricciones en virtud de las cuales la ANSES no podía ejercer más del 5% del poder de voto de cualquier empresa (independientemente de la participación accionaria en la misma). Desde entonces, la ANSES ejerció sus derechos de voto más allá del tope del 5% para designar directores en las diversas empresas con cotización pública en las que posee una participación. Los intereses de la ANSES pueden diferir de los intereses de otros inversores y, en vista de ello, si la ANSES adopta una participación más activa en las empresas argentinas con cotización pública en las que posee una participación, la actuación de la ANSES podría afectar a dichas empresas y, en cierta medida, los mercados financieros internos.

El efecto de estas medidas ha sido un cambio en la dinámica del mercado de capitales argentino, principalmente porque el rol de inversor que oportunamente se encontraba diseminado entre la totalidad de las AFJP ahora se encuentra concentrado exclusivamente en la ANSES. A la fecha del presente prospecto, se desconoce cómo, esta o cualquier otra medida que pudiera tomar el Gobierno Nacional, afectaría la dinámica de los mercados de capitales en el futuro y el efecto que ello podría tener en la economía nacional y las actividades del Grupo.

***La capacidad de Argentina de obtener financiación en los mercados internacionales es limitada, lo cual podría afectar su capacidad de implementar reformas y promover el crecimiento de la economía***

En 2005 y en 2010 la República Argentina reestructuró U\$S127 mil millones de su deuda soberana que se encontraba en default desde fines de 2001, regularizando en total más del 91% de la deuda elegible en forma conjunta para ambos canjes.

El 28 de mayo de 2014, la República Argentina y los representantes de los acreedores del Club de París llegaron a un acuerdo de liquidación de la deuda cuyo monto consolidado asciende a U\$S 9.700 millones al 30 de abril de 2014. El esquema apunta a cancelar la totalidad de la deuda en cinco años. Sin embargo, existen ciertos tenedores de bonos emitidos por la República Argentina que se encuentran en default y persisten con las acciones legales contra la República Argentina (“holdouts”), persiguiendo el embargo o medidas cautelares sobre activos de la República Argentina en el exterior. Ciertos holdouts han demandado a la Argentina ante los tribunales federales del estado de Nueva York, obteniendo un fallo favorable el 22 de noviembre de 2012 el cual ordenó a la Argentina el pago del capital original adeudado más sus intereses, y el cumplimiento de la cláusula *pari passu* respecto de pagos futuros. Dicho fallo ha sido apelado por la Argentina y el 21 de agosto de 2013 la Cámara de Apelaciones de Nueva York confirmó el fallo del juez Thomas Griesa y condenó a la Argentina a pagar U\$S 1.333 millones de Dólares más intereses devengados desde la fecha de sentencia a favor de los tenedores de bonos. En consecuencia, el Gobierno presentó una petición ante la Suprema Corte de los Estados Unidos y la ejecución de la medida dictada por el Tribunal del Segundo Circuito de Apelaciones de Nueva York fue suspendida hasta el pronunciamiento por parte de la Suprema Corte de los Estados Unidos.

El 16 de junio de 2014, la Corte Suprema de Justicia Estados Unidos resolvió rechazar la apelación interpuesta por el Gobierno. Una vez dictado el fallo, la Corte de Apelaciones de Estados Unidos, dejó sin efecto la medida que suspendía la ejecución de la sentencia que fuere previamente reseñada. Conocidas las sentencias antes mencionadas, el Gobierno realizó una presentación formal ante el Juez Griesa para mantener la medida cautelar y evitar un posible embargo sobre los fondos destinado al cumplimiento del pago de montos adeudados a los tenedores de bonos que formaron parte del canje 2005 y del canje 2010.

Posteriormente, no obstante el hecho de que el Juez Griesa dio a conocer el rechazo de la medida solicitada por el Gobierno, se efectuó un depósito de US\$ 532 millones en el Bank of New York Mellon, con el objetivo de cumplir con el pago de los fondos adeudados a los bonistas que aceptaron participar del canje 2005 y del canje 2010. Con fecha 27 de junio de 2014, el Juez Griesa prohibió a la Argentina concretar el pago a dichos bonistas y ordenó al Bank of New York Mellon el reenvío de los fondos recibidos a la Argentina, así como también ordenó que se abrieran instancias de negociación por el período de un mes entre el Gobierno y los holdouts que a la fecha se encuentran finalizadas habiendo vencido el plazo para efectuar dicho pago, sin que el mismo se haya concretado.

Recientemente el Gobierno Argentino promulgó la Ley N° 26.984 de Pago Soberano mediante la cual removió al Bank of New York Mellon como agente fiduciario del convenio de fideicomiso 2005-2010 bajo el cual se emitieron los bonos de la reestructuración y lo reemplazó por Nación Fideicomisos S.A. Asimismo, la ley de Pago Soberano otorgó a los tenedores que participaron en el Canje 2005 y en el Canje 2010, en forma individual o colectiva, para solicitar un cambio en la legislación y jurisdicción aplicable a sus títulos, instrumentándose en un canje por nuevos títulos públicos regidos por la legislación y jurisdicción de Argentina o de la República Francesa.

El 29 de septiembre de 2014, el Juez Griesa declaró a la Argentina en “desacato” por no cumplir el fallo que obliga al Gobierno Argentino a pagar U\$S1.330 millones a los tenedores que no participaron en el Canje 2005 y en el Canje 2010 y demandaron a la Argentina en el marco de dicho proceso, pero a la fecha del presente no impuso penalidad alguna a Argentina. El magistrado consideró además que la Ley N° 26.984 de Pago Soberano es “ilegal” y no debe aplicarse; y ordenó a reponer al Bank of New York Mellon como agente de pago.

El incumplimiento por parte de la Argentina del pago de sus obligaciones y el hecho de que ésta no haya reestructurado en forma completa su deuda soberana remanente y su deuda con los acreedores no aceptantes limita la capacidad de la Argentina para acceder a los mercados internacionales de capitales. Como consecuencia de ello es posible que el Gobierno Nacional no cuente con los recursos financieros necesarios para instrumentar reformas, combatir la inflación y promover el crecimiento económico.

En suma, la existencia de holdouts, la continuidad de la cesación de pagos de deuda oficial, y la falta de revisiones de la economía por parte del FMI dificultan el acceso a los mercados de crédito para el Gobierno Nacional y al sector privado del país. No es posible asegurar que estos factores vayan a cambiar en el futuro. La incapacidad de Argentina para acceder a los mercados de capitales internacionales podría tener un efecto adverso sobre la capacidad de la Compañía para obtener financiamiento internacional y afectar negativamente a su vez las condiciones de crédito local.

***Una crisis financiera global o regional y condiciones desfavorables del mercado podrían afectar adversamente la economía argentina***

Los subsistentes efectos de la crisis financiera y la resultante confusión en el sistema financiero global podrían tener un impacto negativo en los negocios, la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones del Grupo, impacto que probablemente resulte más severo en una economía de mercados emergentes, como lo es la Argentina. No pueden predecirse los efectos de la actual crisis económica en el propio Grupo, ni el impacto de la situación económica y financiera de Argentina o de otros países latinoamericanos, como Brasil, en el Grupo y en terceros con quienes el Grupo hace o podría hacer negocios. Asimismo, la capacidad del Grupo de acceder al crédito o al mercado de capitales podría verse limitada en momentos en los que la misma necesite financiamiento, lo que podría tener un impacto en la flexibilidad del Grupo de reaccionar ante las condiciones económicas y comerciales cambiantes. Por estas razones, cualquiera de los factores precedentes o una combinación de estos factores podrían tener un efecto adverso en la liquidez, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial y financiera del Grupo, lo que a su vez podría tener un impacto negativo en la capacidad del Grupo de honrar sus deudas, incluyendo, en el caso de la Compañía, las Obligaciones Negociables.

***En caso de producirse una crisis en el sector financiero local, la economía argentina podría verse seriamente afectada***

En 2001, el sistema financiero argentino experimentó un masivo retiro de depósitos dada la pérdida de confianza de los depositantes. Esto precipitó una crisis de liquidez en el sistema financiero argentino, que llevó al Gobierno Nacional a imponer controles de cambios y restricciones a la capacidad de los depositantes de retirar sus depósitos.

Si bien la situación del sistema financiero local ha mejorado y las restricciones se han flexibilizado considerablemente, no puede garantizarse que ciertas circunstancias económicas y/o políticas y/o financieras no desencadenen nuevamente un retiro masivo de depósitos de los bancos, originando nuevamente problemas de liquidez y solvencia en las entidades financieras, resultando en una

contracción del crédito disponible y ocasionando similares u otras medidas cambiarias que podrían dar lugar a nuevas tensiones políticas y sociales. Esta situación podría tener un efecto adverso en la situación patrimonial y financiera y en los negocios del Grupo.

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

Los mercados financieros y de capitales en Argentina están influenciados, en diferentes medidas, por las condiciones económicas y financieras de otros mercados. Si bien dichas condiciones varían de un país a otro, la percepción que los inversores tienen de los hechos que acontecen en un país podría afectar significativamente el flujo de capitales hacia otros países, inclusive hacia la Argentina. De hecho, durante la década del '90 la economía argentina se vio afectada de modo adverso por los acontecimientos políticos y económicos que ocurrieron en diversas economías emergentes, incluidas las de México de 1994, el colapso de varias economías asiáticas entre 1997 y 1998, la crisis económica de Rusia en 1998 y la devaluación de la moneda brasileña en enero de 1999. De esta manera, el país podría sufrir el efecto de hechos ocurridos en las economías de sus socios regionales principales, inclusive, por ejemplo, las devaluaciones de moneda.

Asimismo, la economía argentina podría verse afectada por acontecimientos que tengan lugar en economías desarrolladas que sean socios comerciales o que tengan impacto en la economía global. Una disminución significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los principales socios comerciales de la Argentina, como Brasil, China o los Estados Unidos, podría tener un efecto adverso significativo en la balanza comercial de la Argentina y afectar adversamente el crecimiento económico del país. A fines de 2008, la Argentina vio afectada su situación económica y crediticia por la crisis económica y bancaria originada en Estados Unidos en 2008 y 2009 por las tenencias de las entidades financieras de carteras de créditos para la vivienda de alto riesgo (*subprime*) y por otros eventos que afectaron y continúan afectando el sistema financiero global y las economías desarrolladas. Al iniciarse la crisis, las principales entidades financieras sufrieron pérdidas considerables, la confianza del inversor en el sistema financiero global se vio deteriorada y varias entidades financieras solicitaron préstamos de sus respectivos gobiernos o dejaron de operar al mismo tiempo. A su vez, durante los últimos años ciertos países miembros de la Unión Europea se han visto urgidos de realizar ajustes en su gasto público debido a sus altos índices de endeudamiento. En algunos casos, los gobiernos europeos implementaron planes de salvataje y ajustes para frenar la inestabilidad del sistema financiero y detener así la caída de los mercados, pudiéndose destacar entre ellos los ajustes efectuados por Grecia, España, Portugal, Alemania, Irlanda y el Reino Unido, quienes han realizado ajustes en todas las áreas para evitar el mayor deterioro de sus cuentas.

Así, no se sabe qué efecto se produciría en el sistema financiero global si algún país o alguna de las entidades financieras globales más importantes del mundo cayera en estado de insolvencia, ni los efectos que tal situación podría producir sobre el resto del sistema. Adicionalmente, cabe destacar que la crisis financiera se está desarrollando en un contexto de desaceleración económica mundial. En este contexto no debe descartarse una mayor contracción crediticia, y por ende una desaceleración de las economías centrales aún más pronunciada. Esta situación mundial podrá tener efectos significativos de largo plazo en América Latina y en Argentina, principalmente en la falta de acceso al crédito internacional, menores demandas de los productos que Argentina exporta al mundo, y reducciones significativas de la inversión directa externa. La concreción de alguno o todos de estos efectos, así como también los acontecimientos que se susciten en los principales socios regionales, incluyendo los países miembros del Mercosur, podría tener un efecto material negativo en la economía argentina, en el interés de los inversores en compañías argentinas, e, indirectamente, en las operaciones, negocios y resultados del Grupo, así como en su capacidad de honrar sus deudas, incluyendo, en el caso de la Compañía, las Obligaciones Negociables.

***La CNV o accionistas o tenedores de Obligaciones Negociables que representen al menos el dos por ciento (2%) del capital social o del monto en circulación de Obligaciones Negociables, podrían solicitar una inspección de la Sociedad y, como consecuencia, se determine la designación de un veedor en la Sociedad o hasta incluso separar a los órganos de administración de la misma.***



La Sociedad se encuentra sujeta al contralor de la CNV y por lo tanto está sujeta al poder de policía que esta pueda ejercer. En este sentido, la Ley de Mercado de Capitales en su artículo 20 otorga a la CNV la posibilidad de (i) designar veedores con facultad de veto de las resoluciones adoptadas por los órganos de administración de la Sociedad y hasta (ii) separar a los órganos de administración de la Sociedad por un plazo máximo de ciento ochenta (180) días hasta regularizar las deficiencias encontradas. Dichas facultades podrán ser ejercidas por la CNV cuando, como resultado de realizar investigaciones e inspecciones en la Sociedad, en los relevamientos efectuados, fueren vulnerados los intereses de los accionistas minoritarios y/o tenedores de títulos valores sujetos a oferta pública. Asimismo, el Decreto reglamentario de la Ley de Mercado de Capitales N° 1023/2013 estableció que los relevamientos podrán ser efectuados de oficio por la CNV o a solicitud de accionistas o tenedores de Obligaciones Negociables que representen al menos el dos por ciento (2%) del capital social o del monto en circulación del Obligaciones Negociables. Estos últimos también deberán demostrar que existe un daño actual y cierto o que se encuentre ante un riesgo futuro grave que dañe sus derechos.

La Sociedad no puede garantizar que, la CNV, en sus funciones de contralor, determine de oficio o a solicitud de accionistas o tenedores de Obligaciones Negociables que representen al menos el dos por ciento (2%) del capital social o del monto en circulación del Obligaciones Negociables, una inspección y que en virtud de la misma determine designar un veedor en la Sociedad o hasta incluso separar a los órganos de administración de la misma.

#### **Riesgos relacionados con el Sector Energético Argentino**

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

Las tarifas por distribución y transporte incluyen un margen regulado cuyo objetivo consiste en cubrir los costos de distribución o transmisión, según fuera aplicable, brindando a la vez un retorno suficiente. Los generadores, que en gran medida dependen de las ventas hechas en el Mercado Spot, solían contar con un esquema de determinación de precios estable en dicho mercado, lo que les permitía reinvertir sus ganancias para incrementar su eficiencia y así obtener márgenes más altos. Durante la vigencia del régimen de la Ley N° 23.928 (la "Ley de Convertibilidad"), la cual establecía un tipo de cambio fijo entre el Peso y el Dólar, las tarifas de distribución y transporte y los precios en el Mercado Spot estaban denominados en Dólares y los márgenes de distribución se ajustaban en forma periódica para reflejar variaciones en los índices de inflación de los Estados Unidos de América o, en el caso de la generación, de sus costos o competitividad. En virtud de la Ley N° 25.561 (la "Ley de Emergencia Pública"), de enero de 2002, el Gobierno Argentino congeló todos los márgenes de distribución y transporte, revocó todas las disposiciones de ajuste de los márgenes en las concesiones para distribución y transporte y convirtió las tarifas de distribución y de transporte a Pesos a un tipo de cambio de AR\$ 1,00 por U.S. \$ 1,00. A su vez, esta situación llevó a varias sociedades del sector eléctrico a suspender los pagos de su endeudamiento financiero a principios del año 2002 (que siguió denominado en Dólares a pesar de la pesificación de los ingresos), que efectivamente impidió a dichas sociedades obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales. Si bien ciertas empresas del sector han logrado refinanciar sus pasivos externos y el Gobierno Argentino ha brindado un alivio temporario a algunas empresas que participan en la industria de la electricidad, incluyendo un incremento temporario de los márgenes de transporte y distribución y un ajuste temporario en la potencia, las principales empresas del mercado eléctrico están actualmente llevando adelante negociaciones con el Gobierno Argentino en relación con las medidas adicionales y permanentes que se necesitan para adaptar el marco regulatorio a la actual situación económica de este sector. No se puede asegurar que estas medidas se adoptarán o implementarán ni que, si fueran adoptadas, serán suficientes para darle una solución a los problemas estructurales creados por la crisis económica y sus secuelas. Ello podría afectar las actividades del Grupo, su situación patrimonial o el resultado de sus operaciones, y en el caso de la Compañía, la capacidad de repagar las Obligaciones Negociables.

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

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

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

Asimismo, en 2013, el Gobierno Argentino suspendió la renovación y la celebración de nuevos contratos en el Mercado a Término del MEM, disponiendo además que la demanda que quedaría sin contratar por los generadores sería abastecida directamente por CAMMESA. Los generadores suministrarán la potencia y energía al Mercado Spot a precios fijados por la Secretaría de Energía.

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

***La demanda de electricidad ha crecido significativamente en recientes períodos y podría verse afectada por incrementos tarifarios recientes o futuros, lo que podría derivar en que las empresas del sector eléctrico, como las que integran el Grupo, registren menores ingresos***

La demanda de electricidad ha crecido sustancialmente desde el año 2001 hasta el 2013. Este crecimiento se debe en parte al bajo precio de la energía. Un aumento significativo en el precio (ya sea por aumento de precio en sí o por la quita de los subsidios al consumo de electricidad) podría traer aparejada una caída en la demanda, lo que podría traer aparejado un menor consumo, y por ende una caída en la demanda de energía eléctrica generada por el Grupo. Esto puede llevar a que el Grupo registre ingresos y resultados de sus operaciones inferiores a los que actualmente se anticipan, afectando consecuentemente la capacidad de la Compañía de pagar las Obligaciones Negociables.

***El Grupo podría estar expuesto a expropiaciones o riesgos similares***

Todos los activos del Grupo están ubicados en Argentina y debido a que la actividad de ésta es de interés general para el abastecimiento de servicios públicos, el Grupo está sujeto a incertidumbres de índole política, económica y otras contingencias, incluyendo expropiaciones, nacionalizaciones, la renegociación o anulación de los contratos existentes, restricciones cambiarias y fluctuaciones monetarias internacionales. No se puede garantizar que los negocios, situación financiera o resultados de las operaciones del Grupo no

se verán afectados por el acaecimiento de dichos hechos y que, como resultado de ello, la capacidad de la Compañía para el repago de las Obligaciones Negociables y realizar otros pagos o distribuciones no se verá adversamente afectada.

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

### ***Riesgo regulatorio***

Las operaciones del Grupo están y seguirán estando sujetas a importantes riesgos debido a que el sector energético y, en particular el eléctrico, se encuentra fuertemente regulado. Desde la declaración de emergencia económica en 2002, el Gobierno Argentino ha implementado cambios importantes en el marco regulatorio entonces vigente. Entre los cambios introducidos se destaca, entre otros, la implementación de controles de precios en el Mercado Spot. Estos cambios tienen y seguirán teniendo en el futuro un impacto negativo sobre los resultados de las operaciones del Grupo. No se sabe si el Gobierno Argentino alguna vez eliminará estos controles de precios y restablecerá un marco regulatorio económicamente favorable para el Grupo.

El Gobierno Nacional ha implementado cambios importantes en el marco regulatorio que rige todo el MEM. El objetivo de estos cambios regulatorios consiste en implementar una remuneración única para los generadores en Pesos, de acuerdo con la tecnología y maximizar la capacidad de despacho de energía para satisfacer la creciente demanda actual, condicionando parte de esta remuneración a la disponibilidad de los equipos. Estas medidas incluyen:

- la remuneración en moneda nacional (Pesos) de la Potencia de acuerdo con objetivos de disponibilidad fijados, tomando en cuenta el historial de disponibilidad propia de los equipos y el promedio de los equipos de igual tecnología y capacidad en el Mercado;
- la remuneración en moneda nacional (Pesos) de la energía entregada al sistema a través de dos cargos (variable y adicional), fijados para cada tipo de tecnología;
- a partir del vencimiento de los contratos, los Grandes Usuarios deberán contratar el abastecimiento de su demanda directamente con CAMMESA, no pudiendo renovar los contratos de abastecimiento con los generadores, quedando exceptuados los contratos de Energía Plus, de acuerdo con la Resolución SE N° 1281/06 y los contratos de CAMMESA con los generadores en el marco de la Resolución 220/2007; y
- a partir del vencimiento de sus contratos de abastecimiento de combustibles, transporte y distribución de los mismos, a los generadores no se les reconocerán los costos de nuevos contratos, por lo que no podrán renovar los mismos, pasando a ser CAMMESA el responsable de la compra y logística del combustible para la generación (incluyendo, a partir de la entrada en vigencia de la Res. SE 529/14, de aquellos generadores cuya potencia y energía está comprometida en Contratos de Abastecimiento MEM 220/07).

Si bien estas medidas mejoran la remuneración de los generadores, respecto al precio Spot reconocido con anterioridad a la entrada en vigencia de dicho esquema, principalmente para los Generadores Térmicos, no son suficientes para hacer frente a los costos de los generadores y a futuros mantenimientos de los equipos. Asimismo, los valores de las remuneraciones están establecidos en Pesos y no contemplan ningún tipo de ajuste lo que implica que va a quedar rápidamente descalzados respecto a sus costos, los que aumentan en sintonía con la inflación y con la tasa de cambio del Dólar frente al Peso. Adicionalmente, con anterioridad a la implementación de la Resolución 95/2013, el Gobierno suspendió unilateralmente la aplicación del Acuerdo Generadores (ver *“Marco Normativo y Regulatorio –Precios de la Energía Eléctrica – Nuevo Esquema de Reconocimiento de Costos y Remuneraciones – Acuerdo Generadores”* en el presente). No podemos asegurar que algo similar suceda nuevamente con la nueva regulación. Esto podría tener un efecto sustancialmente adverso sobre los ingresos en efectivo de la Compañía y, consecuentemente, sobre el resultado de sus operaciones, su condición financiera y con el riesgo de impactar en la posibilidad de pago de las Obligaciones Negociables por parte de la Compañía.

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

Los generadores de energía eléctrica perciben a través de CAMMESA los pagos correspondientes a la puesta a disposición de la potencia y energía suministrada al sistema en el Mercado Spot. Existe un déficit creciente entre los pagos percibidos por CAMMESA y las acreencias de las empresas generadoras respecto de dicha entidad. Esto se explica debido a que el precio percibido de CAMMESA respecto de la energía eléctrica comercializada en el Mercado Spot se encuentra regulado por el Gobierno Nacional y es inferior al costo marginal de generación de la energía eléctrica que CAMMESA debe reembolsar a los generadores. El Gobierno Nacional ha estado cubriendo este déficit mediante aportes del tesoro. Como estos aportes del tesoro no cubren la totalidad de las acreencias de los generadores por sus ventas de potencia y energía al Mercado Spot, la deuda de CAMMESA con los generadores se ha ido acrecentando en el tiempo. No puede asegurarse que las diferencias entre el Precio Spot y el precio de generación de la energía eléctrica no continúen o no se incrementen en el futuro, ni que CAMMESA efectivice pagos a los generadores, por sus operaciones en el Mercado Spot.

Por otra parte, durante el 2013 se incrementó notablemente la mora de las compañías prestadoras del servicio de distribución de energía eléctrica en el pago de las compras de energía eléctrica en el MEM. Ello incrementó el déficit del MEM y afectó (tanto respecto al plazo de pago como al volumen a abonar) y podría afectar aún más la capacidad de pago de CAMMESA a los agentes acreedores de la transacción (básicamente generadores y transportistas) afectando los ingresos de éstos últimos. A fin de paliar el déficit en el pago de los agentes distribuidores, el Estado Nacional, promovió la suscripción del “Acuerdo de Convergencia Tarifaria y de Reafirmación del Federalismo Eléctrico” y en consecuencia instruyó, entre otros, a CAMMESA a celebrar acuerdos de pago con los distribuidores morosos (Res. SE 530/14). Sin perjuicio de ello, no puede asegurarse que los nuevos mecanismos tendientes a reducir la mora de los distribuidores sean efectivos ni que dicha mora deje de afectar las cobranzas de los agentes generadores.

La incapacidad de los generadores, tales como los integrantes del Grupo, de cobrar sus créditos de CAMMESA podría tener un efecto sustancialmente adverso sobre sus ingresos en efectivo y, consecuentemente, sobre el resultado de sus operaciones, su condición financiera y, en el caso de la Compañía, con el riesgo de impactar en la posibilidad de pago de las Obligaciones Negociables.

### ***Vencimiento de las Notas N° 6866, 7584 y 7585 de la Secretaría de Energía***

Con fecha 7 de octubre de 2009, a través de la Nota N° 6866, la SE instruyó a CAMMESA a convocar a los generadores térmicos del MEM a manifestar formalmente su decisión de adherir al “Procedimiento para el Despacho de Gas Natural para la Generación Eléctrica” (el “Procedimiento”).

El Procedimiento consiste básicamente en aceptar que CAMMESA, ante restricciones operativas del sistema de gas natural disponga del derecho sobre los volúmenes de gas natural y transporte con que cuenten los generadores, con el objeto de maximizar la oferta térmica del sector de generación de energía. A cambio de dicha cesión voluntaria de volúmenes de gas natural y transporte, el generador cobrará durante el período de vigencia del acuerdo resultante de la adhesión al Procedimiento, el mayor valor entre la diferencia positiva entre el Precio Spot sancionado y el CVP con gas natural reconocido por CAMMESA y 2,5 US\$/MWh. Si la unidad estuviera en servicio, dicho valor se aplicará el valor máximo entre la energía efectivamente producida, con independencia del combustible utilizado, y la que hubiese producido de disponer gas natural, en tanto su CVP reconocido fuese inferior al Costo Marginal Operado (“CMO”) en el MEM, si la unidad estuviera fuera de servicio disponible, la energía que hubiese producido de disponer del gas natural y efectivamente cedido a CAMMESA, en tanto su CVP reconocido fuese inferior al CMO en el MEM.

Con fecha 16 de noviembre de 2010 a través de la Nota 7584 la SE instruyó a CAMMESA a invitar a los generadores térmicos del MEM que cuenten con contratos en el marco del Plan de Energía Plus a manifestar formalmente su decisión de adherir al Procedimiento. Adicionalmente, la mencionada Nota considera que a los efectos del respaldo brindado por el agente generador titular original del gas natural

a sus contratos de Energía Plus, los mismos no resultan afectados por lo instruido en dicha nota. Mediante la Nota 7585 de la misma fecha, se invitó a aquellos generadores con contratos dentro del marco de Gas Plus a participar del Procedimiento.

La vigencia del Procedimiento abarcaba los períodos invernales de los años 2009 y 2011. Sin embargo, a través de la Nota N° 6769 de fecha 29 de diciembre de 2010, la SE instruyó a CAMMESA a convocar a los agentes generadores titulares de unidades de generación térmica a manifestar su decisión de adherir al Procedimiento, para su aplicación desde el mes de octubre de 2010 hasta el mes de mayo de 2011 y desde septiembre a diciembre de 2011. Luego, mediante la Nota N°8692 de fecha 13 de diciembre de 2011 se realizó una nueva convocatoria pero esta vez para extender el Procedimiento hasta el mes de diciembre de 2012.

Posteriormente a través de la Nota SE N° 7469/12, la Secretaría de Energía prorrogó la vigencia de los mecanismos antes citados hasta la finalización del Período Estacional de Verano, es decir, hasta el 31 de abril de 2013.

Finalmente, a través de la Nota SE N° 2053/13 se dispuso la prórroga de los mecanismos de cesión contemplados en las Notas SE N° 6866/09, 7584/10, 7585/10 y 922/11 excluyendo la aplicación de la remuneración mínima de 2,5 US\$/MMBTU contemplada en el apartado 7 de la primera de las notas citadas. La prórroga será aplicable a los agentes adherentes que no manifiesten su rechazo a la prórroga.

No puede asegurarse que los mecanismos de cesión antes citados se mantengan indefinidamente. De no suceder, CAMMESA, en situación de estrés, podría redireccionar el gas afectando los ingresos del Grupo. Consecuentemente, los resultados de las operaciones del Grupo podrían verse afectados, al igual que, respecto de la Compañía, su capacidad de repago de las Obligaciones Negociables.

***La capacidad del Grupo de generar electricidad depende en gran medida de la disponibilidad de gas natural***

Las unidades de generación del Grupo, CTLL, CTG y EGSSA (en proceso de fusión con CTG) solo pueden operar con gas natural, por lo que podrán ver afectada su producción en caso de falta de suministro de gas o escasez de dicho combustible. El suministro de gas se ha visto y podrá continuar siendo afectados entre otras cosas por, (i) la disponibilidad y transporte de gas en Argentina, (ii) la capacidad de celebrar contratos con productores locales de gas y empresas transportadoras de gas, (iii) la necesidad de importar mayores cantidades de gas a un precio superior al aplicable al suministro local como resultado de una baja producción local y (iv) la redistribución de gas ordenada por las autoridades competentes.

La escasez de gas natural podría afectar las obligaciones de la Sociedad, de CTG, de EGSSA (en proceso de fusión con CTG) y, eventualmente de CTLL, en el marco del “Plan de Energía Plus” que requiere que el generador garantice la generación con combustible propio a través de la suscripción de contratos de suministro de gas en firme y de transporte.

Debe tenerse en cuenta, además, que el incremento en la demanda de gas natural, especialmente en el invierno y la escasez de suministro y capacidad de transporte, pueden resultar en una incapacidad de las empresas encargadas del suministro de proveer el gas requerido para el funcionamiento normal de la Planta CTLL, la Planta CTG y la Planta CTP, principalmente teniendo en consideración que ante dicho evento las empresas encargadas del suministro están obligadas a interrumpir el suministro de gas a sus clientes industriales antes que a los clientes residenciales.

A su vez, y aunque las instalaciones de generación de CTLL se encuentran ubicadas adyacentes al yacimiento Loma de la Lata - que es el yacimiento de gas más importante de Argentina (lo que disminuye su dependencia respecto de la capacidad y los precios de transporte de dicho hidrocarburo), en caso de que las reservas de gas en el referido yacimiento se consumieran o la Compañía se viera imposibilitada de realizar swaps, CTLL podría verse necesitada de realizar inversiones y/o gastos significativos para conectarse al sistema troncal y así asegurarse el suministro de gas necesario para continuar sus operaciones de generación, aumentando sus costos, y afectando adversamente su

situación operativa y financiera y su capacidad de repago de las Obligaciones Negociables. Es más, en la actualidad dichos swaps, no se encuentran formalizados por escrito, si bien se vienen realizando desde la construcción de las turbinas a gas. Ello podría generar un conflicto que podría perjudicar el acceso de CTLL al transporte de gas, perjudicando así su operación.

A lo expuesto se suma que recientemente a través de la Resolución 95/2013 y su modificatoria la Resolución 529/14 se dispuso la centralización de la compra y entrega de gas natural y su transporte en cabeza de CAMMESA, de allí que los generadores comprendidos en dichas normas, al término de sus contratos, dependerán de los volúmenes de gas natural y el transporte que le asigne CAMMESA.

La escasez o falta en el suministro del gas, podría tener un efecto adverso significativo en la situación financiera y los resultados de las operaciones del Grupo y, en el caso de la Compañía, en la posibilidad de pago de las Obligaciones Negociables.

***Existen limitaciones en la capacidad de transmisión de electricidad en Argentina que pueden afectar la capacidad del Grupo de vender y de recuperar en forma total su costo marginal de generación***

Durante determinadas épocas del año y bajo determinadas condiciones de hidraulicidad y competencia, se podría llegar a alcanzar el límite máximo de capacidad de transporte del sistema de transmisión eléctrica. En tal caso, algunos generadores podrían encontrarse ante la imposibilidad de vender. Asimismo, el sistema de transporte al que se encuentra vinculado CTP, es un sistema radial que en determinadas condiciones produce la actuación de protecciones y el consecuente desenganche de la central y su consecuente parada. El Grupo no puede garantizar que se efectuarán las inversiones necesarias por parte del Estado Nacional o los usuarios para incrementar la capacidad de transporte del sistema ni que los ingresos derivados de las actividades de generación del Grupo no se verán afectadas de modo adverso por un menor precio de la electricidad o por las condiciones de transporte, lo cual podría afectar la situación financiera y económica del Grupo, y, en el caso de la Compañía su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

***La demanda de energía es estacional y, en gran medida, podría verse afectada debido a los cambios climáticos***

La demanda de energía fluctúa según la estación del año y ello impacta en forma directa en los ingresos del Grupo y su situación financiera. Los cambios climáticos influyen significativamente en la demanda de energía por los clientes. Especialmente en verano, asociada con la necesidad de enfriamiento, y, eventualmente, en invierno por la necesidad de calefacción, la demanda de energía aumenta considerablemente. En tal sentido, los cambios climáticos podrían influir sustancial y adversamente en la demanda de energía e, indirectamente, en el resultado de las operaciones del Grupo y, en el caso de la Compañía, en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

**Riesgos relacionados con el Grupo**

***El Grupo depende de sus activos de generación***

El principal negocio del Grupo es la comercialización de la energía generada por sus centrales. La capacidad del Grupo de generar ingresos depende de la operación exitosa de la Planta CTLL y la Planta CTG, la Planta CTP y de la venta de la electricidad generada en las mismas a precios suficientes para cubrir todos sus costos fijos y variables, sostener sus operaciones y cumplir sus obligaciones financieras y de pago de deuda. En caso de producirse problemas operativos o técnicos (incluyendo interrupciones de transporte o limitaciones y daños a la Planta CTLL, la Planta CTG y la Planta CTP), una disminución de la capacidad de generación de electricidad y/o de los precios de la energía, así como modificaciones no previstas del marco legal o regulatorio en el cual operan. Si ello sucediera el Grupo no posee otros activos que le permitan contar con un ingreso de fondos con los cuales afrontar las eventuales pérdidas que se generarían por la interrupción del funcionamiento de la Planta CTLL, la Planta CTG y la Planta CTP, y/o por su incapacidad de hacer frente a las obligaciones asumidas, afectando, en el caso de la Compañía, la capacidad para el pago de las Obligaciones Negociables.

### ***Las dificultades operativas podrían limitar la capacidad del Grupo de generar electricidad***

El Grupo podría experimentar dificultades operativas propias de la industria en la cual se desenvuelve que podrían requerir la suspensión temporaria de sus actividades, gastos significativos de mantenimiento o afectar su capacidad de generar electricidad, afectando en forma adversa los resultados de sus operaciones. La operación de instalaciones como las del Grupo trae aparejados innumerables riesgos, incluidos fallas o averías en equipos de generación, componentes electromecánicos o, en general, cualquiera de los activos del Grupo necesarios para la generación de electricidad, accidentes, disputas laborales, rendimientos en niveles inferiores y/o consumos internos superiores a los esperados. Las instalaciones y equipos más antiguos, aun cuando cuenten con un buen mantenimiento, pueden requerir gastos significativos de capital a fin de lograr que continúen funcionando eficientemente, o de adecuarlos a nuevas reglamentaciones ambientales.

Por ejemplo, en diciembre de 2008, una inspección de una de las turbinas de gas de la Compañía determinó que uno de los componentes de dicha turbina se había averiado, causando un daño menor en el equipamiento que rodeaba dicho componente. Si bien la póliza de seguro de CTLL cubrió el costo de reparación del referido componente averiado, la Compañía se vio obligada a afrontar una franquicia de U.S. \$500.000. Adicionalmente, el seguro de interrupción de las actividades de la Sociedad no cubrió las pérdidas derivadas de retrasos durante los primeros 45 días. Las reparaciones fueron completadas y la unidad volvió a operar el 19 de junio de 2009.

Adicionalmente, con fecha 14 de noviembre de 2012, se produjo la salida de servicio de las instalaciones de transporte que vinculan la central de la Sociedad con el MEM. Ello ocasionó la salida de servicios de las unidades turbo gas y la unidad turbo vapor de la Central CTLL. La salida de servicio de la unidad turbovapor se produjo en condiciones anormales de operación, produciéndose graves daños sobre la turbina y el generador. Actualmente la misma se encuentra operativa nuevamente.

La Compañía no puede asegurar que no ocurrirán eventos similares en el futuro. Si bien el Grupo mantiene pólizas de seguro que estima adecuadas en función de sus actividades y los estándares habitualmente aplicados en la industria, no puede asegurar que los montos de los seguros o aquellos que el Grupo podría recibir de las aseguradoras correspondientes serán suficientes para cubrir todas las pérdidas asociadas con este tipo de eventos.

En caso que existieran dificultades operativas que afecten las actividades de generación del Grupo, éste podría ver reducido el resultado de sus operaciones y, en el caso de la Compañía, podría afectar en forma negativa su capacidad de repago de las Obligaciones Negociables.

### ***Errores humanos o tecnológicos en las actividades del Grupo podrían ocasionar pérdidas directas e indirectas al Grupo***

En el curso de las operaciones del Grupo podrían producirse pérdidas directas o indirectas ocasionadas por procesos internos no adecuados, defectos tecnológicos, errores humanos o como consecuencia de ciertos eventos externos. El control y el manejo de estos riesgos, en particular aquellos que puedan afectar las operaciones de la Planta CTLL, la Planta CTG y la Planta CTP, están basados en la adecuada formación y entrenamiento del personal y en la existencia de procedimientos operacionales y planes de mantenimiento preventivo que minimizan las posibilidades de ocurrencia y el impacto que estos riesgos pueden producir. De todos modos, cualquier falla en alguno de estos procedimientos puede resultar en pérdidas directas o indirectas para el Grupo, lo cual podría tener un impacto adverso a los negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones del Grupo, y, consecuentemente, en el caso de la Compañía, en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

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

Si bien a criterio del Grupo la cobertura de seguros respecto a la operación de la Planta CTLL, la Planta CTG y la Planta CTP cumple con los estándares aplicables a la industria internacional, no pueden brindarse garantías de la existencia o suficiencia de una cobertura de riesgo por cualquier riesgo o pérdida en particular.

Las pólizas de seguros contratadas podrían llegar a ser insuficientes para cubrir el real valor de los bienes asegurados en caso que los valores recuperables en virtud del seguro no lleguen a cubrir el valor de reposición a nuevo dado las cláusulas específicas de depreciación de los mismos debido a, por ejemplo, la antigüedad y teniendo en cuenta de los términos y bienes asegurados, a las condiciones vigentes (franquicias, límites y sublímites).

En particular, la política de las aseguradoras es contemplar únicamente costos fijos (y no variables) a efectos de calcular los pagos correspondientes a las sumas aseguradas en las pólizas que cubren el lucro cesante. Las aseguradoras no tienen en cuenta el monto asegurado sino el margen bruto que hubiera realmente tenido la unidad durante el tiempo que duró el siniestro, entre otras causas que pueden alterar la cobertura de riesgos prevista del Grupo.

Por su parte, los seguros contratados pueden limitar y/o incluso excluir ciertos bienes por considerarlos prototipos (tal es el caso de la GUEM TG 01, de la cual hay pocas unidades en el mundo) y en caso de ocurrir un siniestro que los involucre, ciertos daños pueden no encontrarse cubiertos bajo la póliza correspondiente.

Si se produce un siniestro o cualquier otro hecho que no esté amparado por las actuales pólizas de seguro contratadas, el Grupo podría experimentar pérdidas sustanciales o verse obligado a desembolsar montos considerables de sus propios fondos, lo que podría tener un efecto adverso significativo en la situación patrimonial de cada sociedad y por ende, en el caso de la Compañía, en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

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

El desempeño actual y futuro del Grupo depende significativamente de la contribución continua de los gerentes y otros empleados clave. Con respecto a la selección del personal del Grupo, la incorporación y reasignación del personal en relación de dependencia debe hacerse observando las competencias, habilidades, aptitudes y conocimientos de la persona correspondiente para alcanzar los objetivos que se propongan para el puesto, la capacidad, trabajo, honestidad y dedicación de los mismos. El Grupo no puede garantizar que en el futuro pueda contar con el mismo equipo de ejecutivos, o que de incorporarse nuevos ejecutivos en reemplazo de éstos, posean los mismos conocimientos y aptitudes. La falta de un equipo de ejecutivos competentes podría afectar las actividades del Grupo, su situación patrimonial, el resultado de sus operaciones y por ende, en el caso de la Compañía, la capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

***Los ingresos del Grupo dependen, en parte, de la disponibilidad de las turbinas y del precio de la electricidad en el Mercado Spot***

El Grupo depende en parte de las ventas de electricidad en el Mercado Spot para generar parte de sus ingresos. Recientemente el Gobierno Argentino modificó el régimen de remuneración vigente mediante el establecimiento de un sistema al que cada agente debía adherirse (ver más adelante el Capítulo “*La Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación—Resolución 95/2013 – Nuevo esquema remunerativo y otras modificaciones al MEM– (modificada por Resolución SE N° 529/2014)*”). El nuevo régimen no incluye un sistema de actualización que permita mantenerlos constante en el tiempo. Los valores son fijados por la Secretaría de Energía. Adicionalmente, los ingresos de los generadores de acuerdo a la Resolución 529/2014 dependen de su disponibilidad. En consecuencia no puede asegurarse que la remuneración contemplada en el nuevo régimen sea suficiente para cubrir los costos relacionados con los mantenimientos mayores– sin perjuicio de la nueva remuneración por mantenimientos mayores prevista en la Res. SE 529/14 – o que se mantengan en el futuro o aun que se reduzcan, afectando negativamente los resultados Grupo, y, consecuentemente, en el caso de la Compañía, en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.



***La falta de cumplimiento por parte de las compañías del Grupo de los requisitos para participar del Plan de Energía Plus, la derogación del mismo o cualquier cambio normativo significativo en el mismo, podrían afectar adversamente sus resultados***

Si CTLL (una vez que obtenga la autorización correspondiente) y/o CTG dejan de cumplir con los requisitos para participar del Plan de Energía Plus (Resolución SE 1281/06), o si la misma se deroga o se modifica sustancialmente, y CTLL y/o CTG se vieran obligadas a vender toda su generación de electricidad en el Mercado Spot, sus resultados dependerán del precio de electricidad de dicho Mercado Spot. El Grupo no puede garantizar que la posibilidad de vender la electricidad generada únicamente en el Mercado Spot no afecte negativamente sus resultados.

Asimismo, existe la posibilidad que el Gobierno Nacional limite el precio a cobrar en el marco del Plan de Energía Plus, lo cual podría afectar adversamente los resultados del Grupo, resultando ello en un impacto adverso a los negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía, y, consecuentemente, en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

Adicionalmente, la Secretaría de Energía emitió la Nota N° 5954/13 por la cual se instruyó a suspender transitoriamente y a partir del 1 de noviembre de 2013 la operatoria establecida en la Nota SE 930/07 por la cual la demanda de los GUDIs que deben contratar Energía Plus se respalda con contratos que se celebraban a través de la Distribuidora. Una vez vencidos los contratos vigentes, los GUDIs que quieran seguir contratando la demanda excedente con Contratos de Energía Plus deberán solicitar su ingreso al MEM ya sea como GUMAs o GUMEs. A tales efectos, el formulario de Adhesión ya aprobado para el abastecimiento de los GU por CAMMESA (destinado a cubrir la demanda base), será considerado como solicitud de ingreso al MEM. En el caso que los GUDIs no presenten el formulario mencionado, volverán a ser abastecido por la Distribuidora a la Tarifa regulada de la misma. Tal situación podría redundar en una menor oferta bajo el régimen de Energía Plus, generando mayor competencia entre los generadores habilitados bajo dicho programa y/o la existencia de potencia englobada bajo dicho programa pero no contratada que deba ser comercializada en el Mercado Spot

Por otra parte, la Secretaría de Energía a través de la Nota S.E. N° 567/07 y sus modificatorias, implementó el Cargo Medio Incremental de la Demanda Excedente como precio máximo a abonar por los Grandes Usuarios, con una Potencia mayor a 300 KW, por su Demanda Excedente para el caso de no tener un contrato de Servicio de Energía Plus. Estos valores implican un límite máximo en Pesos al precio de venta que pueden ofertar los Generadores autorizados para brindar el Servicio de Energía Plus. Actualmente estos valores son de 450 \$/MWh para los GUMAs y GUMEs y de 550 \$/MWh para los GUDIs. Esta situación se agrava en la medida que el Peso se devalúe frente al Dólar Estadounidense, moneda en la cual se fijan los contratos de Servicio de Energía Plus. En consecuencia la falta de actualización de estos valores o la devaluación del Peso pueden derivar en la caída de los precios de Energía Plus, llevando a que los contratos sean inviables y obligando a los generadores a tener que vender su Potencia y Energía en el mercado Spot con su consecuente caída en los ingresos y la consecuente afectación de la capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

***Acuerdo para el Incremento de la Disponibilidad de Generación Térmica 2014***

Durante el año 2014, el Estado Nacional propuso a los generadores la firma de un nuevo acuerdo para el incremento de la disponibilidad de generación térmica mediante la aplicación de LVFVD de los generadores y, de ser necesario, capital propio adicional (véase *“Acuerdo para el Incremento de la Disponibilidad de Generación Térmica 2014”* en la sección *“La Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación”*). Central Térmica Loma de la Lata S.A., Central Térmica Güemes S.A., Central Piedra Buena S.A. e Hidroeléctrica Diamante S.A. suscribieron dicho acuerdo comprometiéndose a ejecutar la ampliación de la Central Térmica Loma de la Lata en una potencia del orden de los 115MW.

Teniendo en cuenta que en el marco del *“Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Generación 2008-2011”*, los generadores del Grupo suscribieron el *“Acuerdo para el Incremento de Disponibilidad de Generación Térmica entre la Secretaría de Energía de la Nación y Pampa Energía S.A.”* que también contemplaba la aplicación de LVFVD en la ejecución de nuevos proyectos de generación y fuera incumplido por el Estado Nacional, no

puede asegurarse que el Estado Nacional no vuelva a incumplir su obligación de cancelar las LVFVD que se apliquen en el marco del Acuerdo para el Incremento de la Disponibilidad de Generación Térmica 2014.

Adicionalmente, CTLL, CTG, CPB, HIDISA, HINISA y EGSSA (en proceso de fusión con CTG) suscribieron con la Secretaría de Energía las Condiciones Particulares mediante las cuales se establecieron las condiciones para la ejecución de la ampliación antedicha incluyendo el financiamiento mediante, entre otros, la celebración de un mutuo con CAMMESA (las "Condiciones Particulares"). No puede asegurarse que los compromisos de financiamiento acordados con CAMMESA sean debidamente cumplidos ya que dependen de la disponibilidad de fondos y la asignación de los mismos por parte de la Secretaría de Energía. En caso de no cumplirse, la ampliación de la central podría verse comprometida.

#### **Riesgos relacionados con CTLL**

##### ***La Compañía podría sufrir penalidades en caso de no cumplir con el Contrato de Abastecimiento 220***

La potencia de la turbina a vapor de la Planta CTLL se encuentra en la actualidad comercializada en su totalidad en el marco del Contrato de Abastecimiento 220, celebrado por CTLL y CAMMESA.

Dicho contrato prevé penalidades a cargo de la Compañía en caso de no cumplir con las obligaciones de disponibilidad pactadas. La penalización por indisponibilidad será calculada por cada MW de potencia efectivamente indisponible y por cada hora de indisponibilidad ponderado por un multiplicador que depende de si la Central CTLL es convocada al despacho o no. Si es convocada y hay restricciones a la demanda que pueden ser evitadas total o parcialmente por el despacho de la Central CTLL el multiplicador sería de 10, si es convocada y no hay restricciones a la demanda de 2 y si no es convocada es igual a 1. No se tendrán en cuenta los mantenimientos de la turbina a vapor o de las turbinas a gas.

La indisponibilidad de la turbina a vapor por falta de combustibles o de cualquiera de las tres turbinas a gas de la Central CTLL, o por salida forzada propia o por cualquiera de las tres turbinas a gas, es responsabilidad de Loma de la Lata, correspondiendo por lo tanto la aplicación de las penalidades correspondientes.

La Compañía no puede asegurar que dicho contrato pueda ser cumplido todos los meses. De no suceder, los resultados de las operaciones de la Compañía podrían verse afectados, al igual que su condición financiera y su capacidad de repago de las Obligaciones Negociables.

En similar sentido, el contrato de abastecimiento MEM a suscribirse para remunerar parte potencia puesta a disposición y la energía generada por la turbina a gas a instalarse en el marco del Acuerdo Generadores 2014 y las Condiciones Particulares, también incluirá la aplicación de penalidades en caso que no se cumpla la disponibilidad allí comprometida. De ocurrir, los resultados de las operaciones de la Compañía podrían verse afectados, al igual que su condición financiera y su capacidad de repago de las Obligaciones Negociables.

##### ***La Compañía podría no obtener la autorización para comercializar parte de la potencia de la unidad turbo vapor bajo el Programa Energía Plus***

Si bien en la actualidad la totalidad de la potencia de la turbina a vapor de la Planta CTLL está comprometida en el citado Contrato de Abastecimiento 220 celebrado con CAMMESA en virtud de la Adenda al Contrato de Abastecimiento celebrada con dicha compañía por la cual se extendiera el plazo hasta 2021, si, por cualquier motivo, dicho acuerdo se terminara de forma anticipada y no se obtuviera la autorización para comercializar parte de dicha potencia en el marco del Plan Energía Plus, la potencia y energía no comprometida bajo tales regímenes será comercializada en el Mercado Spot. En tal caso se aplicarían los valores entonces vigentes no pudiendo asegurar que los mismos cubran la totalidad de los costos de operación de la unidad o los mantenimientos mayores. Adicionalmente, en caso de conseguir la aprobación para comercializar la potencia y energía asociada del Proyecto CTLL bajo el Plan Energía Plus, no podemos garantizar que los ingresos provenientes de contratos con privados sean los mismos que bajo el Contrato de Abastecimiento 220, pudiendo resultar incluso menores. En tales supuestos los

ingresos de la Compañía y, en consecuencia, la capacidad de repago de las Obligaciones Negociables, podrían verse afectados negativamente.

***CTLL puede ver afectado su aprovisionamiento de gas o el precio del mismo***

CTLL se abastece de gas natural calificado como “Gas Plus” en los términos de la Resolución SE 24/08 y sus modificatorias. La utilización de tales volúmenes de gas requiere la autorización previa de la Secretaría de Energía a fin de que CAMMESA proceda al reconocimiento de los costos correspondientes. Asimismo, el productor de gas debe cumplir los requisitos regulatorios necesarios para mantener la calificación de tales volúmenes como “Gas Plus”.

En caso que el productor no cumpla dichos requisitos o cualquier otra objeción en la operatoria de reconocimiento de los costos asociados a CTLL, podría derivar en que CTLL deba afrontar los pagos frente al productor a los valores acordados con el productor como “Gas Plus” pero le sean reconocidos los costos asociados como gas convencional (sustancialmente inferiores a los primeros), lo que puede afectar negativamente los ingresos de la Compañía y en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

En cuanto al aprovisionamiento de “Gas Plus”, la Resolución 529/14 extendió la centralización de la compra y entrega de gas natural y su transporte en CAMMESA a la provisión de combustibles para las unidades con Contratos de Abastecimiento MEM vigentes, de allí que a partir del término de los contratos de suministro vigentes, el suministro de Gas Plus a CTLL dependería de los volúmenes de gas natural y el transporte que le asigne CAMMESA.

Adicionalmente, cabe señalar que al vencimiento de los contratos de suministro de gas vigentes la Sociedad dejará de percibir el margen del 10 % por la compra de dicho gas, con la consecuente reducción de los ingresos de la Compañía.

***La Planta CTLL se encuentra ubicada en terrenos que han sido históricamente y continúan siendo activamente reclamados por la comunidad mapuche de Neuquén***

Las empresas de la zona donde se encuentra ubicada la Planta CTLL, han sido objeto de manifestaciones de la comunidad mapuche que reclama la propiedad de los terrenos en los cuales se encuentran ubicadas dichas empresas. Asimismo, la construcción de la toma y descarga de agua de la ampliación de la Planta CTLL atraviesa terrenos fiscales, los cuales según la comunidad mapuche no serían fiscales sino de propiedad de dicha comunidad. En ese sentido, se han verificado manifestaciones de la comunidad mapuche que han producido en ciertas oportunidades la momentánea paralización de las obras del Proyecto CTLL.

El 8 de julio de 2008 se presentaron representantes de la comunidad mapuche en las obras de la Planta CTLL reclamando un resarcimiento. Atento esta situación, la Compañía se contactó formalmente con el Contratista bajo el Contrato de Construcción para coordinar los pasos a seguir y, a efectos de resguardar sus derechos bajo dicho Contrato de Construcción, notificó formalmente a dicha Contratista sobre esta situación y su calificación como evento de fuerza mayor bajo el referido contrato. La intrusión de la comunidad en la marcha del Proyecto CTLL obligó a atrasar el inicio de las obras hasta el 25 de septiembre de 2008.

La Compañía, a efectos de resguardar sus derechos y minimizar el impacto de las acciones de la comunidad mapuche, efectuó una presentación judicial, la cual ha sido concluida por un acuerdo celebrado con dicha comunidad mapuche. Bajo dicho acuerdo, la referida comunidad mapuche reconoció el derecho de propiedad de la Compañía sobre el inmueble de 86 hectáreas en el que se encuentra asentada la Planta CTLL y se comprometió a no afectar el acceso y/o alterar las tareas de ampliación así como la normal operación de la misma. La obligación asumida por la comunidad mapuche alcanza a los trabajos y las instalaciones complementarias a llevar a cabo por la Compañía y/o sus contratistas fuera del inmueble en el cual se encuentra instalada la Planta CTLL, entre ellas los mencionados acueductos.

No obstante el acuerdo alcanzado con la comunidad mapuche, la Compañía no puede garantizar que no se producirán nuevas manifestaciones de dicha comunidad en el futuro o que dicha comunidad no incumplirá los compromisos asumidos bajo el acuerdo arriba mencionado, situaciones éstas que podrían afectar el curso normal de la Planta CTLL, la ampliación comprometida en el marco del Acuerdo Generadores 2014 y las Condiciones Particulares y, por consiguiente, la situación económico financiera de la Compañía y sus posibilidades de pago de las Obligaciones Negociables.

#### **Riesgos relacionados con la Fusión con Powerco**

Powerco es una sociedad anónima constituida conforme a las leyes de la República Argentina, obtiene la mayoría de sus ingresos en Argentina y sustancialmente todas sus operaciones, instalaciones y clientes están ubicados en el país. En consecuencia, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de Powerco dependen, en gran medida, de las condiciones macroeconómicas y políticas imperantes en Argentina.

Por lo tanto, los riesgos descriptos en las secciones *“Riesgos relacionados con Argentina”* y *“Riesgos relacionados con el sector energético argentino”* son aplicables a Powerco y a sus actividades.

Para mayor información acerca de la Fusión con Powerco, por favor ver las secciones *“Información sobre la Emisora—Hechos Recientes”* de este Prospecto, y el prospecto de fusión por absorción de fecha 11 de marzo de 2014, el que se encuentra disponible en la página web de la CNV (<http://www.cnv.gob.ar>) en el ítem Información Financiera.

#### ***La Fusión con Powerco no tendrá efectos hasta tanto no obtengan las correspondientes autorizaciones e inscripciones administrativas***

Con fecha 11 de marzo de 2014 se solicitó la conformidad administrativa de la CNV respecto de la Fusión con Powerco y la conformidad administrativa previa de la BCBA. Con fecha 15 de abril de 2014 la CNV remitió el prospecto a la BCBA a fin de su publicación.

Una vez que se celebre el acuerdo definitivo de fusión se procederá a su presentación ante la CNV, la BCBA y los registros públicos de comercio correspondientes a fin de obtener la aprobación y posterior inscripción de la Fusión con Powerco y la disolución sin liquidación de Powerco.

Hasta tanto la Fusión con Powerco no sea inscripta ante los registros públicos de comercio correspondientes, inscripciones que no dependen de la Sociedad, la Fusión con Powerco no tendrá efectos y no será oponible frente a terceros, lo que podría tener consecuencias negativas sobre la Sociedad, sus proyecciones y el resultado de sus operaciones, y en consecuencia, sobre las proyecciones y el resultado de las operaciones de la Sociedad.

#### ***La integración de las operaciones de Powerco con CTLL involucra ciertos riesgos***

Puede que CTLL no obtenga los beneficios esperados de la consolidación operativa con Powerco, y la integración de las operaciones de Powerco con las operaciones de CTLL podrían presentar significativos desafíos. El éxito de la Fusión con Powerco dependerá, en parte, de la capacidad de CTLL para aprovechar las oportunidades de crecimiento esperadas y los ahorros de gastos emergentes de la integración de su negocio con el negocio de Powerco. Si bien CTLL y Powerco pertenecen al mismo grupo económico y el directorio de CTLL ha concluido que resultará beneficioso fusionarse bajo los términos de neutralidad tributaria en una sola sociedad, a fin de optimizar sus recursos simplificando su estructura administrativa y operativa, CTLL espera enfrentar ciertos desafíos al consolidar las funciones e integrar la organización, los procedimientos y las operaciones. El proceso de integración y otros inconvenientes que surjan de la Fusión con Powerco podrían resultar complejos o presentar costos inesperados, o podrían acarrear la pérdida de empleados claves, la reducción de la rentabilidad o trastornos en el negocio actual de la Compañía que podrían afectar en forma adversa la capacidad de CTLL de mantener las relaciones con sus clientes, los proveedores, empleados y otras personas con las que tiene trato comercial, o para alcanzar los beneficios esperados de la Fusión con Powerco o para

administrar el negocio de Powerco en los niveles de rentabilidad equivalentes a los existentes antes de la Fusión con Powerco.

La falta de una integración exitosa de las operaciones de Powerco con las de CTLL podría restringir el crecimiento del Grupo y afectar en forma adversa sus operaciones y sus resultados.

#### **Riesgos relacionados con CTG**

##### ***La competencia en el uso del sistema de transmisión de energía eléctrica podría afectar los resultados de las operaciones de CTG***

Las empresas generadoras de energía están conectadas a las líneas de transmisión de electricidad que pasan por sus centrales. El marco regulatorio vigente establece como principio el de libre acceso a las instalaciones de transporte. Sin perjuicio de ello, aquellos que pretendan acceder a la capacidad de transporte deberán hacerlo de acuerdo a lo establecido en el “Reglamento de conexión y uso del sistema de transporte de energía eléctrica” establecido por la Resolución SE 137/92. Por razones de estabilidad y capacidad del sistema interconectado, existen limitaciones para la transmisión de la capacidad total de generación eléctrica en la zona NOA Centro, por lo que el despacho de las sociedades generadoras que operan en dicha área, incluyendo a CTG, podría verse restringido debido a la limitada capacidad de transporte disponible. Adicionalmente, CTG no puede asegurar que nuevas generadoras no se conecten a las mismas líneas de transmisión a las que actualmente se encuentra conectada CTG, lo cual podría derivar en limitaciones adicionales a su despacho de energía eléctrica. Consecuentemente, los resultados de las operaciones de las compañías de CTG podrían verse afectados, al igual que su condición financiera y en consecuencia la capacidad de la Compañía de repago de las Obligaciones Negociables.

##### ***La utilización de nueva tecnología en la generación de energía, podría requerir actualizaciones y/o dejar fuera de servicio a ciertas unidades de generación afectando adversamente los ingresos y resultados de CTG***

En septiembre de 2008 inició su operación comercial la turbina LMS 100, una turbina de generación a gas de última tecnología adquirida a GE Package Power Inc. No obstante, esta tecnología no ha sido suficientemente probada y ha requerido y podría requerir en el futuro modificaciones y/o actualizaciones para su correcto funcionamiento, las que podrían dejar fuera de servicio a dicha turbina. En el caso de que esto último ocurra, se verían afectados de modo adverso los ingresos de CTG al no poder comercializar su producción en el marco del Plan Energía Plus, lo cual también provocaría un impacto negativo a los negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía, y, consecuentemente, en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

#### **Riesgos relacionados con la Fusión de CTG**

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

Por lo tanto, los riesgos descriptos en las secciones “*Riesgos relacionados con Argentina*” y “*Riesgos relacionados con el sector energético argentino*” son aplicables a EGSSA y EGSSA Holding, y los riesgos descriptos en la sección “*Riesgos relacionados con la industria de generación de energía y electricidad en Argentina*” son aplicables a EGSSA y a sus actividades.

Para mayor información acerca de la Fusión de CTG, por favor ver las secciones “*Información sobre la Emisora— Central Térmica Güemes—Hechos Recientes*” de este Prospecto, y el prospecto de fusión por absorción de fecha 5 de noviembre de 2013, el que se encuentra disponible en la página web de la CNV (<http://www.cnv.gob.ar>) en el ítem Información Financiera.

***La Fusión de CTG no tendrá efectos hasta tanto no obtenga las correspondientes inscripciones administrativas***

Con fecha 6 de noviembre de 2013 se solicitó la conformidad administrativa de la CNV respecto de la Fusión de CTG y la conformidad administrativa previa de la BCBA. Con fecha 9 de diciembre de 2013 la CNV remitió el prospecto a la BCBA a fin de su publicación. Asimismo, como consecuencia de la Fusión de CTG, ésta solicitará su ingreso al régimen de oferta pública de sus acciones. Una vez aprobado el prospecto de ingreso al régimen de oferta pública de acciones de CTG, las acciones de CTG quedarán sometidas al régimen de oferta pública y cotización de acciones, de conformidad con lo establecido en la Ley de Mercado de Capitales.

Con fecha 13 de febrero de 2014 se celebró el acuerdo definitivo de fusión y con fecha 17 y 19 de marzo de 2014 se realizaron las presentaciones ante la CNV, la BCBA y los registros públicos de comercio correspondientes a fin de obtener la aprobación y posterior inscripción de la Fusión de CTG y la disolución sin liquidación de EGSSA y de EGSSA Holding.

Hasta tanto la Fusión de CTG no sea inscripta ante los registros públicos de comercio correspondientes, inscripciones que no dependen de CTG, la Fusión de CTG no tendrá efectos y no será oponible frente a terceros, lo que podría tener consecuencias negativas sobre la Sociedad, sus proyecciones y el resultado de sus operaciones, y en consecuencia, sobre las proyecciones y el resultado de las operaciones de la Sociedad.

***La integración de las operaciones de EGSSA Holding y de EGSSA con CTG involucra ciertos riesgos***

Puede que CTG no obtenga los beneficios esperados de la consolidación operativa con EGSSA y EGSSA Holding, y la integración de las operaciones de EGSSA con las operaciones de CTG podrían presentar significativos desafíos. El éxito de la Fusión de CTG dependerá, en parte, de la capacidad de CTG para aprovechar las oportunidades de crecimiento esperadas y los ahorros de gastos emergentes de la integración de su negocio con el negocio de EGSSA. Si bien CTG, EGSSA y EGSSA Holding pertenecen al mismo grupo económico y el directorio de CTG ha concluido que resultará beneficioso fusionarse bajo los términos de neutralidad tributaria en una sola sociedad, a fin de optimizar sus recursos simplificando su estructura administrativa y operativa, CTG espera enfrentar ciertos desafíos al consolidar las funciones e integrar la organización, los procedimientos y las operaciones. El proceso de integración y otros inconvenientes que surjan de la Fusión de CTG podrían resultar complejos o presentar costos inesperados, o podrían acarrear la pérdida de empleados claves, la reducción de la rentabilidad o trastornos en el negocio actual de la Compañía que podrían afectar en forma adversa la capacidad de CTG de mantener las relaciones con sus clientes, los proveedores, empleados y otras personas con las que tiene trato comercial, o para alcanzar los beneficios esperados de la Fusión de CTG o para administrar el negocio de EGSSA en los niveles de rentabilidad equivalentes a los existentes antes de la Fusión de CTG.

La falta de una integración exitosa de las operaciones de EGSSA con las de CTG podría restringir el crecimiento del Grupo y afectar en forma adversa sus operaciones y sus resultados.

***Contrato de Abastecimiento MEM en el marco de la Resolución 220/2007 celebrado por EGSSA***

La potencia y energía generada en la planta de EGSSA se encuentra comercializada a favor de CAMMESA a través de un contrato de abastecimiento MEM en el marco de la Resolución 220/2007 (el "Contrato 220 de EGSSA"). Bajo el Contrato 220 de EGSSA, ésta debe contar con el combustible necesario para respaldar sus compromisos y alcanzar una disponibilidad mínima (de lo contrario estará sujeta a penalidades). La falta de combustible o de transporte, o fallas en el sistema de transporte o fallas o siniestros durante la operación de la central, podrían causar que no se alcance la disponibilidad mínima comprometida y por tanto EGSSA podría ser objeto de penalidades que afectarían negativamente sus resultados.

EGSSA, para el respaldo del Contrato 220 de EGSSA, adquiere Gas Plus de Petrolera Pampa S.A. El reconocimiento de los costos asociados a tales adquisiciones debe ser expresamente reconocido por la

Secretaría de Energía, en consecuencia, en caso que EGSSA no logre obtener el reconocimiento de tales costos por la Secretaría de Energía y su posterior pago de parte de CAMMESA, podría afectar negativamente los resultados de la Sociedad al tener que hacer frente a costos no reconocidos o, aunque reconocidos, abonados fuera del plazo acordado entre las partes con el consiguiente costo financiero asociado.

Por otra parte, dicho contrato prevé penalidades a cargo de EGSSA en caso de no cumplir con las obligaciones de disponibilidad pactadas. La penalización por indisponibilidad será calculada por cada MW de potencia efectivamente indisponible y por cada hora de indisponibilidad ponderado por un multiplicador que depende de si la Central CTP es convocada al despacho o no. Si es convocada y hay restricciones a la demanda que pueden ser evitadas total o parcialmente por el despacho de la Central CTP el multiplicador sería de 10, si es convocada y no hay restricciones a la demanda de 2 y si no es convocada es igual a 1. No se tendrán en cuenta los mantenimientos de las unidades de generación.

La indisponibilidad de las unidades que componen la central por falta de combustibles, o por salida forzada propia es responsabilidad de EGSSA, correspondiendo por lo tanto la aplicación de las penalidades correspondientes.

La Compañía no puede asegurar que dicho contrato pueda ser cumplido todos los meses. De no suceder, los resultados de las operaciones de la Compañía podrían verse afectados.

#### **Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables**

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

A la fecha del presente Prospecto, no existe un mercado público activo de valores negociables representativos de deuda emitidos por la Sociedad, y no puede garantizarse que se podrá desarrollar o mantener un mercado activo para las Obligaciones Negociables una vez efectuada la oferta de las mismas bajo el Programa. Tampoco puede asegurarse que los futuros precios de negociación de las Obligaciones Negociables no serán inferiores al precio al que fueron inicialmente ofrecidas al público, ya sea por motivos inherentes a la Compañía o por factores totalmente ajenos a la misma. Asimismo, la liquidez y el mercado de las Obligaciones Negociables pueden verse afectados por las variaciones en la tasa de interés y por el decaimiento y la volatilidad de los mercados para títulos valores similares, así como también por cualquier modificación en la liquidez, la situación patrimonial, económica, financiera y/o de otro tipo, la solvencia, los resultados, las operaciones y/o los negocios de CTLL, la capacidad de CTLL de cumplir con sus obligaciones en general y/o con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables en particular.

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

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

##### ***Las Obligaciones Negociables estarán subordinadas efectivamente al pago a los acreedores privilegiados***

Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las Obligaciones Negociables tendrán, al menos, igual prioridad de pago que toda la deuda no garantizada y no subordinada de la Emisora, existente y futura, salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley, incluidos, entre otros, los

acreedores fiscales y laborales de la Compañía y los acreedores garantizados, respecto de los fondos provenientes de los activos que constituyen la garantía de dichos acreedores.

Si así se especificara en el respectivo Suplemento, la Compañía también podrá emitir Obligaciones Negociables subordinadas. En ese caso, además de la prioridad otorgada a ciertos acreedores según se explicara en el párrafo precedente, las Obligaciones Negociables subordinadas también estarán sujetas en todo momento al pago de cierta deuda no garantizada y no subordinada de la Emisora, según se detalle en el Suplemento aplicable.

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

En caso que la Compañía se encontrare sujeta a concurso preventivo, acuerdo preventivo extrajudicial, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables emitidas bajo cualquier Clase y/o Serie, estarán sujetos a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras, Ley N° 24.522 y sus modificatorias (la “Ley de Concursos y Quiebras”), y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales y, consecuentemente, algunas disposiciones de las Obligaciones Negociables no se aplicarán.

La normativa de la Ley de Concursos y Quiebras establece un procedimiento de votación diferencial al de los restantes acreedores quirografarios a los efectos del cómputo de las dobles mayorías requeridas por la Ley de Concursos y Quiebras, las cuales exigen mayoría absoluta de acreedores que representen 2/3 partes del capital quirografario. Conforme este sistema diferencial, el poder de negociación de los titulares de las Obligaciones Negociables puede ser significativamente menor al de los demás acreedores de la Compañía.

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

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

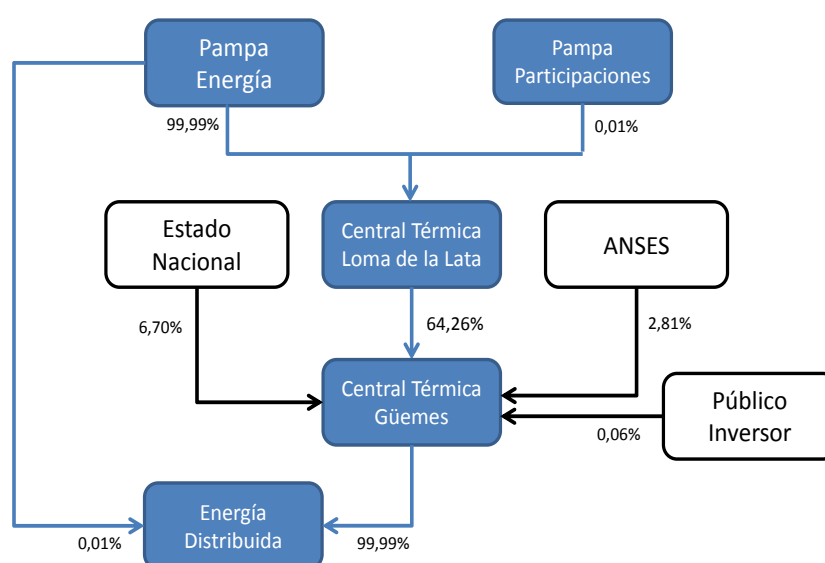


La consecuencia del régimen de obtención de mayorías antes descrito y de los precedentes judiciales mencionados hace que, en caso que la Compañía entre en un proceso concursal o de reestructuración de sus pasivos, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables con relación al de los restantes acreedores financieros y comerciales pueda verse disminuido.

## INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

CTLL es una compañía de capital cerrado cuyas acciones no se encuentran listadas en ninguna bolsa ni mercado de Argentina ni del extranjero, siendo una subsidiaria de Pampa Energía S.A. (“Pampa Energía” o “PESA” indistintamente) quien es titular del 99,99% de las acciones de la Compañía. CTLL es accionista de CTG. A su vez, CTG se encuentra llevando a cabo un proceso de fusión con EGSSA, propietaria de la Central Térmica Piquirenda y EGSSA Holding. En conjunto, el Grupo cuenta con 928,9 MW de capacidad instalada.

El siguiente cuadro detalla la parte relevante de la estructura societaria actual del grupo que integra la Compañía.



A continuación se detalla un cuadro resumen de las principales características operativas y comerciales del Grupo.

	CTLL	CTG	CTP
<b>Capacidad instalada (MW)</b>	<b>537,5</b>	<b>361</b>	<b>30,4</b>
<b>Combustible</b>			
<i>Gas</i>	✓	✓	✓
<i>Gas Plus</i>	✓		✓
<b>Mercado</b>			
<i>Spot</i>	✓	✓	✓
<i>Energía Plus</i>	✓ <sup>1</sup>	✓ <sup>2</sup>	
<i>Contratos de Abastecimiento al MEM (Resolución 220/2007)</i>	✓ <sup>1</sup>		✓ <sup>3</sup>
<i>Mercado a Término<sup>4</sup></i>	✓	✓	

<sup>1</sup> Capacidad disponible de ser contratada: 162,5 MW.

<sup>2</sup> Capacidad disponible de ser contratada: 100 MW.

<sup>3</sup> Capacidad disponible de ser contratada: 30,4 MW.

<sup>4</sup> Con las salvedades que se detallan en el presente respecto a las modificaciones incorporadas por la Resolución 95/2013.

\* Todas las compañías podrían celebrar Contratos de Compromiso de Abastecimiento (según se define más adelante).

### **Ventajas Competitivas del Grupo**

Se considera que las principales ventajas competitivas del Grupo son las siguientes:

- *Ubicación estratégica:*
  - *Loma de la Lata posee bajos costos de transporte de gas.* La Central CTLL (según se define más adelante) es adyacente al yacimiento de gas que lleva el mismo nombre, el más importante de Argentina a nivel de producción de gas y que es operado por YPF. Su ubicación estratégica le da a Loma de la Lata una gran ventaja competitiva sobre sus competidores, debido a su conexión directa con la cuenca de gas a través de su propio gasoducto. Por ende, prácticamente no tiene que incurrir en costos de transporte (en su defecto, costos reducidos), a la vez que se beneficia por no tener restricciones o interrupciones en el transporte, a diferencia de las plantas situadas lejos de las cuencas de producción de gas dado que tiene la posibilidad de realizar Swaps de gas con el yacimiento Loma la Lata al cual se encuentra conectado directamente. Adicionalmente el sistema de gas no se ve requerido del uso de capacidad de transporte que en determinados períodos es utilizado para satisfacer demandas de otros consumidores de gas con prioridad, como consumidores residenciales y comerciales.
  - *Cercanía a Bolivia de CTG.* La Central CTG (según se define más adelante) ocupa un lugar de gran importancia en el área NOA-Norte, en lo referente a la garantía de calidad del sistema eléctrico (frecuencia y tensión) en la zona; posee una buena ubicación por la proximidad a Bolivia (país productor de gas), lo que le da una ventaja adicional.
  - *Interconexión eléctrica.* Loma de la Lata y CTG se encuentran conectadas mediante líneas de alta tensión al SADI.
- *Venta a precios competitivos y Mercado Diversificado.* El Grupo obtiene sus ingresos principalmente de las ventas de energía y potencia. Estas ventas pueden darse en diversos mercados: Mercado Spot (bajo la Resolución 529/2014), Mercado a Término (con las salvedades que se detallan en el presente respecto a las modificaciones incorporadas por la Resolución 95/2013), ventas bajo el régimen de Energía Plus y a través de Contratos de Abastecimiento al MEM. Como estrategia para aprovechar al máximo el marco regulatorio y reducir riesgos relacionados, el Grupo cuenta con ventas en todos los mercados mencionados anteriormente.

La potencia y energía asociada correspondiente al Proyecto CTLL (según se define más adelante) puede ser vendida en el marco del Plan Energía Plus (aún está en trámite la autorización necesaria) y a través de Contratos de Abastecimiento al MEM. En lo que refiere a la potencia y energía asociada proveniente de la generación de la nueva unidad GUEM TG 01 de CTG, esta puede ser vendida en el marco del Plan de Energía Plus. Esto le permite al Grupo que los precios de la energía comercializada bajo estos regímenes sean negociados libremente entre las partes con aprobación de la SE, dando lugar a precios considerablemente mayores que los fijados por el Mercado Spot. A su vez le imprime mayor previsibilidad a los ingresos futuros del Grupo y diversifica la cartera de clientes.

- *Mayor eficiencia.* El Proyecto CTLL aumentó la eficiencia de la Planta CTLL en alrededor de un 50%, debido que se genera aproximadamente un 50% más de energía sin ser necesario ningún suministro de gas adicional. Con el cierre del ciclo, la Compañía se convirtió en uno de los generadores termoeléctricos más eficientes de Argentina. En la medida que se sigan manteniendo las pautas para el cálculo del CVP de la Compañía actualmente vigentes, ésta contará con mayor prioridad de despacho respecto de otros generadores, en vista de que las plantas con menores costos de producción son las primeras en ser despachadas. Por otra parte, Güemes amplió su capacidad de generación instalando en el año 2008 la turbina GÜEM TG 01. Este equipamiento, al tratarse de tecnología de última generación, posee alta eficiencia (43%).
- *Combustibles diversificados.* En los últimos años, la demanda de energía en general y la de gas en particular aumentó más rápido que la oferta. En el caso particular del gas, debido principalmente a diversas regulaciones, el mercado se encuentra en una situación en la que la oferta de gas existente no alcanza para abastecer la totalidad de la demanda, siendo abastecida primero la demanda considerada prioritaria (residencial y comercial pequeña). Esto ha ocasionado faltantes de gas para las generadoras eléctricas. En este aspecto, el Grupo cuenta con una ventaja comparativa ya que celebró un acuerdo de abastecimiento de gas calificado como Gas Plus. Adicionalmente, el Grupo está aprovechando los cambios en el marco regulatorio y la ubicación geográfica de sus centrales para poder asegurarse razonablemente la provisión de gas.
- *Contrato de Largo Plazo.* En el marco de un convenio marco celebrado con la SE, CTLL ha firmado un Contrato de Abastecimiento 220 con CAMMESA en octubre 2009, el cual permite a CTLL vender por lo menos el 50% de la potencia adicional resultante del Proyecto CTLL en el MEM, a un precio por potencia suministrada de U.S. \$33.383/MW por mes y por energía suministrada de U.S. \$4/MWh. Dicho Contrato de Abastecimiento 220 tiene un plazo de vigencia de diez años e imprime mayor previsibilidad a los ingresos futuros del Grupo. A su vez los cobros bajo este contrato poseen la misma prioridad de cobro que los CVP de las centrales eléctricas del país dándoles así mayor certeza. Con fecha 15 de diciembre de 2010, CTLL firmó la Adenda al Contrato de Abastecimiento en virtud de la cual Loma de la Lata podrá vender a CAMMESA la totalidad de la potencia y la energía asociada generada por el Proyecto CTLL que no haya sido comercializada bajo contratos de Energía Plus con particulares. Con fecha 27 de octubre de 2014, en el marco de las Condiciones Particulares para la ampliación de la Planta CTLL, se obtuvo la prórroga de la vigencia de la Adenda al Contrato de Abastecimiento de la Sociedad hasta la finalización, en el año 2021, del Contrato de Abastecimiento 220, por lo que CTLL podrá vender la totalidad de la potencia y energía bajo el Contrato de Abastecimiento 220. Adicionalmente, CTP firmó un contrato similar con CAMMESA en julio de 2011 por un plazo de 10 años, con un precio de potencia suministrada en US\$18.000/mes y un cargo variable de 10 US\$/MWh.
- *Gas Plus.* El Grupo ha obtenido autorización de la SE para la utilización de gas natural producido en el marco del Programa Gas Plus en la Planta CTLL y en la Planta CTP (lo cual mejoraría las posibilidades del Grupo de obtener suministros de dicho combustible). A su vez, CTLL no sólo percibe de CAMMESA los montos asociados a dicho combustible como reconocimiento de tales costos, sino que también percibe un margen del 10% sobre el mismo. Tanto el costo del combustible como el margen antes mencionado poseen la misma prioridad de cobro que los CVP de las centrales eléctricas del país dando mayor certeza de cobro. Para mayor información sugerimos ver la sección “Factores de Riesgo—CTLL puede ver afectado su aprovisionamiento de gas o el precio del mismo”.
- *Pampa Energía.* El Grupo forma parte de Pampa Energía, empresa líder en el sector energético de la Argentina con presencia en empresas de distribución, transmisión,

generación, y comercialización de electricidad, así como en producción y comercialización de hidrocarburos. Dicha presencia estratégica da espacio a importantes sinergias. Por ejemplo Petrolera Pampa S.A., empresa del grupo focalizada en el desarrollo de reservas de gas y petróleo, es uno de los proveedores de gas de CTLL.

- *Experiencia y trayectoria de la gerencia.* La gerencia responsable por la operación y el mantenimiento de los activos del Grupo no ha cambiado a pesar de las adquisiciones. Contamos con un equipo gerencial y administrativo con trayectoria y experiencia tanto en el Grupo como en la industria.

## **Hechos recientes**

### ***Proyectos de nueva generación. Acuerdo para el Incremento de la Disponibilidad de Generación Térmica 2014.***

Durante el 2014, el Gobierno Nacional propuso a los generadores la firma del Acuerdo 2014". Pampa Energía suscribió dicho acuerdo. Posteriormente, CTLL, CTG, EGSSA (en proceso de fusión con CTG), CPB, HIDISA e HINISA suscribieron las Condiciones Particulares mediante las cuales se establecieron las condiciones de detalle para ampliar la capacidad instalada en la Central Térmica Loma de la Lata incorporando 115 MW de potencia mediante la instalación de dos motores y una turbina a gas de alta eficiencia (el "Proyecto").

La financiación del Proyecto se efectuará mediante la utilización de (i) las Acreencias y; ii) capital propio de CTLL.

A fin de garantizar que los fondos equivalentes a las Acreencias se destinen a la ejecución del Proyecto, éstos serán transferidos a un fondo que constituirá CMMESA por instrucción de la SE.

La SE instruirá a CMMESA a incluir en las transacciones económicas del MEM la remuneración que corresponda reconocer para esta nueva generación. En tal sentido se estableció que la remuneración de la potencia equivalente al porcentaje que representan los montos de las Acreencias destinadas por las Generadoras al Proyecto en relación al total de los fondos destinados al Proyecto será remunerado de conformidad con lo establecido en la Res. SE N° 95/13 y sus modificatorias. A su vez, la remuneración de la potencia equivalente al porcentaje que representan los aportes propios de la Sociedad adicionales a las Acreencias, en relación al total de los fondos destinados al Proyecto, será remunerado a través de un Contrato de Abastecimiento MEM Res. SE N° 220/07.

Las Condiciones Particulares incluyen, entre los aspectos más relevantes:

- La suscripción de un Convenio de Financiamiento y Cesión de Créditos en Garantía con CMMESA que permita financiar las obras del Proyecto (el "Financiamiento"). El financiamiento será cancelado, a opción de la Sociedad, a través de un pago en efectivo o mediante la compensación con las Acreencias.
- La inclusión de LVFVD comprometidas por las Generadoras en el proyecto de Cierre del CC de la Sociedad y en el proyecto de CTP que a la fecha se encuentran pendientes de pago (en adelante "LVFVD Pendientes") como capital propio de la Sociedad a los efectos de determinar la potencia a remunerar bajo la modalidad de Contrato Abastecimiento MEM Res. SE N° 220/07.
- Celebrar una Adenda al Contrato Abastecimiento MEM de CTP a fin de excluir la segunda etapa del proyecto que involucraba a dicha central en el marco del Acuerdo 2008-2011.
- Suspender las acciones judiciales por un plazo de 6 meses renovable automáticamente, interpuestas a fin de perseguir el cobro de LVFVD Pendientes. Una vez que se hayan cancelado en su totalidad se desistirán dichas acciones.

En función de los compromisos asumidos en el Acuerdo 2014 y dado que el Financiamiento será garantizado con las Acreencias propias y de otras sociedades relacionadas, previéndose además su eventual cancelación, a opción de la Sociedad, a través de un pago en efectivo o mediante su compensación con Acreencias, con fecha 26 de noviembre de 2014, la Sociedad celebró con CPB, CTG, HINISA e HIDISA distintas Adendas al Convenio de Cesión de Créditos 2010 y nuevos Convenios de Cesión de Créditos. En todos los casos, la cesión de los créditos estará condicionada a la efectiva cancelación del Financiamiento entre CTLL y CAMMESA, al cabo de lo cual CTLL cancelará los saldos con las contrapartes, bajo los términos y condiciones de cada acuerdo particular. A continuación se resumen las características principales de los convenios de cesión:

(i) **Acreencias de CTG y CPB 2012-2015 (Respecto de CPB desde junio 2011 a 2015)**. Prevé la cesión de las LVFVD emitidas y a emitirse a favor de CTG y CPB por aplicación de la Res. SE N° 406/03 por el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2015 (“Acreencias Res. SE N° 406/03”), así como las LVFVD emitidas y a emitirse en concepto de Remuneración Adicional con destino al Fideicomiso en los términos de la Res. SE N° 95/13, N° 529/14 y sus modificatorias devengadas desde su adhesión al régimen contemplado en la Res. SE N° 95/13 y hasta el 31 de diciembre de 2015, con más sus intereses (“Acreencias Fideicomiso Res. SE N° 95/13”). Efectuado el pago por CAMMESA, dentro de los 10 días hábiles siguientes, CTLL deberá abonar, a dichas compañías el equivalente al 40% neto de retenciones de IVA y ganancias, si las hubiere, de las Acreencias.

(ii) **Acreencias de HINISA e HIDISA 2012-2015**. Prevé la cesión de las Acreencias Res. SE N° 406/03 y Fideicomiso Res. SE N° 95/13. A partir de la habilitación comercial del Proyecto (sólo respecto de la instalación de los dos motores) y por un plazo de 15 años CTLL deberá abonarle, en forma trimestral, a HINISA e HIDISA como precio total, único y definitivo, el resultado en pesos del flujo de fondos resultante de la operación del Proyecto (sólo respecto de la instalación de los dos motores) equivalente al porcentaje que representan las Acreencias cedidas por HINISA e HIDISA para la ejecución del Proyecto (sólo respecto de la instalación de los dos motores) en relación al total de los fondos invertidos en dicho Proyecto. La cesión se perfeccionará una vez canceladas las Acreencias por CAMMESA, en consecuencia los pagos desde la habilitación comercial del Proyecto (sólo respecto de la instalación de los dos motores) hasta el cumplimiento de dicha condición se considerarán pagos a cuenta. En caso que no se perfeccione la cesión, HINISA e HIDISA deberán reintegrar los pagos a cuenta a CTLL dentro de los 30 días hábiles de vencido el plazo en el que debía ocurrir la cancelación del Financiamiento, pudiendo aplicar, a tales efectos, la efectiva cesión de las Acreencias valorizadas al 50% de su valor nominal con más los intereses aplicables que sean reconocidos por CAMMESA.

(iii) **Acreencias de CTG 2008-2011**. Se suscribió una adenda al Convenio de Cesión de Créditos 2010 con CTG a fin de incluir bajo dicho esquema de cesión las Acreencias Res. SE 406/03 devengadas durante el año 2011 y contemplar su aplicación al Proyecto, prorrogándose la vigencia del Convenio hasta el 31 de diciembre de 2019. Las restantes cláusulas y condiciones del Convenio se mantendrán vigentes.

(iv) **Acreencias de HINISA e HIDISA 2008-2011**. Prevé modificar el Convenio de Cesión de Créditos 2010 a fin de contemplar su aplicación al Proyecto (sólo respecto de la turbina a gas de alta eficiencia) dentro del plazo de 12 meses, a partir del cual HINISA e HIDISA podrán disponer nuevamente de las LVFVD cedidas que no hubieren sido aplicadas. Las restantes cláusulas y condiciones del Convenio se mantendrán vigentes.

Con fecha 1 de diciembre de 2014, la Sociedad firmó con CAMMESA el Convenio de Financiamiento y Cesión de Créditos en Garantía a fin de obtener el financiamiento del Proyecto en el marco del Acuerdo 2014 y las Condiciones Particulares.

Con fecha 3 de diciembre de 2014, la Sociedad celebró un contrato de suministro de equipamiento y un contrato para la construcción de una nueva planta de generación eléctrica bajo la modalidad llave en mano, para instalar una TG de alta eficiencia de 100 MW.

## **CENTRAL TÉRMICA LOMA DE LA LATA S.A.**

### **General**

La Emisora es una compañía de capital cerrado que no cotiza en ninguna bolsa de Argentina ni del extranjero, siendo una subsidiaria de Pampa Energía, quien es titular del 99,9995% de las acciones de la Compañía. El porcentaje restante del paquete accionario es de titularidad de Pampa Participaciones S.A. ("Pampa Participaciones"), una subsidiaria de Pampa Energía, constituida el 24 de octubre de 2005 e inscrita en el Registro Público de Comercio el 26 de octubre de 2005, bajo el número de registro 13046, Tomo 29 de Sociedades Anónimas y opera bajo las leyes de la República Argentina.

La Emisora es una compañía dedicada principalmente a la generación de energía, y su principal activo es la Central CTLL, una planta de generación termoeléctrica a ciclo combinado ubicada en la provincia de Neuquén, con una capacidad instalada neta de aproximadamente 537,5 MW. La generación proveniente de las turbinas a gas puede venderse en el Mercado Spot, en el MAT (con las salvedades expuestas respecto a la sanción de la Resolución 95/2013) y/o a través de Contratos de Compromiso de Abastecimiento. Por otra parte, la electricidad proveniente de la generación de la turbina a vapor puede también venderse en el marco del Plan Energía Plus (una vez que se obtenga la autorización de la SE) y a través de Contratos de Abastecimiento firmados con CAMMESA en el marco de la Resolución 220/2007. La Central CTLL está conectada al SADI a través de líneas de alta tensión de 500 KV. El Proyecto CTLL entró en operación comercial el 1 del mes de noviembre de 2011.

La Central CTLL se encuentra ubicada en un sitio adyacente al yacimiento de gas más grande de Argentina, que lleva el mismo nombre. Este yacimiento de gas es en un 100% propiedad de YPF, una de las compañías de petróleo y gas más importantes de Argentina en términos de reservas, producción y ventas de hidrocarburos. Este yacimiento de gas es el mayor yacimiento en operación en América Latina, entregando actualmente aproximadamente 17.000 Dam<sup>3</sup>/día que deben sumarse a aportes de otros yacimientos de dicha empresa y otros productores, que acumulan un volumen de producción diario de varias decenas de miles de Dam<sup>3</sup>/día. Adicionalmente, dicha localización es cabecera de dos gasoductos troncales a los que inyectan gas otros muy importantes gasoductos de la Cuenca Neuquina, la principal cuenca productora de gas natural en la Argentina. Se estima que el consumo de gas máximo de la Central CTLL es de aproximadamente 2.700 Dam<sup>3</sup>/día. Dicha ubicación privilegiada, le permite realizar contratos de suministro en condiciones muy competitivas en lo referente a precio, calidad, volumen y seguridad de abastecimiento en cualquier época del año.

### **Antecedentes**

La Compañía fue creada por escritura pública de fecha 4 de enero de 2007, inscrita en el Registro Público de Comercio el 12 de enero de 2007 bajo el número 786, Tomo 34 de Sociedades Anónimas, e inicialmente fue denominada "*Pampa Energía S.A.*" y su objeto social original consistía únicamente en la realización de actividades de financiación o inversión. Posteriormente, el 28 de febrero de 2007, el objeto social de la Compañía fue modificado a fin de incluir la operación o explotación de centrales energéticas para la generación, producción y comercialización de electricidad.

La Planta CTLL era propiedad de Central Puerto S.A. ("Central Puerto"). El 4 de diciembre de 2006, Central Puerto acordó vender a Pampa Energía, por un precio de venta total de U.S. \$60 millones el inmueble (incluyendo la Planta CTLL), los bienes de uso y demás activos que comprenden Loma de la Lata, incluido el gasoducto que conecta el yacimiento homónimo con la Planta CTLL, y transferir también los contratos de trabajo del personal de Central Puerto asignados al manejo, operación y mantenimiento de los activos que forman Loma de la Lata. Posteriormente, Pampa Energía cedió los contratos celebrados con Central Puerto a la Compañía. El cierre de la operación de compraventa tuvo lugar en mayo de 2007 y la Compañía comenzó sus operaciones de comercialización de electricidad el 17 de mayo de 2007.

El 11 de febrero de 2008 la Asamblea Extraordinaria de Accionistas de la Compañía resolvió en forma unánime cambiar la razón social de la Compañía por la de "*Central Térmica Loma de la Lata S.A.*" y modificar los estatutos en consecuencia. Con fecha 6 de agosto de 2008 ha sido realizada la inscripción de la mencionada modificación en el Registro Público de Comercio.

Al día de la fecha los accionistas de CTLL son Pampa Energía y Pampa Participaciones, quienes poseen respectivamente el 99,99% y el 0,01%.

### Características técnicas

La Central CTLL cuenta con cuatro turbinas: tres turbinas idénticas (en cuanto a tecnología y equipos), cada una de ellas de 125 MW alimentada a gas natural, y una turbina a vapor de 162,5 MW:

Unidad	Capacidad Nominal Bruta (MW)	Combustible	Año de Puesta en Marcha
Unidad 1	125,0	Gas	1994
Unidad 2	125,0	Gas	1994
Unidad 3	125,0	Gas	1994
Unidad 4	162,5	-	2011
<b>TOTAL</b>	<b>537,5</b>		

Las unidades 1, 2 y 3 poseen una eficiencia del 32,4% y con el cierre del Proyecto CTLL (tal como se define más adelante) toda la Planta CTLL pasó a tener una eficiencia de alrededor del 50%. Las unidades 1, 2 y 3 son turbinas a gas y, en conjunto con la unidad 4 que es una turbina a vapor, constituyen un ciclo combinado.

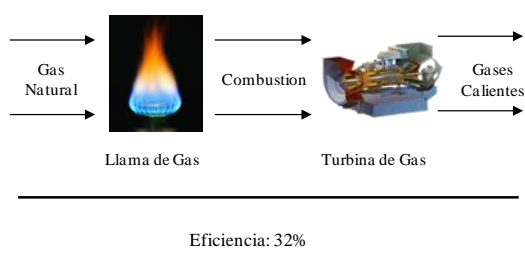
### Proyecto de Transformación de la Planta CTLL a una Unidad de Generación de Sistema de Ciclo Combinado

#### Generalidades

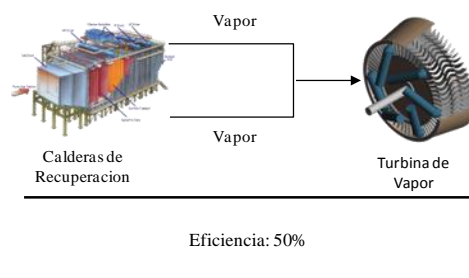
El 1 de noviembre de 2011 se habilitó comercialmente el Proyecto CTLL, el cual consistió en la ampliación de la capacidad de generación de Loma de la Lata en aproximadamente 162,5 MW mediante la conversión de la Planta CTLL en una unidad de generación de sistema de ciclo combinado. El Proyecto CTLL aumentó la capacidad de Loma de la Lata en aproximadamente un 50%, sin la necesidad de consumo adicional de gas, resultando así en una mayor eficiencia.

Los siguientes gráficos ilustran el generador de ciclo abierto y el generador del sistema de ciclo combinado:

#### Generación de ciclo abierto



#### Generación de ciclo combinado



Para la ampliación de la Planta CTLL, la Compañía ha celebrado los Contratos del Proyecto CTLL.

La generación proveniente del Proyecto CTLL puede venderse en el marco del Plan Energía Plus (en caso que se obtengan las autorizaciones pertinentes) y a través de contratos de abastecimiento en virtud de la Resolución 220/2007. Para mayor información, véase "Resumen – Central Térmica Loma de la Lata" en el presente Prospecto.



Para una descripción más detallada del funcionamiento del MEM, el Mercado Spot, el MAT, el procedimiento de determinación del precio de la energía eléctrica bajo dicho mercado y sus diferencias con los contratos de abastecimiento y el Plan Energía Plus, véase “La Industria Eléctrica en la Argentina y su Regulación” en el presente Prospecto.

### **Contratos del Proyecto CTLL**

El 6 de septiembre de 2007 la Compañía firmó (i) un contrato de construcción llave en mano (con sus modificaciones, el “Contrato de Construcción”) identificado como el Contrato para la Ejecución de la Obra en la Modalidad Llave en Mano de la Conversión a Ciclo Combinado de la Planta de Loma de la Lata (la “Obra”) con Isolux Corsan Argentina S.A. (“Isolux Corsan”), Tecna Estudios y Proyectos de Ingeniería S.A. (“Tecna”), Unión Transitoria de Empresas (en forma conjunta, el “Constructor” o “Contratista”), y (ii) un contrato de provisión de materiales, equipos y repuestos desde el exterior en relación con el Proyecto CTLL identificado como el Contrato de Provisión de Materiales, Equipos y Repuestos desde el Exterior de la República Argentina necesarios para la Ejecución de la Obra de Ampliación a Ciclo Combinado de la Planta Loma de la Lata (con sus modificaciones periódicas, el “Contrato de Provisión” y junto con el Contrato de Construcción, los “Contratos del Proyecto CTLL” o los “Contratos Llave en Mano CTLL”, de manera indistinta) con Isolux Ingeniería S.A. y Tecna Proyectos y Operaciones S.A., Unión Temporal de Empresas, Ley Nº 18/1.982 (el “Proveedor” y junto con el Constructor, las “Partes del Proyecto”).

Los Contratos del Proyecto CTLL incluyeron principalmente la provisión e instalación de los siguientes elementos:

- un turbogenerador de vapor marca Siemens con capacidad de generación de aproximadamente 176MW;
- tres calderas de recuperación de calor;
- un sistema de torres de enfriamiento de agua; y
- el BOP (*balance of plant* o instalaciones complementarias de la central) del ciclo combinado.

Los Contratos Llave en Mano CTLL incluyeron la realización de todas las obras y la prestación de todos los servicios, incluyendo el suministro de todos los materiales y repuestos, de manera tal que el contratista decidiera entregar una planta lista y completa para su operación, a excepción de: a) la toma y descarga de agua, b) la subestación, y c) el transformador principal, siendo éstos explícitamente excluidos de los Contratos Llave en Mano CTLL. Esta modalidad contractual permitió minimizar el precio.

En virtud del Contrato de Construcción, se preveía que el despacho comercial del generador bajo el sistema de ciclo combinado comenzaría en junio de 2010, momento previsto para la recepción provisoria de la obra. Debido a problemas de distinta envergadura, tales como conflictos entre las comunidades mapuches asentadas en la región donde se encuentra ubicada la Planta CTLL, problemas internos del Contratista como ser atrasos en el cumplimiento, conflictos laborales, etc; se acordó como nueva fecha de operación comercial el 5 de diciembre de 2010.

A pesar de la nueva fecha acordada para la operación comercial, los retrasos de las Partes del Proyecto continuaron y el 8 de febrero de 2011, un error de operación, en conjunción con una falla de diseño, cometido mientras se efectuaban ciertas pruebas generó un siniestro que provocó daños de suma importancia. En consecuencia, fue necesario iniciar una reparación integral cuando aún no se había alcanzado la operación comercial de la Obra que incluyó el desarme del turbogruppo y la realización de nuevas pruebas.

En este contexto, las Partes del Proyecto CTLL, hicieron una oferta a CTLL (la “Oferta”) el 30 de marzo de 2011, por medio de la cual se establecieron los mecanismos de reparación de los desperfectos como así los procedimientos a seguir para la puesta en funcionamiento de la ampliación de la capacidad instalada de generación de la Sociedad. Uno de los componentes dañados fue el rotor de la turbina, el cual fue

reparado pero deberá ser reemplazado en los próximos años por recomendación del fabricante de la turbina.

Sin perjuicio de ello, la Compañía inició en paralelo los trámites correspondientes ante las compañías aseguradoras para compensar el lucro cesante, los costos financieros y administrativos adicionales incurridos por un monto que aún permanece indeterminado. Véase “- *Reclamo Seguro*” más adelante en el presente Prospecto.

Dentro de los términos y condiciones de la referida Oferta, las Partes del Proyecto CTLL concedieron a la Sociedad, al momento de alcanzarse la recepción provisoria conforme a los términos del Contrato de Construcción un reconocimiento excepcional equivalente a los importes relacionados al último hito de pago bajo los Contratos del Proyecto CTLL (Recepción Provisoria), incluyendo el reajuste previsto bajo el Contrato de Construcción. El descuento total (que incluye el reajuste) se valorizó en la suma de U.S. \$18.000.000. La oferta fue aceptada por CTLL. Como consecuencia del acuerdo, CTLL solicitó a los bancos intervinientes la liberación de los fondos mantenidos en garantía de pago de los hitos contractuales.

En el ínterin las Partes del Proyecto CTLL informaron a la Compañía que Siemens, suministrador del turbogruppo, había detectado fallas que generaban vibraciones en la última rueda de álabes en otros turbo grupos de similar tecnología. Esto generó la necesidad de realizar modificaciones adicionales a la turbina lo que retrasó aún más la Obra. La última rueda de álabes se retiró y el Proyecto CTLL entró en operación comercial con una potencia menor a la comprometida de 162,5 MW versus los 176 MW garantizados contractualmente.

La ampliación comenzó a operar comercialmente el 1 de noviembre de 2011, y tuvo un costo total aproximado de U.S.\$ 234,6 millones más IVA, sin considerar los costos financieros asociados capitalizados.

#### *Multas previstas en los Contratos del Proyecto CTLL*

Los Contratos del Proyecto CTLL previeron la imposición de multas (y bonificaciones) a las Partes del Proyecto CTLL por demoras o incumplimientos atribuibles al Constructor en la entrega del Proyecto CTLL en los plazos establecidos, o por no cumplir con las metas de rendimiento garantizadas para el Proyecto CTLL.

Los Contratos del Proyecto CTLL establecieron dos tipos de multas principales:

- **Demoras:** una multa de U.S. \$35.714,30 por cada día de demora respecto de la fecha prevista para la finalización de todas las obras a ser realizadas bajo el Contrato de Construcción, la cual comenzará a devengarse luego de transcurridas tres semanas desde la fecha prevista para la finalización de las obras en forma retroactiva desde dicha fecha de finalización estimada. A partir del tercer mes de demora, se aplicará una multa de U.S. \$50.000 por cada día de demora; *quedando establecido, sin embargo*, que dichas multas no podrán superar el 32,41% del precio total del Contrato de Construcción;
- **Rendimiento:** (a) *Valores Garantizados Originales:* si durante la prueba de rendimiento los valores obtenidos fueran inferiores a los valores garantizados originales y esta deficiencia no se subsanara durante un período de 30 días, el Proveedor deberá pagar U.S. \$200.000 por cada punto porcentual (1%) de diferencia entre la potencia efectiva de las turbinas de vapor y los valores garantizados originales; (B) *Contrapresión de la Caldera:* si en las pruebas se detectara que la contrapresión de la caldera es mayor a 30 mbar, el Proveedor deberá pagar una multa de U.S. \$7.000 por cada mbar en exceso de 30 mbar; *quedando establecido, sin embargo*, que dichas multas no podrán superar 14,46% del precio total del Contrato de Provisión.

El 2 de septiembre de 2010, las Partes del Proyecto suscribieron un acuerdo con CTLL a efectos de modificar los Contratos del Proyecto CTLL y sus penalidades. Las Partes del Proyecto CTLL se comprometieron a sincronizar el ciclo combinado entre el 18 y 28 de noviembre de 2010 y entregar la

Obra a CTLL en condiciones de Habilitación Comercial entre el 25 de noviembre y el 5 de diciembre de 2010.

### **Reclamo Seguro**

La Compañía y el Contratista, co-asegurados bajo la póliza de construcción y montaje vigente, son beneficiarios por las indemnizaciones correspondientes en sus respectivos intereses, estos es por daños materiales (Contratista) y pérdida de beneficio (CTLL).

Producto del siniestro ocurrido en la Planta en 2011, CTLL inició las gestiones pertinentes para el cobro de las indemnizaciones correspondientes por parte de las compañías aseguradoras para compensar el lucro cesante. Al respecto, con fecha 8 de junio de 2012 la Sociedad alcanzó un acuerdo con las compañías aseguradoras por el cual las mismas acordaron reconocer solamente US\$ 30,5 millones de Dólares, los cuales cubren solo parcialmente el lucro cesante producto de los atrasos posteriores al siniestro, dado que la póliza preveía un período no indemnizable de 45 días y además parte del atraso se debió a ajustes de diseño de la turbina que debieron ser realizados durante el período de reparación de los daños ocasionados por el siniestro.

En relación al último siniestro antes mencionado en noviembre de 2012, la Sociedad efectuó las presentaciones necesarias ante las compañías aseguradoras con la finalidad de recibir las indemnizaciones por los daños sufridos por la nueva falla y minimizar las pérdidas derivadas del Contrato de Abastecimiento 220.

Durante el mes de septiembre de 2013, la Sociedad siguiendo los procedimientos habituales para este tipo de siniestros, efectuó una solicitud de indemnización final a las compañías aseguradoras por la suma total y definitiva de US\$ 43,7 millones, previa deducción de los anticipos recibidos a cuenta. A raíz de las particularidades del siniestro, CTLL notificó a la SE y CAMMESA la configuración de un evento de fuerza mayor de acuerdo con las disposiciones del Contrato de Abastecimiento 220, no correspondiendo por lo tanto la aplicación de penalidades por indisponibilidad derivada de dicho evento.

A pesar de que la Sociedad presentó a la SE y CAMMESA las pruebas que acreditan la configuración de un supuesto de fuerza mayor, CAMMESA rechazó dicho supuesto e incluyó en los documentos de transacción económica ("DTE") de noviembre 2012 a junio de 2013, penalidades por la indisponibilidad derivada del evento de fuerza mayor. En respuesta a ello, la Sociedad solicitó a CAMMESA la rectificación de los mismos y efectuó nuevas presentaciones ante la SE a fin de que resuelva la cuestión planteada, lo que a la fecha aún no ha ocurrido.

A consecuencia de que CAMMESA aplicó las penalidades por indisponibilidad durante el período mencionado, y sin perjuicio de que haya operado plenamente la subrogación legal de derechos prevista en el art. 80 de la Ley de Seguros N° 17.418, CTLL y las compañías aseguradoras han acordado respecto de dichas penalidades aplicadas a la Sociedad:

- (i) que la Sociedad continúe el trámite de recupero de las penalidades antes las autoridades competentes;
- (ii) que en caso de que la SE haga lugar a la solicitud de CTLL, ordenando a CAMMESA la restitución de los montos debitados en concepto de penalidades, CTLL se compromete a reembolsar a las aseguradoras dichas sumas en proporción a las penalidades indemnizadas por las compañías aseguradoras;
- (iii) que en caso de que la invocación de fuerza mayor fuera denegada por la SE, entonces CTLL y las compañías aseguradoras deberán resolver de común acuerdo el curso de acción a seguir a fin de proteger adecuadamente sus respectivos derechos;
- (iv) que la Sociedad se compromete a poner a disposición de las compañías aseguradoras toda la documentación comercial y/o de cualquier índole que emita CAMMESA en relación a sus acreencias a fin de que aquellas puedan realizar los controles que crean oportunos en relación con el recobro por alguna vía de las penalidades.

La Sociedad ha recibido de las compañías de seguros anticipos por US\$ 43,7 millones.

### **Financiación del Proyecto CTLL**

Para la financiación del Proyecto CTLL, la Compañía emitió las Obligaciones Negociables 2015 y tomó diversos préstamos subordinados (para mayor información sobre el particular, véase “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Endeudamiento*” en el presente Prospecto). Asimismo, la Compañía celebró con la SE el Convenio Marco para el Cierre del Ciclo Combinado.

### **Convenio Marco para el Cierre del Ciclo Combinado**

El 9 de diciembre de 2008 la Sociedad y la SE celebraron un convenio marco en virtud del cual CTLL se comprometió a realizar las obras necesarias para el cierre del ciclo combinado de la Central CTLL (el “Convenio Marco”).

#### *Cesión LVFVD's*

Bajo el Convenio Marco, se previó la aplicación al Proyecto CTLL de LVFVDs, propias o de terceros, correspondientes al inc. c) del art. 4 de la Resolución SE N° 406/03 (la cual estableció un orden de prioridad de pagos para el caso de no existir recursos suficientes para atender las deudas a favor de los acreedores del MEM). La aplicación de las LVFVD al Proyecto CTLL no podía superar el 50% del monto total invertido en el mismo.

A fin de instrumentar la aplicación de las LVFVD de terceros al Proyecto CTLL, la Compañía celebró diversos convenios de cesión de créditos con otros generadores del MEM respecto de sus LVFVD devengadas y a devengarse entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2010, ya sea de manera total y/o de forma parcial dependiendo de las disponibilidades financieras de CAMMESA. La efectiva cesión de los créditos cedidos a la Compañía se produciría con la cancelación por parte de CAMMESA de los montos correspondientes a cada LVFVD, momento a partir del cual la Compañía debía cancelar los saldos con las contrapartes.

#### *CAPEX S.A.*

En el contexto indicado en los párrafos precedentes, durante el mes de abril de 2009, la Compañía celebró un contrato de cesión de créditos con CAPEX S.A. (“CAPEX”) en virtud del cual se prevé la cesión de las LVFVD devengadas y a devengarse a favor de CAPEX en el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de enero de 2009, con más sus intereses. A partir de cada pago recibido por CAMMESA, la Compañía debía abonar a CAPEX el valor de cada pago con un descuento del 26,43%. El número ascendió a AR\$ 45.048,70. A la fecha del presente ya no queda saldo de capital por cobrar.

#### *Hidroeléctrica Los Nihuales S.A. e Hidroeléctrica Diamante S.A.*

En el mes de mayo de 2009, la Compañía suscribió sendos convenios de cesión de créditos con las sociedades relacionadas Hidroeléctrica Los Nihuales S.A. (“HINISA” o “Hidroeléctrica Nihuales” indistintamente) e Hidroeléctrica Diamante S.A. (“HIDISA” o “Hidroeléctrica Diamante” indistintamente), que acordaron ceder a la Compañía las LVFVD devengadas y a devengarse entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2009 conforme a los términos y condiciones que se detallan a continuación:

- La cesión será efectiva en forma total o parcial a medida que CAMMESA cancele las correspondientes acreencias;
- A partir del perfeccionamiento de la cesión se deberá abonar a HIDISA y a HINISA, las sumas percibidas de CAMMESA, consolidadas en forma mensual, convertidas a Dólares en veinte cuotas iguales, trimestrales y consecutivas, devengando una tasa de interés del 7,5% anual;
- HINISA e HIDISA tienen la opción de resolver la cesión antedicha en cualquier momento;

- Pampa Energía debía constituir una garantía a favor de HIDISA e HINISA por hasta el monto de las LVFVD cedidas; y
- Si CAMMESA reconociera a los agentes del MEM condiciones de pago más favorables que las establecidas en la cesión, la Compañía deberá reconocerle a HINISA e HIDISA idénticas condiciones de pago.

Posteriormente, los contratos de cesión de créditos con HINISA e HIDISA fueron modificados incorporando dentro de los créditos cedidos a las LVFVD que se devenguen durante el año 2010. Asimismo se modificó la operatoria citada, permitiendo que la Compañía, a su solo criterio, efectúe los pagos previstos en dichos contratos, sin la intervención de Pampa Energía.

En septiembre de 2013 y a fin de que HIDISA e HINISA pudieran participar de la convocatoria efectuada por CAMMESA – en virtud de la instrucción impartida por la SE – relacionada con la ampliación de la potencia instalada de las CT Manuel Belgrano y CT Timbúes, se modificaron las cesiones a fin de excluir de las mismas los montos necesarios para que HIDISA e HINISA cumplan con las obligaciones derivadas de dicha adhesión.

A partir de la suscripción de las Condiciones Particulares para la ampliación de la Planta CTLL en el marco del Acuerdo Generadores 2014, se celebraron sendas adendas y nuevas cesiones cuya descripción se encuentra en el apartado *“Proyectos de nueva generación. Acuerdo para el Incremento de la Disponibilidad de Generación Térmica 2014”*.

*Güemes y Central Piedra Buena S.A.*

En marzo de 2010, en virtud del “Procedimiento” establecido por la Nota SE N° 6866/09 y sus complementarias N° 8762/09 y 1521/10, la SE instruyó a CAMMESA a emitir LVFVD a favor de las compañías relacionadas CPB y CTG, por hasta las sumas de AR\$ 12.090.268 y AR\$ 2.197.062, respectivamente (los montos indicados no incluyen IVA).

A fin de aplicar dichas LVFVD al Proyecto CTLL, la Compañía celebró los acuerdos de cesión correspondientes con Central Piedra Buena S.A. (“CPB”) y CTG. Al igual que en los casos anteriormente citados, la cesión de las LVFVD se efectivizaría con el pago de parte de CAMMESA. Efectuado el pago por CAMMESA, la Compañía deberá abonar a dichas compañías un importe equivalente al 60% -neto de retenciones de IVA y ganancias, si las hubiere- de las LVFVD abonadas por CAMMESA.

Posteriormente, en junio de 2010, la Compañía celebró con CPB un acuerdo adicional por el que ésta última cedió a la primera las LVFVD devengadas y a devengarse a su favor entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2010. Al igual que en el convenio de cesión citado en el párrafo anterior, la cesión de las LVFVD se efectivizaría con el pago de parte de CAMMESA. Efectuado el pago por CAMMESA, la Compañía deberá abonar a CPB un importe equivalente al 60% -neto de retenciones de IVA y ganancias, si las hubiere- de las LVFVD abonadas por CAMMESA.

El siguiente cuadro resume los créditos (excluyendo el IVA correspondiente) propios y de terceros aplicados por la Compañía al Proyecto bajo el Convenio Marco, así como los montos cobrados según se indica más abajo, al 31 de diciembre de 2013, en miles de Pesos:

Empresa	Año	Capital	Cobranza Capital	Subtotal	Deuda Interés	Total
CAPEX S.A.	2008	35.226	35.226	0	18.620	18.620
	2009	2.004	2.004	0	644	644
		<b>37.230</b>	<b>37.230</b>	<b>0</b>	<b>19.264</b>	<b>19.264</b>
Central Térmica Güemes S.A.	2010	2.197	0	2.197	2.145	4.342
	2011	545	0	545	291	836
		<b>2.742</b>	<b>0</b>	<b>2.742</b>	<b>2.436</b>	<b>5.178</b>
Hidroeléctrica Diamante S.A.	2008	11.562	11.562	0	6.442	6.442
	2009	15.996	15.996	0	4.514	4.514
	2010	14.810	5.689	9.122	8.620	17.742
		<b>42.368</b>	<b>33.246</b>	<b>9.122</b>	<b>19.577</b>	<b>28.698</b>
Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.	2008	32.652	0	32.652	47.128	79.779
	2009	38.160	0	38.160	42.777	80.937
	2010	29.598	0	29.598	27.136	56.734
		<b>100.409</b>	<b>0</b>	<b>100.409</b>	<b>117.041</b>	<b>217.450</b>
CTLL	2008	19.391	19.391	0	0	0
	2009	5.192	5.125	67	125	192
	2010	10.320	0	10.320	9.175	19.495
		<b>34.903</b>	<b>24.516</b>	<b>10.387</b>	<b>9.300</b>	<b>19.687</b>
<b>Total</b>		<b>217.652</b>	<b>94.993</b>	<b>122.660</b>	<b>167.618</b>	<b>290.278</b>

Al igual que en el caso de HIDISA e HINISA, en septiembre de 2013 y a fin de que CPB y CTG pudieran participar de la convocatoria efectuada por CAMMESA – en virtud de la instrucción impartida por la SE – relacionada con la ampliación de la potencia instalada de las CT Manuel Belgrano y CT Timbúes, se modificaron las cesiones a fin de excluir de las mismas los montos necesarios para que HIDISA e HINISA cumplan con las obligaciones derivadas de dicha adhesión.

En octubre de 2013, se rescindieron los acuerdos de cesión celebrados entre CTLL y CPB.

A partir de la suscripción de las Condiciones Particulares para la ampliación de la Planta CTLL en el marco del Acuerdo Generadores 2014, se celebraron sendas adendas y nuevas cesiones cuya descripción se encuentra en el apartado “*Proyectos de nueva generación. Acuerdo para el Incremento de la Disponibilidad de Generación Térmica 2014*”.

#### *Contrato de Abastecimiento al MEM– Resolución 220/2007*

Por otra parte, conforme a lo previsto en el referido Convenio Marco, el 14 octubre de 2009, la Compañía celebró con CAMMESA el “Contrato de Abastecimiento 220”.

El Contrato de Abastecimiento 220 tiene un plazo de vigencia de diez años contados desde la puesta en operación comercial del Proyecto CTLL, y prevé el pago de un precio por potencia suministrada de U.S. \$33.383/MW por mes y un precio por energía suministrada de U.S. \$4/MWh.

Asimismo, se prevé la aplicación de penalidades a la Compañía en caso de no cumplir con las condiciones de disponibilidad pactadas.

Con fecha 15 de diciembre de 2010, CTLL firmó con CAMMESA una enmienda al Contrato de Abastecimiento 220, en virtud de la cual Loma de la Lata podrá vender a CAMMESA la totalidad de la

potencia y la energía generada por el Proyecto CTLL que no haya sido comercializada bajo contratos de Energía Plus con particulares. No obstante ello, conforme se informa en la sección “Resolución 95/2013 – Nuevo esquema remunerativo y otras modificaciones al MEM – (modificada por Resolución SE N° 529/2014)”, con la suscripción del Acuerdo Complementario se prorrogarían los términos de la Adenda al Contrato de Abastecimiento hasta la finalización del Contrato 220.

#### *Utilización de Gas Plus como combustible*

Finalmente, el Convenio Marco prevé la utilización por parte de la Compañía en la Planta CTLL de gas natural producido en el marco del Programa Gas Plus así como el reconocimiento del costo de gas natural suministrado a la Compañía en virtud de contratos celebrados en el marco del Programa Gas Plus (con más un 10% sobre dicho valor) para la declaración de CVP. Es decir que CTLL no cobrará el Precio Spot de energía sino ingresos equivalentes al costo de dicho Gas Plus más un margen del 10% sobre el mismo. En tal sentido, en relación con los suministros de potencia y/o energía al MEM por parte de la Compañía en virtud de despachos ordenados por CAMMESA se aplicarán las normas y procedimientos vigentes. Para mayor información sugerimos ver la sección “Factores de Riesgo—CTLL puede ver afectado su aprovisionamiento de gas o el precio del mismo”.

#### **Generación**

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, la generación neta de energía eléctrica fue de 3.421 GWh.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, la generación neta de energía eléctrica fue de 1.947 GWh. Cabe destacar que en el mes de noviembre de 2012 la Unidad 4 (turbo vapor) sufrió un desperfecto que provocó la salida intempestiva de la unidad, por lo que la misma no se encontró operativa durante una parte significativa del primer semestre de 2013.

El siguiente cuadro detalla la generación neta en GWh de cada unidad:

<b>Unidad</b>	<b>Generación 2014</b>	<b>Generación 2013</b>
Unidad 1	796	481
Unidad 2	654	471
Unidad 3	853	483
Unidad 4	1.117	510
<b>TOTAL</b>	<b>3.421</b>	<b>1.947</b>

La generación de la Planta CTLL a ciclo combinado, funcionando al 95% de su capacidad instalada sería aproximadamente de 4.421 GWh por año, de los cuales (i) 3.107 GWh por año corresponderían a las unidades de generación de las turbinas a gas y (ii) 1.314 GWh por año corresponderían a la unidad de generación de la turbina a vapor (asumiendo una potencia neta de 157,9 MW para la turbina a vapor y de 373 MW para las turbinas a gas en su conjunto).

El motivo principal por el cual el nivel de generación de la Planta CTLL durante el año 2014 fue menor al que hubiese tenido si la misma hubiera funcionado al 95% de su capacidad fue debido a los mantenimientos realizados sobre una de las turbinas a gas durante la segunda mitad de 2014.

El siguiente cuadro detalla, para los períodos indicados, la generación neta de la Planta CTLL:

Generación Neta GWh														
Mes	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Enero	16	65	5	73	222	166	161	216	128	24	83	315	52	321
Febrero	102	22	25	77	201	191	199	206	126	19	108	265	85	300
Marzo	80	23	2	78	122	97	153	206	149	165	69	314	10	323
Abril	53	25	3	30	114	22	110	196	127	64	58	297	101	306
Mayo	76	21	75	17	151	41	72	112	92	41	48	317	133	329
Junio	1	5	105	72	52	33	133	137	10	7	28	173	202	329
Julio	-	95	10	27	63	552	237	180	80	30	23	31	183	340
Agosto	1	-	47	83	78	48	97	26	79	24	11	50	230	275
Septiembre	-	-	183	132	78	35	217	55	60	11	11	195	80	275
Octubre	-	7	52	16	14	220	106	43	50	14	163	254	240	178
Noviembre	6	8	24	8	116	160	90	196	20	24	294	209	304	204
Diciembre	18	1	10	194	43	194	196	172	4	25	289	58	325	240
<b>Total</b>	<b>353</b>	<b>272</b>	<b>540</b>	<b>807</b>	<b>1.253</b>	<b>1.760</b>	<b>1.772</b>	<b>1.744</b>	<b>926</b>	<b>448</b>	<b>1.183</b>	<b>2.479</b>	<b>1.947</b>	<b>3.421</b>

Fuente: CAMMESA

Desde el año 2001 a la fecha, su generación anual promedio es de 1.350 GWh, habiendo registrado el nivel de generación máximo en el año 2014 y el nivel mínimo en el año 2002.

### Mantenimiento

Para las tres turbinas a gas marca GE (General Electric, modelo frame 9) con que cuenta la Planta CTLL se siguen estrictamente las recomendaciones del fabricante en cuanto a intervalos de mantenimiento, estas recomendaciones consisten en mantenimientos periódicos de distinto alcance cada 12.000 horas de marcha y van en el siguiente orden: una Inspección de Combustión (CI<sub>1</sub>) con una duración de 7 días, una Inspección de Pasos Calientes (HGP), con una duración de 21 días, otra Inspección de Combustión (CI<sub>2</sub>) y una Inspección Mayor (MI) con una duración de 45 días.

El siguiente cuadro detalla los últimos mantenimientos realizados a cada una de las unidades a gas:

Unidad	Tipo de Mantenimiento	Fecha	Costo del mantenimiento (US\$)
Unidad 1	MI	mar/abr-16	12.005.000
Unidad 2	MI	sep/dic-14	12.000.000
Unidad 3	MI	abr/jun-15	8.000.000

Existe un contrato de largo plazo, para la reparación de partes, provisión de partes nuevas y asistencia de especialistas durante las intervenciones de mantenimiento con GE, fabricante y diseñador de estas turbinas a gas. Se cuenta con stock de repuestos críticos en los almacenes de la planta.

El costo de este contrato varía según la demanda (inspección de partes usadas, reparación de partes usadas, provisión de partes nuevas, asistencia en campo de especialistas).

En cuanto a la turbina a vapor se alcanzó un acuerdo de mantenimiento de largo plazo con Siemens, fabricante de la unidad, Siemens. Adicionalmente, se cuenta con stock de repuestos críticos en los almacenes de la planta. Para cada intervención de mantenimiento se cuenta con la asistencia de especialistas de las firmas diseñadoras y fabricantes de los equipos. La TV tendrá inspecciones menores en forma anual, con duración variable de 4 a 7 días según el alcance e inspecciones mayores cada 50.000 horas de marcha, con una duración estimada de 30 días.

*Garantías del Proyecto CTLL:*



## 1) Contrato de Construcción

En función de la garantía otorgada por el Contratista bajo el Contrato de Construcción (la “Garantía de Funcionamiento”), el Contratista deberá, durante un plazo de 24 meses contados desde la Sincronización de la Planta (según se define en el Contrato de Construcción), corregir, reparar, reponer o completar, según el caso, de la forma más inmediata que diere lugar, a su propio costo y riesgo, todos los defectos y daños que surjan, causados por materiales de inferior calidad, defectos en el diseño, fabricación, construcción, montaje, vicios ocultos, así como otros defectos menores y demás trabajos a su cargo, dentro del plazo a convenir en atención a la naturaleza de la cuestión.

## 2) Contrato de Provisión:

En función de la garantía otorgada por el Proveedor bajo el Contrato de Provisión (la “Garantía Mecánica”), el Proveedor deberá, durante un plazo de 24 meses contados desde la Sincronización de la Planta (según se define en el Contrato de Provisión), reparar y recambiar el equipamiento o las piezas, partes y/o componentes del mismo, contra todos los defectos de material, diseño, mano de obra y vicios ocultos de los mismos.

El Contrato establece que el Contratista y el Proveedor deben entregar avales que garanticen el cumplimiento del Contratista y del Proveedor a las obligaciones de garantía de buen funcionamiento y mecánica asumida bajo los Contratos del Proyecto. La entrega del aval de garantía mecánica es condición para la Recepción Provisoria de la Planta (según está definido en los Contrato del Proyecto CTLL) y el aval de garantía de funcionamiento debe ser entregado al momento de emitirse el Certificado de Recepción Provisoria. El Contratista y el Proveedor han manifestado que no entregarán a CTLL los avales de garantía de funcionamiento y mecánica, si CTLL no le devuelve los avales de garantía de cumplimiento de contrato y de obra, los cuales fueron ejecutados por CTLL en virtud de los incumplimientos de las Partes del Proyecto a las obligaciones contractuales. CTLL ha rechazado el planteo de las Contratistas y actualmente la discusión se encuentra en disputa bajo un tribunal de arbitraje de la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional.

## Ventas

La electricidad proveniente de la generación de las unidades a gas puede venderse en el Mercado Spot o en el MAT (con las salvedades antes indicadas relacionadas con la sanción de la Resolución 95/2013).

Por otra parte, la electricidad proveniente de la generación de la turbina a vapor puede también venderse en el marco del Plan de Energía Plus (una vez que se cuente con la autorización pertinente), el cual permitiría que los precios de electricidad sean negociados libremente entre las partes, y a través de “Contratos de Abastecimiento al MEM” firmados con CAMMESA en el marco de la Resolución 220/2007, véase “Resumen de la Emisora – Central Térmica Loma de la Lata – Contratos de Abastecimiento” en este Prospecto.

Por los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013 las ventas netas fueron:

	2014	2013	Var. %
	<i>en millones de pesos</i>		
<b>Tipo de ventas por mercado</b>			
Ventas mercado spot	220,0	102,2	115,4%
Ventas mercado a término	37,4	141,9	-73,7%
Ventas Res. 220/07	688,2	317,7	116,6%
Otras ventas	1,3	1,2	0,0%
	<b>947,0</b>	<b>563,0</b>	<b>-21,9%</b>

De acuerdo al Contrato de Abastecimiento 220 celebrado con CAMMESA y la Adenda al Contrato de Abastecimiento en virtud del Convenio Marco, CTLL podrá vender el 100% de la potencia y de la energía generada por el Proyecto CTLL La Adenda al Contrato de Abastecimiento vence en octubre de 2014. No obstante ello, conforme se informa en la sección “Resolución 95/2013 – Nuevo esquema remunerativo y otras modificaciones al MEM – (modificada por Resolución SE N° 529/2014)”, con la suscripción del Acuerdo Complementario se prorrogarían los términos de la Adenda al Contrato de Abastecimiento hasta la finalización del Contrato 220. En el mes de agosto de 2010 CTLL realizó las presentaciones correspondientes para obtener las autorizaciones necesarias para poder vender la potencia y energía asociada del Proyecto CTLL bajo el régimen de Energía Plus. Dicha autorización no fue otorgada aún. (Véase “Información sobre la Emisora – Convenio Marco para el Cierre del Ciclo Combinado – Contrato de Abastecimiento al MEM” y “Factores de riesgo - La Compañía podría no obtener la autorización para comercializar parte de la potencia de la unidad turbo vapor bajo el Programa Energía Plus” en el presente Prospecto).

Suponiendo que el Proyecto CTLL funciona al 95% de su capacidad el mismo generaría 1.352GWh por año y asumiendo la inexistencia de fallas no programadas los ingresos por ventas de la Compañía ascenderían a:

- Potencia: U.S. \$65,1 millones (162,5 MW por 12 meses por U.S. \$33.383)
- Energía: U.S. \$5.4 millones (1352.325 MWh por 4.0 USD/MWh)
- **Total: U.S. \$70,5 millones**

Es importante recordar que estos ingresos no tienen aparejado ningún gasto de combustible adicional.

En cuanto a la energía y potencia generada por las unidades a gas y de acuerdo al Convenio Marco, se reconocerá sobre el consumo de gas que utilicen las turbinas un margen del 10% sobre el costo de dicho combustible. De esta manera, asumiendo que las unidades a gas funcionen a un 95% de su capacidad (generación de 3.071 GWh), el costo de combustible utilizando Gas Plus asciende a U.S. \$179 millones (consumo de 970.598 dam<sup>3</sup> a un precio promedio de U.S.\$ 5,00 MMBtu). En consecuencia, la compañía percibirá los ingresos para afrontar dicho costo de combustible, más un margen del 10% sobre el mismo, más los costos de operación y mantenimiento para generar dicha energía (precio de 14,81 AR\$/MWh). De esta manera el margen por utilizar Gas Plus sería de U.S.\$ 17,9 millones. A este margen habría que incorporar los ingresos por potencia que serían de 35 AR\$/MW-hs de remuneración de potencia sobre una potencia a remunerar de 361 MW, que en este caso sería de U.S.\$ 12,8 millones (asumiendo un tipo de cambio promedio de AR\$ / U.S.\$ 6,5).

En conclusión, en un año de funcionamiento normal de la Planta CTLL al 95% de su capacidad los ingresos, netos del costo reconocido del combustible, ascenderían a:

Concepto	Monto (US\$ millones)
<b>Ingresos del Proyecto</b>	
Potencia	65,1
Energía	5,4
<b>Sub Total Ingresos del Proyecto</b>	<b>70,5</b>
<b>Ingresos del Ciclo Abierto</b>	
Margen sobre Combustible	17,9
Costos Fijos*	8,7
Costos Variables*	7,8
Remuneración Adicional*	4,5
Rem. Mantenimientos Mayores*	6,9
<b>Sub Total Ingresos del Ciclo Abierto</b>	<b>45,8</b>

<b><u>TOTAL</u></b>	<b><u>116,3</u></b>
---------------------	---------------------

### **Combustible**

Anteriormente, la eficiencia de conversión energética del combustible a energía eléctrica de la Planta CTLL operando a un ciclo abierto de 369 MW era de aproximadamente 2.650 Kcal/Kwh o 32,4%. Actualmente, con el Proyecto CTLL, la eficiencia de la Planta CTLL, operando a un ciclo combinado de 537,5 MW, aumentó a aproximadamente 1.720 Kcal/Kwh o 50%.

Previo al cierre del ciclo, su consumo de gas anual, funcionando al 95% de su capacidad, era de 2.700 Dam<sup>3</sup>/día, que equivale a 0,31 Dam<sup>3</sup>/MW/h. Como la generación a ciclo combinado no consume gas adicional sino que recupera la energía contenida en los gases de escape, el consumo por MW/h producido se redujo a 0,20 Dam<sup>3</sup>/MW/h. El gas natural es el costo más importante para la Compañía.

El consumo de la Planta CTLL funcionando al 95% en un año es de 971 millones de m<sup>3</sup> de gas. El precio estimado promedio de Gas Plus es de 5,00 USD/MM BTu de acuerdo a los contratos vigentes (Ver "Suministro de Gas Natural para el Proyecto CTLL" a continuación), por ende el costo de combustible por año es de U.S.\$ 179 millones.

### **Suministro de Gas Natural para el Proyecto CTLL**

#### ***Generalidades***

El Contrato de Abastecimiento 220 suscripto con CAMMESA pone a cargo de la generadora la provisión del combustible para la generación aplicando penalidades en caso de indisponibilidad por falta de combustible. Esta condición se ve afectada por la emisión de la RES SE 529/2014 en la cual se estableció la extensión de lo resuelto en el Artículo 8 de la RES SE 95/2013 a las unidades con contratos de Abastecimiento 220.

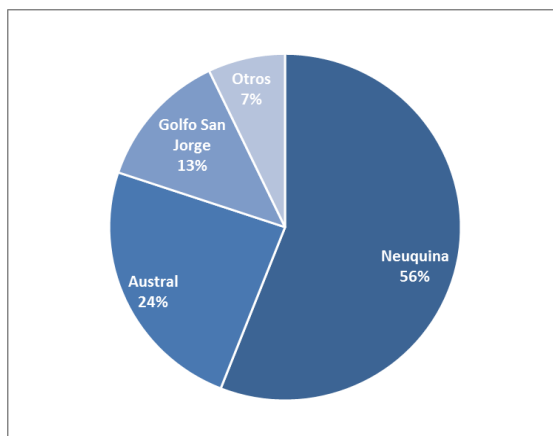
El suministro de gas natural para la Planta CTLL es una de las cuestiones más relevantes identificadas en relación con el Proyecto CTLL no solo por lo mencionado en el párrafo anterior sino porque además la Planta CTLL sólo utiliza el gas natural como combustible para generar electricidad. La demanda de gas natural de Argentina ha aumentado notablemente luego de la recuperación económica debido a la mayor actividad económica, y también ha sido influenciada por la mayor demanda resultante de su bajo precio en relación con otros combustibles sustitutos. Por ende, se han producido restricciones en el suministro para ciertos consumidores, especialmente durante el período invernal.

Argentina cuenta con 19 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km<sup>2</sup>.

Cinco de estas cuencas tienen continuidad sobre la plataforma continental, mientras que otras tres se extienden bajo las aguas del mar. La superficie de las ubicadas sobre el continente es de alrededor de 1.350.000 km<sup>2</sup>, y las de la plataforma continental, tomando como límite la isóbata de 200 mts; de unos 400.000 km<sup>2</sup>, cifra que puede ser duplicada si se la considera hasta el pie del talud.

Actualmente, las cuencas productivas de hidrocarburos son cinco: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo de San Jorge y Austral o de Magallanes. Considerando solamente la porción emergida, su superficie abarca un 40% de lo que en la actualidad se conoce como cuencas útiles a los fines petroleros.

El siguiente gráfico muestra la porción que cada cuenca aportó al sistema de gas durante el año 2014:



Fuente: Secretaría de Energía

El mercado de gas natural exhibe una demanda creciente con tarifas relativamente bajas y una actividad económica en ascenso. Este mercado todavía está sufriendo las consecuencias de la crisis de Argentina de 2002, que derivó en la pesificación y el congelamiento de los precios de gas a nivel interno. Debido a la distorsión de precios, el mercado del gas natural comenzó a mostrar un importante desequilibrio entre la oferta y la demanda.

### **Suministro de Gas Natural**

En el actual contexto de suministro y transporte de gas de Argentina, existen tres alternativas principales para obtener el suministro de gas natural:

- Contratos con productores de gas. A través de la Resolución N° 24/2008 de la SE se creó el “Mercado de Gas Plus”, donde los precios de los volúmenes de gas producidos bajo este programa se comercializarán a los precios aprobados por la Secretaría de Energía para cada proyecto (Véase “La Industria Eléctrica Argentina y su Regulación” en el presente Prospecto). Los proyectos de Gas Plus deben ser aprobados por la SE y el Ministerio de Planificación y pueden participar aquellos productores que hayan suscripto el actual acuerdo vigente con el Gobierno Argentino. El gas debe provenir, entre otras condiciones, de concesiones de explotación otorgadas con posterioridad a la resolución o concesiones de explotación antiguas que no hayan entregado gas desde 2004 (pero previamente si lo hayan hecho y puedan volver a hacerlo) o de yacimientos nuevos en esas concesiones.
- Regalías de gas natural en especie. De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos N° 17.319, sancionada en 1967 (según fuera modificada, la “Ley de Hidrocarburos”), los titulares de concesiones para la explotación de petróleo y gas natural deben pagar una regalía de hasta 12% (en algunas provincias podría ascender a 15% o más en ciertos casos de renegociaciones de los actuales contratos de concesión) calculada sobre el precio del petróleo o gas producido en boca de pozo (precio de venta menos costos de transporte hasta el punto de venta y tratamiento y otras deducciones), que pueden ser reducidos hasta el 5% por el gobierno federal o el gobierno provincial pertinente en caso de falta de productividad, ubicación u otras condiciones de los yacimientos. Mediante notificación correspondiente al concesionario bajo ciertas condiciones de preaviso, el gobierno federal o provincial pertinente, puede requerir que dichas regalías sean pagadas en especie y los concesionarios deberán almacenar y tratar el volumen respectivo de petróleo y/o gas sin cargo durante un plazo de 30 días.
- Inyección Adicional Permanente (“IAP”). La IAP es un mecanismo creado por la SE para satisfacer la demanda local de gas por la que se exige a los productores locales entregar un volumen específico de gas a los consumidores locales sin contratos que hubieran realizado ofertas irrevocables de compra de gas natural en condiciones de mercado estandarizadas y que no hubieran recibido respuesta satisfactoria de los productores de gas. Esta opción constituye una alternativa posible principalmente debido a que la SE fuerza de este modo a los

productores a realizar entregas de volúmenes de gas específicos a los consumidores locales, redireccionando volúmenes potencialmente destinados a exportaciones de gas por ejemplo. Para obtener gas a través de este instrumento, el generador debe presentar una Oferta Irrevocable Estandarizada (OIE) en el Mercado Electrónico de Gas existente en la Argentina. Así, esta oferta es válida por un lapso de 15 días y debe incluir tanto el volumen requerido y el período por el cual se requiere contratar el gas (tres años como mínimo). En el caso que ningún productor aceptara voluntariamente los términos de la oferta, el oferente tiene derecho a solicitar a la SE que emita una Inyección Adicional Permanente, obligando a alguno o todos de los productores de gas, a satisfacer la demanda requerida, en determinadas proporciones, durante todo el período estacional en que la IAP se mantenga vigente. Las IAPs pueden abarcar sucesivos períodos estacionales por un lapso de hasta tres años. Este mecanismo se encuentra en vigor y nada obsta a que el mismo sea aplicado redireccionando volúmenes de gas que los productores suministran a determinadas categorías de consumidores locales en la Argentina, para ser destinados a otras categorías de consumidores locales como podrían ser los generadores eléctricos que incorporen nueva capacidad de generación y aumenten la eficiencia general del uso del gas.

### ***Transporte de Gas Natural***

La Planta CTLL está conectada al yacimiento gasífero de Loma de la Lata (operado por YPF), donde nacen tres gasoductos diferentes del sistema troncal de transporte de gas en Argentina (Centro Oeste, Neuba I y II).

### **Asuntos Ambientales de la Emisora**

#### ***Ciclo Abierto***

Actualmente la Compañía posee un presupuesto de capital de gastos en materia ambiental que está asociado a los costos de las inspecciones periódicas requeridas por el ENRE y la revisión anual del mantenimiento del Sistema de Gestión Ambiental de acuerdo con las certificaciones ISO 14001:2004, ISO 9001:2008 y OHSAS 18001:2007. Ambos representan costos bajos para la Compañía.

En el año 2008 se había presentado la auditoría ambiental solicitada por la Subsecretaría de Medio Ambiente (SSMA), a través del cual se obtuvo la licencia ambiental de la Planta CTLL existente mediante Disposición 1184/08 del 19 de diciembre de 2008.

#### ***Ciclo Combinado***

Se cuenta con los siguientes permisos ambientales:

- Licencia Ambiental – Etapa I (obra civil y electromecánica): se otorgó licencia ambiental por Disposición N° 387/08 del 21 de julio de 2008;
- Licencia Ambiental – Etapa II (acueducto y toma y descarga de agua): se otorgó licencia ambiental por Disposición N° 435/09 del 31 de julio de 2009; y
- Licencia Ambiental – ET/Transformador: se otorgó licencia ambiental por Disposición N° 39/09 del 17 de febrero de 2009.

Se obtuvo el permiso de captación y descarga de efluentes en el Lago “Mari Menuco” mediante Disposiciones DPRH 202/09, 203/09, 029/10, 030/10 y 336/12.

Durante la operación de la Planta CTLL, los costos ambientales más importantes relacionados con el ciclo combinado están asociados a lo siguiente:

- Canon por el uso del agua según Decreto N° 2814/97 de la DPRH; Disposición DPRH 202/09-Renovación trianual. Vencimiento: 29 de diciembre de 2014. A la fecha del presente prospecto, se encuentra en trámite su renovación.
- Canon por descarga de efluentes en caso de ser finalmente implementada esta norma por parte de la Provincia de Neuquén, Disposición 336/12. El permiso de volcado de efluentes vence el 17 de septiembre de 2017.
- Servidumbre de paso sobre los terrenos por donde pasarán las tuberías empleadas para la toma de agua y descarga de efluentes desde el lago “Mari Menuco” hasta el predio de la Planta CTLL.

### ***Pasivos Ambientales***

A la fecha no existen pasivos ambientales, y no se prevé que existan tales pasivos en tanto se cumpla en el futuro con las medidas de control sugeridas en el Estudio de Impacto Ambiental.

### ***Procesos de Ejecución o Conflictos Significativos***

No existen procesos de ejecución o conflictos significativos referidos a asuntos ambientales o de seguridad e higiene en el trabajo.

En relación con los asuntos Ambientales y de Higiene y Seguridad en el trabajo, los controles informativos regulares son:

- Informe semestral al ENRE de mediciones (ruidos, aparatos sometidos a presión efluentes, emisiones atmosféricas, campos eléctricos, magnéticos y radio interferencia, control de residuos;
- Auditoría anual de mantenimiento del Sistema de Gestión Ambiental (“SGA”) de IRAM por Norma ISO 14001:2004;
- Control de tanques de almacenamiento de combustibles subterráneos, pruebas de Hermeticidad Bianual (que vence el 5 de marzo de 2015), prueba de superficie anual (que vence el 5 de marzo de 2015).
- Declaraciones a ART;
- Control médico anual del personal; y
- Asesoramiento permanente de un especialista en higiene y seguridad industrial con capacitación de acuerdo a la planificación anual establecida y a las prácticas periódicas de simulacros de incendio y emergencias.

### ***Permisos y habilitaciones***

La Compañía informa periódicamente al ENRE (ver ítems anteriores) y también es objeto de auditorías ambientales por parte de IRAM en relación con la Norma ISO 14001:2004. La Planta CTLL se habilita para generación en base a la aprobación de dichos informes y auditorías.

En relación con la Resolución N° 555/01 del ENRE sobre SGA, en octubre de 2012 se re-certificaron las Normas ISO 9001:2008 (Sistema de Gestión de Calidad), ISO 14.001:2004 (Sistema de Gestión Ambiental) y OHSAS 18001:2007 con validez hasta el 22 de noviembre de 2015.

En lo que respecta a la inscripción en el Registro Provincial de Generadores, Transportistas y Operadores de Residuos Especiales, en el año 2009 se amplió la categoría inscripta y se continúa con la declaración

jurada anual que se realiza en el mes de marzo de cada año sobre los residuos especiales generados y tratados el año anterior.

En relación al permiso de captación de agua del Lago Mari Menuco, se informa en forma bimestral los consumos de agua y el monitoreo del Lago. Anualmente se realiza la declaración jurada de consumo de agua a partir del cual se determina el canon correspondiente.

Dado que a partir de noviembre de 2011 se puso en marcha el Proyecto CTLL y se comenzó con la generación constante de efluentes del ciclo combinado, se realizan los controles impuestos por la Dirección Provincial de Recursos Hídricos, y además un monitoreo continuo de temperatura, PH, Conductividad Eléctrica y presencia de Hidrocarburos.

### ***Seguro de Daño Ambiental***

De acuerdo a lo previsto en el artículo 22 de la Ley N° 25.675, toda persona física 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.

A fines de 2012 fueron publicados el Decreto 1638/12 y su reglamentaria y la Resolución SRT N° 37.160, en las que se establecen nuevas condiciones para la emisión de cauciones y seguros que cubran lo exigido en el art. 22 de la Ley N° 25.675. En tal sentido se previó que el mercado asegurador comience a ofrecer i) Seguro de Caución por Daño Ambiental de Incidencia Colectiva o ii) Seguro de Responsabilidad por Daño Ambiental de Incidencia Colectiva.

A partir de las novedades reglamentarias citadas, la Sociedad realizó las consultas pertinentes ante los brokers y compañías aseguradoras del mercado de primera línea. A la fecha del presente prospecto y a los efectos del Decreto 1638/12 y su reglamentación, las compañías aseguradoras no cuentan con el seguro de responsabilidad por daño ambiental de incidencia colectiva

Una vez que el mercado asegurador ofrezca instrumentos que permitan cumplir con lo dispuesto en la ley, la Compañía, siguiendo con su política en la materia, contratará los seguros que sean necesarios. Sin perjuicio de lo expuesto cabe señalar que la Compañía cuenta con seguros que cubren daños ambientales.

### **Bonos Verdes – Protocolo de Kyoto**

El 11 de marzo de 2013 la Compañía registró el Proyecto bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (o “MDL”) creado por el Protocolo de Kyoto de 1997 (el “Protocolo”) y así poder vender a los países desarrollados los correspondientes certificados de reducciones de emisiones de gas de efecto invernadero (los “Certificados ER”).

El Protocolo es un acuerdo celebrado bajo el marco de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Los países que ratifican este Protocolo se comprometen a reducir sus emisiones de dióxido de carbono y cinco otros gases de efecto invernadero (todos ellos conjuntamente, los “GEI”). Actualmente más de 160 países a nivel mundial han ratificado el Protocolo, y más del 60% de los países en términos de emisiones de GEI en todo el mundo son parte del mismo. El primer período de compromiso venció en 2012, y en la actualidad se encuentran en conversaciones internacionales para un nuevo tratado que continúe incentivando reducciones de GEI. El Protocolo, que entró en vigencia el 16 de febrero de 2005, es un acuerdo por el cual los miembros de los países industrializados deben reducir sus emisiones de GEI en un promedio del 5,2% desde 2008 a 2012 en comparación con los niveles de emisión de 1990.

El Protocolo es esencialmente un medio para aplicar impuestos a los países y empresas contaminantes y subsidiar con estos ingresos la inversión en tecnologías más respetuosas del medio ambiente que resulten en menores emisiones de GEI. El Protocolo establece que se asigna a todos los países

industrializados con compromisos en materia de limitación de GEI, una dotación de créditos de carbono denominados UEA. Las UEAs representan la cantidad de emisiones de CO2 (GEI equivalente a CO2) que cada país está autorizado a registrar anualmente. Como ejemplo, una compañía de generación termoeléctrica a carbón puede estar produciendo actualmente 100 UEAs por año, o 100 toneladas de CO2 anuales. Sin embargo, según el compromiso de reducción de emisiones de CO2 a nivel país, puede permitírsele a la compañía sólo 98 UEAs para el año siguiente. A fin de reducir sus emisiones en un 2% o en 2 toneladas, la compañía puede invertir en nueva tecnología (por ej. en filtros, carbón de mejor calidad, etc.). Si la compañía supera sus metas puede vender sus UEAs remanentes; por el contrario, si no las alcanza, debe adquirirlas de otras compañías.

Alternativamente, el MDL del Protocolo permite a los países desarrollados y a compañías adquirir reducciones de CO2 de nuevos proyectos realizados por terceros con menor impacto en el medio ambiente en países en vías de desarrollo. En otras palabras, la compañía hipotética podría no querer o bien estar imposibilitada de reducir sus emisiones de CO2 y en su lugar podría adquirir reducciones de emisiones certificadas por la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático para contrarrestar su exceso de emisiones. El proceso de aprobación del MDL, compuesto por cinco pasos, se detalla en el cuadro a continuación. Los países desarrollados que se comprometieron a reducir las emisiones se denominan miembros del "Anexo I". Los miembros del Anexo I pueden llevar a cabo proyectos en países desarrollados de forma tal que el país o la empresa del Anexo I pueda obtener un "crédito" respecto de su cuota de emisiones. El país en vías de desarrollo en donde se construye el proyecto se denomina país "anfitrión" y debe obtener una certificación de que el proyecto efectivamente reduce las emisiones versus otras alternativas generalmente de menor costo que producen mayores emisiones.

Proceso del Mecanismo de Desarrollo Limpio ("MDL") del Protocolo de Kyoto		
Proceso de Certificación del Mecanismo de Desarrollo Limpio ("MDL") para obtener "CER"		
Paso	Proceso	Descripción
1	Planificación del Proyecto	La empresa "huésped" o el participante del proyecto ("PP") diseñan un proyecto respetuoso del medio ambiente y redactan un documento denominado "DDP"
2	Aprobación y Validación Local	El DDP es presentado a las Autoridades Nacionales Designadas ("AND") del país del "Anexo I" y del país "huésped". Luego de la aprobación por parte de las AND, el proyecto es validado independientemente por una Entidad Operativa Designada ("EOD")
3	Registro ante la Junta Ejecutiva	La Junta Ejecutiva de MDL acepta formalmente la propuesta, que se convierte en un proyecto MDL totalmente "validado"
4	Monitoreo y Verificación	Los PP recolectan datos para monitorear las reducciones de emisión en comparación con la meta. Una EOD verifica en forma independiente los datos informados y otorga un Certificado de Reducción de Emisiones ("CER")
5	Emisión del CER y Pago por Distribución	La Junta Ejecutiva de las Naciones Unidas otorga al PP del país huésped CERs equivalentes a la reducción de emisiones

Fuente: CMNUCC; Bear Stearns & Co., Inc.

El cierre de ciclo de la Central CTLL incrementó su eficiencia significativamente, reduciéndose la emisión de GEI por cada MW/h generado. Por ende, a raíz de la registración del Proyecto, la Compañía tendrá derecho a recibir Certificados ER, los cuales estimamos unos 650.000 por año, bajo el supuesto de funcionamiento de CTLL al 95% de disponibilidad.

En los últimos 12 meses a la fecha de este Prospecto, el precio spot de venta de dichos Certificados ER osciló alrededor de €0,5 cada uno, y cuya perspectiva de precio permanece negativa hasta tanto no se determine un nuevo tratado que continúe incentivando reducciones de GEI. En consecuencia, dado el contexto internacional de dicho mercado, a la fecha de este documento la Compañía no ha emitido ningún certificado ni ha recibido ingresos por este concepto.

A la fecha de este Prospecto, la Compañía ha contratado asesores para asistirle en el desarrollo y la certificación de los Certificados ER que el Proyecto CTLL pueda producir. Asimismo, la Compañía estima que este proceso podría tomar aproximadamente unos seis meses dependiendo de las consultas que se puedan recibir de la Entidad Operativa Designada, el órgano para el cambio climático de la Organización de las Naciones Unidas (la "UNFCCC") y del público.



La Compañía estima razonablemente que el Proyecto CTLL estaría en condiciones de cumplir con todos los requisitos para la emisión de Certificados ER como proyecto MDL, según lo descrito más arriba, aunque no se pueda garantizar que ello ocurra efectivamente.

#### **Deuda financiera de la Emisora**

A la fecha de este Prospecto, la deuda financiera de la Compañía es la descrita en el capítulo “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera - Endeudamiento*” en el presente Prospecto.

#### **Acciones legales de la Emisora**

##### **Acciones legales por incumplimientos del Contratista**

Como consecuencia de los graves atrasos en la entrega de la obra de ampliación y demás incumplimientos del Contratista, CTLL requirió al Contratista el pago de las penalidades por retraso previstas en el Contrato de Construcción, y también exigió al proveedor el pago de un anticipo de daños por incumplimiento de ciertas obligaciones bajo el Contrato de Provisión. Ambos requerimientos fueron rechazados, ante lo cual CTLL procedió a la ejecución de las garantías bancarias de fiel cumplimiento, previstas bajo los Contratos del Proyecto, sin perjuicio de haber formulado reserva de reclamar al Contratista una reparación integral de todos los daños y perjuicios sufridos.

Como resultado de dichas ejecuciones, el 14 de noviembre de 2011 el Banco Bilbao Viscaya Argentaria S.A transfirió a CTLL las sumas de US\$ 859.450 y US\$ 5.920.290, en concepto de pago de los avales emitidos para garantizar el cumplimiento de las obligaciones emergentes del Contrato de Construcción.

El 28 de octubre de 2011, el Contratista solicitó a CTLL le extienda el certificado de recepción provisoria de la Obra, petición que fue rechazada por parte de la Sociedad por no haber cumplido el Contratista con las condiciones contractuales requeridas para tal extremo. Ante la negativa de CTLL de otorgar el certificado de recepción provisoria, el Contratista consideró operada la recepción provisoria implícita y procedió a abandonar la obra.

Con fecha 1 de diciembre de 2011 la Secretaría de la Cámara de Comercio Internacional, notificó a CTLL una solicitud de arbitraje recibida de parte del Contratista la cual fue posteriormente modificada por éste en varias oportunidades, siendo sus principales reclamos los siguientes:

- (i) El otorgamiento de la recepción provisoria bajo el Contrato de Construcción con fecha 1 de noviembre de 2011, o subsidiariamente condenar a CTLL a entregar al Contratista las sumas recibidas por venta de energía eléctrica generada por la ampliación a partir del día 1 de noviembre de 2011 y hasta que el tribunal arbitral considere que se ha producido la Recepción Provisoria;
- (ii) la devolución de los montos cobrados por la Sociedad mediante la ejecución de los avales emitidos por BBVA y Commerzbank a solicitud del Contratista;
- (iii) Declarar producida la Sincronización de la ampliación con fecha 10 de noviembre de 2010;
- (iv) Declarar iniciado el período de garantía el 10 de noviembre de 2010, el que por lo tanto venció el 10 de noviembre de 2012;
- (v) Declarar que CTLL incumplió su obligación de deducir de las cantidades reclamadas al Contratista el reconocimiento de US\$ 18 millones al ejecutar los avales y que como consecuencia el Contratista no está obligado a otorgar dicho reconocimiento;
- (vi) Declarar la obligación y condenar a CTLL a abonar al Contratista US\$ 1.000.000 correspondiente al exceso de franquicia del seguro contratado por CTLL y que el Contratista debió asumir como

consecuencia del acuerdo de liquidación del siniestro que se produjo en la planta el 8 de febrero de 2011.

(vii) El pago de daños y perjuicios respecto de los puntos (i) y (ii) mencionados.

Por su parte CTLL presentó una demanda reconvenzional con fecha 29 de diciembre de 2011 cuyo principal objeto es:

- Que se indemnice a CTLLL por la totalidad de los daños y perjuicios sufridos producto de los incumplimientos de la UTE, los cuales deberán determinarse desde el 26 de julio de 2010 hasta el 1 de noviembre de 2011.
- Que se solucione todos los defectos y problemas que presenta la turbina a vapor al costo de la UTE o alternativamente que se reintegre a CTLLL todos los gastos y costos en que deba incurrir para que la empresa Siemens solucione dichos problemas, entre los que se encuentra la instalación de un rotor nuevo, última rueda de álabes, diafragma, cojinetes, etc.
- Se indemnice a CTLLL por los daños y perjuicios que sufrirá con motivo de la merma de potencia que presenta la turbina a vapor, desde el 1 de noviembre de 2011 hasta tanto la planta esté en condiciones de alcanzar la potencia garantizada bajo el Contrato.
- Se indemnice a CTLLL por la totalidad de los daños y perjuicios a sufrir, y costos en que deba incurrir, con motivo del tiempo de parada que tendrá la Planta cuando deban reinstalarse los componentes de la turbina a vapor removidos.
- Se dé cumplimiento a los hitos de Sincronización y Recepción Provisoria, una vez que se solucionen los problemas de diseño y construcción que presenta la Planta (turbina a vapor, planta de tratamiento de agua, entre otros).
- Extender a CTLLL la Garantía de Funcionamiento y Mecánica previstas en el Contrato a partir del 3 de noviembre de 2011, con excepción de la turbina a vapor, cuyas garantías deben comenzar al momento de ser reinstalados los componentes removidos.
- Abonar a CTLLL la totalidad de las penalidades devengadas.
- Condenar a las empresas demandantes al pago de los intereses correspondientes y todos los gastos, costos y costas del presente arbitraje e indemnizar a CTLLL por cualquier otro daño y perjuicio que surja de las pruebas a producirse en las instancias procesales oportunas.

Asimismo, CTLL fue notificada de una medida cautelar impulsada por el Contratista (la “Medida Cautelar Argentina”) que incluía un embargo por US\$ 8.179.840 afectando su tenencia accionaria en CTG, como así también las sumas que por cualquier concepto CTLL tuviera que percibir por parte de CAMMESA, por el mismo monto referido más arriba (los “Embargos”).

En virtud de lo informado, y de los graves incumplimientos del Contratista bajo los Contratos, con fecha 30 de diciembre de 2011 CTLL procedió a presentar ante la Corte de la Cámara de Comercio Internacional, el rechazo de las pretensiones del Contratista plasmadas en la solicitud de arbitraje antes referida y una demanda reconvenzional contra el Contratista, a través de la cual CTLL persigue un resarcimiento integral de los graves daños sufridos como consecuencia de los incumplimientos.

Adicionalmente a lo hasta aquí indicado, la Sociedad también ejecutó un aval emitido por el Commerzbank Sucursal Madrid (“Commerzbank”) a solicitud del Contratista por la suma de US\$ 13.207.650, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones emergentes del Contrato de Provisión. Dicha garantía fue ejecutada después de que el Contratista rechazara la solicitud de la Sociedad de resarcimiento de daños provocados por sus incumplimientos, entre otras cosas, de suministrar una turbina que generase 176 MW, los cuales se estimaron en aproximadamente US\$ 27 millones.

A los efectos de prevenir el pago por parte del banco avalista de la suma requerida el Contratista solicitó una medida cautelar en un juzgado comercial de Madrid, España (la “Medida Cautelar de España”) la cual le fue otorgada (in audita parte) con fecha 29 de diciembre de 2011 y notificada a CTLL con fecha 23 de enero de 2012. Mediante la Medida Cautelar de España se ordenó a CTLL abstenerse de ejecutar el aval en cuestión por una suma superior a US\$ 1,2 millones, monto de las penalidades por performance

que según el juez haciendo eco de las alegaciones del Contratista, sería la única suma debida bajo el Contrato de Suministro. Adicionalmente mediante la Medida Cautelar de España se ordenó al banco avalista abstenerse de pagar a CTLL cualquier monto por encima de US\$ 1,2 millones hasta tanto se concluya con el proceso arbitral el cual debía ser iniciado dentro de los 20 días hábiles de haber sido dictada la medida. Finalmente el 14 de junio de 2012 el Commerzbank transfirió a CTLL la suma de US\$ 13.207.650.

Con fecha 11 de enero de 2012, el juzgado de feria interviniente aceptó a pedido de CTLL sustituir los Embargos por un seguro de caución. A la fecha dicha sustitución ha quedado firme. Adicionalmente, CTLL presentó apelación contra el otorgamiento de la Medida Cautelar Argentina la cual fue rechazada por el tribunal de alzada.

Con fecha 20 de marzo de 2012 la juez interviniente en el proceso revocó la Medida Cautelar de España, resolución que fue confirmada por el tribunal de alzada.

En el mes de marzo de 2012 el Contratista presentó su réplica a la demanda reconvenional de CTLL, quien por su parte contestó la ampliación de la demanda del primero. El 5 de abril de 2012, quedó conformado el Tribunal Arbitral, con la designación de su presidente, efectuada por la Corte Internacional de Arbitraje. El 30 de julio de 2012 se suscribió el Acta de Misión y se fijó el calendario procesal.

Con fecha 11 de octubre de 2012 CTLL fue notificada de la ampliación del embargo por un monto de US\$ 14.456.458,40 sobre los fondos provenientes de CAMMESA, en virtud de la ejecución por parte de CTLL del aval emitido por Commerzbank.

Con fecha 16 de octubre de 2012 CTLL procedió a solicitar la sustitución de dicho embargo por un seguro de caución y el 17 de octubre de 2012 presentó recurso de revocatoria contra el auto que dictó la ampliación del embargo.

Con fecha 24 de octubre de 2012 el juez hizo lugar a la sustitución del embargo y ordenó correr traslado al Contratista de la revocatoria presentada por CTLL.

Con fecha 21 de febrero de 2013 el juez dictaminante ratificó su resolución, rechazando el recurso de revocatoria, y el expediente pasó en apelación a la Sala E de la Cámara Comercial, habiendo CTLL procedido a la recusación de dicha Sala por la causal de prejuzgamiento por considerar que ya se había expedido sobre los temas en cuestión al haber ratificado el embargo dispuesto por el juez de primera instancia en relación con los avales emitidos por BBVA. Con fecha 14 de agosto de 2013 dicha recusación fue rechazada por la Sala dictaminante.

Con fecha 14 de noviembre de 2012, se produjo la salida de servicio de las instalaciones de transporte que vinculan la central de la Sociedad con el MEM. Ello ocasionó la salida de servicios de las unidades turbo gas y la unidad turbo vapor de la central. La salida de servicio de la unidad turbovapor se produjo en condiciones anormales de operación, produciéndose graves daños sobre la turbina y el generador. A raíz del hecho, se realizaron las denuncias y notificaciones correspondientes a las compañías aseguradoras, a los contratistas encargados de la obra y a CAMMESA.

La Contratista alegó que había expirado el período de garantía y operado la recepción final de la Obra y por lo tanto se desentendió de cualquier responsabilidad por el hecho y sus consecuencias.

Por su parte, la Sociedad efectuó las gestiones necesarias ante las aseguradoras a efectos de recuperar parcialmente los daños provocados por el siniestro, habiendo cobrado un monto de aproximadamente US\$45.3 millones y se abocó a las obras de reparación sobre la unidad turbovapor la cual volvió a entrar en servicio en junio de 2013.

La Sociedad solicitó al Tribunal Arbitral que admita la introducción de nuevas pretensiones indemnizatorias derivadas de los daños sufridos en la turbina y el generador en noviembre de 2012. El Tribunal Arbitral dictó una orden procesal admitiendo la petición de la Sociedad.

El 27 de marzo de 2013, las partes presentaron sus memoriales de fundamentación de las respectivas demandas que mantienen entre sí en el marco del arbitraje bajo las reglas de la Cámara de Comercio Internacional. El Contratista cuantificó sus reclamos en la suma de U\$S 97.5, suma que incluye U\$S 71.5 millones de daño reputacional. Por su parte, la Sociedad cuantificó sus reclamos en la suma total de U\$S 148.298.861 el cual fue actualizado con fecha 21 de junio de 2013, a efectos de incluir los daños ocasionados por el siniestro ocurrido en la Central con fecha 14 de noviembre de 2012, resultando en un total de US\$ 228.245.293, monto al que se le deben deducir (i) las sumas cobradas a las compañías de seguros por los dos accidentes (U\$S 76.5 millones), (ii) el monto de los avales de cumplimiento efectivamente cobrados (U\$S 20 millones) y descuento del último hito contractual (U\$S 18 millones).

El 26 de julio de 2013, las partes presentaron sus memoriales de contestación de demanda y contestación de demanda reconventional y el 15 de octubre de 2013 presentaron sendos escritos de réplica a dichas contestaciones.

El 20 de marzo de 2014 concluyeron las audiencias de testigos y expertos habiéndose presentado las alegaciones finales el 31 de mayo de 2014.

Finalmente, con fecha 19 de junio de 2015, la Sociedad fue notificada del laudo arbitral, donde el Tribunal Arbitral reconoció ciertos incumplimientos contractuales por parte de las Contratistas, condenándolas a abonar de forma solidaria a favor de la Sociedad, la suma de US\$ 49.304.564 en concepto de resarcimiento por daños y perjuicios. Ahora bien, luego de compensar ciertos créditos y débitos recíprocos entre las partes, el saldo pendiente por parte de las Contratistas a favor de la Sociedad en virtud del laudo, corresponde a la suma de US\$15.085.681,10, la cual se compone de la siguiente manera: (i) US\$10.737.414 en concepto de capital (el cual devengará un interés del 8% anual hasta el pago íntegro de la deuda), (ii) US\$2.719.787 en concepto de intereses, y (iii) US\$1.628.480,10 en concepto de costos del arbitraje y gastos legales.

## **Contingencias**

### **Nuevo siniestro en la planta de generación**

Con fecha 14 de noviembre de 2012, se produjo la salida de servicio de las instalaciones de transporte que vinculan la central de la Sociedad con el MEM. Ello ocasionó la salida de servicio de las unidades TG y la unidad TV de la central. La salida de servicio de la unidad TV se produjo en condiciones anormales de operación, produciéndose graves daños sobre la turbina y el generador. A raíz del hecho, se realizaron las denuncias y notificaciones correspondientes a las compañías aseguradoras, al Contratista y a CAMMESA.

La Unidad TV se encuentra reparada y en operación comercial desde el 13 de junio de 2013.

La Sociedad solicitó al Tribunal Arbitral que admita la introducción de nuevas pretensiones indemnizatorias derivadas de los daños sufridos en la turbina y el generador. El Tribunal Arbitral dictó una orden procesal admitiendo la petición de la Sociedad. Para más información ver "*Acciones legales de la Emisora - Acciones legales por incumplimientos del Contratista*" más arriba.

### **Reclamo de indemnización a las compañías aseguradoras**

En relación al último siniestro antes mencionado, la Sociedad efectuó las presentaciones necesarias ante las compañías aseguradoras con la finalidad de recibir las indemnizaciones por los daños sufridos por la nueva falla y minimizar las pérdidas derivadas del Contrato de Abastecimiento 220. La suma cobrada por la Sociedad correspondiente a interrupción de negocio y daños materiales ascendió a U.S.\$ 43.7 millones.

Durante el mes de septiembre de 2013, la Sociedad siguiendo los procedimientos habituales para este tipo de siniestros, efectuó una solicitud de indemnización final a las compañías aseguradoras por la suma total y definitiva de US\$ 43,7 millones, previa deducción de los anticipos recibidos a cuenta, que

totalizan US\$ 23 millones a la fecha de cierre de los estados financieros individuales condensados intermedios.

A raíz de las particularidades del siniestro, CTLL notificó a la SE y CAMMESA la configuración de un evento de fuerza mayor de acuerdo con las disposiciones del Contrato de Abastecimiento 220, no correspondiendo por lo tanto la aplicación de penalidades por indisponibilidad derivada de dicho evento.

A pesar de que la Sociedad presentó a la SE y CAMMESA las pruebas que acreditan la configuración de un supuesto de fuerza mayor, CAMMESA rechazó dicho supuesto e incluyó en los documentos de transacción económica (“DTE”) de noviembre 2012 a junio de 2013, penalidades por la indisponibilidad derivada del evento de fuerza mayor. En respuesta a ello, la Sociedad solicitó a CAMMESA la rectificación de los mismos y efectuó nuevas presentaciones ante la SE a fin de que resuelva la cuestión planteada, lo que a la fecha aún no ha ocurrido.

A consecuencia de que CAMMESA aplicó las penalidades por indisponibilidad durante el período mencionado, y sin perjuicio de que haya operado plenamente la subrogación legal de derechos prevista en el art. 80 de la Ley de Seguros Nº 17.418, CTLL y las compañías aseguradoras han acordado respecto de dichas penalidades aplicadas a la Sociedad:

- (i) que la Sociedad continúe el trámite de recupero de las penalidades antes las autoridades competentes;
- (ii) que en caso de que la SE haga lugar a la solicitud de CTLL, ordenando a CAMMESA la restitución de los montos debitados en concepto de penalidades, CTLL se compromete a reembolsar a las aseguradoras dichas sumas en proporción a las penalidades indemnizadas por las compañías aseguradoras;
- (iii) que en caso de que la invocación de fuerza mayor fuera denegada por la SE, entonces CTLL y las compañías aseguradoras deberán resolver de común acuerdo el curso de acción a seguir a fin de proteger adecuadamente sus respectivos derechos;
- (iv) que la Sociedad se compromete a poner a disposición de las compañías aseguradoras toda la documentación comercial y/o de cualquier índole que emita CAMMESA en relación a sus acreencias a fin de que aquellas puedan realizar los controles que crean oportunos en relación con el recobro por alguna vía de las penalidades.

#### ***Central Térmica Loma de la Lata S.A. y otros c/ Estado Nacional – PEN – Ministerio de Planificación***

Con fecha 28 de Junio de 2013, CTLL y CTG junto a otras generadoras interpusieron una demanda contra el Estado Nacional a fin de demandar el cumplimiento de contrato y daños y perjuicios en virtud de los incumplimientos incurridos respecto de los compromisos asumidos en el “ACUERDO PARA EL INCREMENTO DE DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN TÉRMICA ENTRE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN Y PAMPA ENERGÍA S.A.”, suscripto, con fecha 01 de Abril de 2011, para concretar la ejecución del proyecto de generación de la Central Térmica Piquirenda en el marco del “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”.

El monto estimado del reclamo es superior a la suma de \$32.046.473, con más intereses devengados en virtud de lo dispuesto en la Resolución SE 406/03 y aquellos devengados desde la fecha en que el ESTADO NACIONAL debió cumplir con su obligación de cancelar las LVFVD.

En la misma fecha (28 de junio de 2013), CTG presentó un Beneficio de Litigar sin Gastos, con relación a la causa principal citada.

A la fecha no se corrió traslado de la demanda principal. El beneficio de litigar sin gastos se encuentra en trámite sin que a la fecha se haya resuelto sobre el particular.

En virtud de lo acordado en las Condiciones Particulares, se realizaron las gestiones ante la Secretaría de Energía para contar con su conformidad para la suspensión de la acción. Si bien la Secretaría de Energía

no prestó su conformidad para suspender las actuaciones, a solicitud de CTLL y en vista al acuerdo arribado en las Condiciones Particulares, el juzgado interviniente suspendió el procedimiento

#### **Central Térmica Loma de la Lata S.A. y otros c/ Estado Nacional – PEN – Ministerio de Planificación**

Con fecha 28 de Junio de 2013, CTLL interpuso una demanda contra el Estado Nacional a fin de demandar el cumplimiento de contrato y daños y perjuicios en virtud de los incumplimientos incurridos respecto de los compromisos asumidos en el “CONVENIO MARCO PARA EL CIERRE DEL CICLO COMBINADO LOMA DE LA LATA”, suscripto, con fecha 09 de Diciembre de 2008, y del “CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM ENTRE CTLL Y CAMMAESA (Resolución SE 724/08)”, celebrado el 14 de abril de 2009, para concretar la ejecución del cierre del ciclo combinado de la Planta de CTLL.

El monto estimado del reclamo es superior a la suma de \$130.000.000, con más intereses devengados en virtud de tales incumplimientos.

En la misma fecha (28/06/13), CTLL, presentó un Beneficio de Litigar sin Gastos, con relación a la causa principal citada.

A la fecha del presente prospecto no se corrió traslado de la demanda principal ni del beneficio de litigar sin gastos. El beneficio de litigar sin gastos se encuentra en trámite sin que a la fecha se haya resuelto sobre el particular.

En virtud de lo acordado en las Condiciones Particulares, se realizaron las gestiones ante la Secretaría de Energía para contar con su conformidad para la suspensión de la acción. Si bien la Secretaría de Energía no prestó su conformidad para suspender las actuaciones, a solicitud de CTLL y en vista al acuerdo arribado en las Condiciones Particulares, el juzgado interviniente suspendió el procedimiento.

#### **Reconocimiento económico a la Sociedad**

Con fecha 30 de marzo de 2011 la Sociedad aceptó una oferta de acuerdo cursada (el “Acuerdo de Marzo”) por el Contratista por medio de la cual éste le otorgaba a la Sociedad un reconocimiento económico a su favor, el cual sería compensado con los pagos pendientes correspondientes al último hito de pago bajo los contratos. El importe reconocido se valorizó a los efectos del acuerdo descripto en US\$ 18 millones.

Dado el avance de las distintas etapas del proceso arbitral y con motivo de la reciente presentación del memorial de fundamentación de demanda por parte del Contratista y la réplica al memorial de demanda por parte de la Sociedad, lo que le permitió a la Sociedad tomar conocimiento de los fundamentos sobre los que se apoyan sus pretensiones, los asesores legales expertos opinan que son remotas las probabilidades de que el reclamo arbitral del Contratista de pago del último hito contractual y nulidad del reconocimiento pueda prosperar. Por ello, a pesar de no haber ocurrido aun la Recepción Provisoria de la Obra en los términos requeridos por los Contratos respectivos, al 30 de septiembre de 2013 la Sociedad registró como ingreso el reconocimiento económico otorgado por el Contratista mediante el Acuerdo del Marzo por la suma de \$ 85,2 millones, al tiempo que procedió a compensar el pasivo que mantiene registrado por el último hito de pago bajo los contratos por el mismo monto. Para más información ver “*Acciones legales de la Emisora - Acciones legales por incumplimientos del Contratista*” más arriba.

#### **Reclamo por Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta**

##### **Reclamo de repetición**

Con fecha 28 de septiembre de 2010 la Sociedad se interpuso reclamo de repetición ante la AFIP por el impuesto a la ganancia mínima presunta correspondiente a los períodos fiscales 2008 y 2009. Por medio del reclamo se solicita la repetición de \$ 7.430.894 y \$ 3.279.546 por los períodos fiscales 2008 y 2009, respectivamente, incluyendo la devolución de los pagos oportunamente ingresados y la desafectación del pago realizado por compensación con diversos créditos fiscales.

Ante la falta de respuesta por parte de la AFIP, con fecha 30 de diciembre de 2010 la Sociedad promovió acción de repetición ante la justicia de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal y al mismo tiempo solicitó medida cautelar de no innovar a efectos de que la AFIP se abstenga de intimar el pago y/o promover ejecución fiscal y/o trabar medidas en contra de la Sociedad.

Respecto de la medida cautelar interpuesta por la Sociedad, con fecha 3 de marzo de 2011, fue notificada de la sentencia de Primera Instancia mediante la cual se rechazó la medida cautelar solicitada, decidiendo no apelar dicha sentencia.

Con fecha 15 de noviembre de 2012 se notificó el proveído por medio del cual se tiene habilitada la instancia y se intimó a liquidar e ingresar la tasa de justicia, lo cual fue acreditando por la Sociedad con fecha 22 de noviembre.

### **Acción declarativa**

Con fecha 12 de mayo de 2011, 18 de mayo de 2012, 7 de mayo de 2013 y 19 de mayo de 2014, la Sociedad presentó acción meramente declarativa en los términos del Art. 322 del CPCCN, contra la AFIP a fin de obtener certeza respecto de la aplicación del impuesto a la ganancia mínima presunta correspondiente al período fiscal 2010, 2011, 2012 y 2013 respectivamente, en relación a lo resuelto por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en autos "Hermitage", de fecha 15 de junio de 2010.

En dicho precedente, la Corte había declarado la inconstitucionalidad del impuesto en cuestión, dado que bajo determinadas circunstancias, el mismo resulta irrazonable y viola el principio de capacidad contributiva.

Asimismo, la Sociedad solicitó se dicte medida cautelar de no innovar a fin de que la AFIP se abstuviese de intimar el pago o promover ejecución fiscal sobre el impuesto. En las presentaciones por todos los periodos fiscales, el Juzgado que entiende en las actuaciones resolvió rechazar la medida cautelar, resolución que fue apelada por la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 el impuesto a la ganancia mínima presunta correspondiente a los períodos fiscales 2010 a 2014, se encontraba provisionado por un monto total de \$ 102,7 y \$ 63,1 millones respectivamente, incluyendo intereses resarcitorios.

### **Impuesto a los ingresos brutos**

La Sociedad presentó una nota a la Dirección Provincial de Rentas de Neuquén, a fin de poner en conocimiento de esa Dirección que la Sociedad considera que la actividad de generación de energía eléctrica que realiza en esa provincia se encuentra incluida dentro de las previsiones del art. 12 de la Ley 15.336, el que establece que las obras e instalaciones de generación, transformación y transmisión de la energía eléctrica de jurisdicción nacional y la energía generada o transportada en las mismas no pueden ser gravadas con impuestos y contribuciones, o sujetas a medidas de legislación local que restrinjan o dificulten su libre producción y circulación. De esta forma, y por aplicación de dicho artículo, los ingresos derivados de la generación de energía eléctrica no se encuentran gravados con el impuesto sobre los ingresos brutos provincial.

La postura sostenida por la Sociedad fue finalmente respaldada por la resolución firme de la Fiscalía de Estado de la Provincia de Neuquén de fecha 9 de abril de 2014, en la cual el Fiscal en respuesta al expediente N° 5823-007042/14 "S/Central Térmica Loma de la Lata S/ISIB s/Generación de Energía Eléctrica y solicitud de certificado de exención", se expidió de la siguiente manera: "[...] que atento a la normativa que el Estado Nacional dictó en la materia como medio idóneo para alcanzar los fines federales perseguidos, no corresponde que la empresa tribute el Impuesto sobre los Ingresos Brutos."

En línea con la Resolución de la Fiscalía de Estado de la Provincia de Neuquén, la Dirección Provincial de Rentas de dicha provincia ha extendido a la Sociedad, en el mes de mayo, un certificado de no retención y/o percepción en el Impuesto sobre los Ingresos Brutos con vigencia hasta el 31 de diciembre del 2015.

Al 31 de diciembre de 2014, basándose en las resoluciones adoptadas por los organismos citados, la Sociedad decidió revertir la provisión que mantenía registrada al 31 de diciembre de 2013 por un monto total de \$ 41,1 millones, con contrapartida en el rubro Otros ingresos operativos del Estado de Resultado Integral por \$ 37,9 millones en concepto de impuesto a los ingresos brutos y en el rubro Otros resultados financieros por \$ 3,2 millones en concepto de intereses resarcitorios.

### **Empleados de la Emisora**

Los empleados de la Emisora son los que se describen en “*Directores, administradores, gerencia y empleados – Empleados de la Emisora*” en el presente Prospecto.

### **Política de dividendos**

La Emisora no cuenta con una política formal de dividendos. A la fecha, la Compañía tiene ciertas restricciones al pago de dividendos bajo ciertos compromisos contractuales. Salvo por tales restricciones y las limitaciones establecidas por ley, la Compañía no está sujeta a restricciones sobre el pago de dividendos.

Desde el año 2009 a la fecha la Compañía no ha hecho ninguna distribución de dividendos.

## **CENTRAL TÉRMICA GÜEMES S.A.**

### **General**

CTG es una compañía dedicada principalmente a la generación de energía, y su principal activo es la central Güemes, una planta de generación termoeléctrica ubicada en el noroeste de la Argentina, en la Ciudad Gral. Güemes, provincia de Salta, que cuenta con cuatro turbinas con una capacidad instalada de aproximadamente 361 MW.

CTG puede vender la energía producida al sistema interconectado argentino, por medio del Mercado Spot con sus ingresos fijados según la Resolución 95/2013. Adicionalmente, la energía generada por la turbina GUEM TG 01 se destina principalmente a la venta para clientes de contratos a término, bajo la modalidad de Energía Plus, y para abastecer al Mercado Spot.

En cuanto a los contratos de Energía Plus, los mismos han sido renovados recientemente por un plazo promedio de un año a un precio de US\$78/MWh promedio (US\$67/MWh de energía y US\$11,0/MWh de potencia).

CTG ocupa un lugar de gran importancia en el área NOA-Norte, en lo referente a la garantía de calidad del sistema eléctrico (frecuencia y tensión) en la zona y posee una buena ubicación por la proximidad a los campos de gas y a Bolivia, lo que le da una ventaja adicional.

### **Antecedentes**

CTG fue constituida como una entidad sin actividad por el Gobierno Argentino en 1992 como parte de la privatización de las unidades de generación que pertenecían a la ex Agua y Energía Eléctrica S.A. (“AyEE”), una empresa estatal dedicada a la generación, transporte y distribución de electricidad.

A principios de septiembre de 1992, Powerco, el vehículo de inversión formado por Duke Güemes Inc., Sociedad Comercial del Plata S.A., Iberdrola S.A., The Argentine Investment Company y TCW Americas Development Association L.P., adquirió el 60% de CTG y ésta fue inscrita en la Inspección General de Justicia el 18 de septiembre de 1992, bajo el N° 8894 del Libro 111, Tomo A de Sociedades Anónimas y opera bajo las leyes de la República Argentina. Sin embargo, con fecha 8 de julio de 1999 se inscribió el cambio de jurisdicción y sede social de CTG por ante el Juzgado de Primera Instancia de Minas y en lo Comercial de Registro de la Provincia de Salta al folio 9/10, asiento 2425 del Libro 10 de Sociedades Anónimas. Así, su plazo de duración expirará el 28 de febrero de 2092.



Mediante sendos contratos de compraventa de acciones, en el año 2006 Pampa Energía adquirió: (i) el 100% de las acciones de Dilurey S.A., actualmente Pampa Inversiones S.A. – compañía uruguaya propietaria del 90% del capital accionario de Powerco –; y (ii) el 8% del capital accionario de Powerco, controlante de CTG. En virtud de ambas compraventas, el 4 de enero de 2007, se transfirió directa e indirectamente el 98% de las acciones de Powerco, la controlante de CTG, la cual se encuentra bajo el control de Pampa Energía.

Con fecha 18 de septiembre de 2007, CTLL realizó un aporte de capital en CTG, que comprendió (i) la cesión de los Contratos del Proyecto CTG y, (ii) la suma de \$123.670.387 en efectivo, suscribiendo como consecuencia de dicho aporte 180.869.600 acciones preferidas escriturales sin derecho a voto de CTG, de un valor nominal de \$1 cada una (con una prima total de \$27.130.440 o de \$0,15 por acción), representativas del 74,19% del capital social de CTG (las “Acciones Preferidas”).

CTLL suscribió la totalidad de las Acciones Preferidas atento a que Powerco (accionista titular de las acciones Clase A de CTG) cedió a su favor los derechos de suscripción preferente y de acrecer y los accionistas Clase “C” (Programa de Propiedad Participada) y “B” (Estado Nacional) renunciaron expresamente a ejercer tales derechos. A su vez CTLL firmó un contrato de opción de compra a favor del Estado Nacional por el cual, de ejercida esta opción, se obligaba a transferir al Estado Nacional 54.260.880 de las acciones preferidas de su titularidad en CTG, representativas del 30% de las Acciones Preferidas. El Estado Nacional no ejerció oportunamente su opción para adquirir de CTLL las mencionadas Acciones Preferidas, habiendo vencido el plazo acordado al efecto.

En consecuencia, y atendiendo a lo establecido en las condiciones de emisión, el 19 de septiembre de 2008 CTLL comunicó a CTG su decisión de convertir cada una de sus Acciones Preferidas en una acción ordinaria clase “A”. El directorio de CTG tomó conocimiento de esta decisión en su reunión de fecha 19 de septiembre de 2008.

En agosto de 2008, concluyó la obra cuyo objeto era la instalación de la turbina GUEM TG 01 en el predio de CTG. Dicha obra se implementó mediante los Contratos del Proyecto CTG que fueron celebrados a través de CTLL y luego cedidos a CTG. Véase “-Proyecto de Ampliación de la Capacidad de Generación de la Planta CTG”.

Con fecha 23 de marzo de 2012, en Asamblea General Extraordinaria y en el marco de una reorganización societaria, Powerco resolvió escindirse parcialmente y fusionarse con Pampa Energía S.A. En consecuencia, la participación accionaria de Powerco en CTG se transfirió a Pampa Energía, siendo esta última tenedora del 18,06% de las acciones de CTG. A la fecha del presente Prospecto, dicha escisión y fusión se encuentra en trámite de inscripción ante los organismos correspondientes.

Al día de la fecha los accionistas de CTG son CTLL, Pampa Energía y el Gobierno Nacional quienes poseen el 74,20%, 18,06%, y 7,74%, respectivamente, del capital social y los derechos de voto de la Compañía. Una vez perfeccionada la Fusión de CTG (es decir, una vez obtenidas las inscripciones registrales correspondientes y realizado el canje accionario), los accionistas de CTG serán CTLL (64,26%), Pampa Energía (26,17%), Estado Nacional (6,70%), ANSES (2,81%) y Público Inversor (0,06%).

#### *Central Térmica Piquirenda (“CTP”) - Fusión de CTG con EGSSA y EGSSA Holding*

Con fecha 27 de septiembre de 2013 el Directorio de la CTG resolvió iniciar los trámites a fin de que la CTG absorba conjuntamente a las sociedades EGSSA y EGSSA Holding (ambas sociedades vinculadas a CTG), concluyendo que resulta beneficioso fusionarse bajo los términos de neutralidad tributaria en una sola sociedad, a fin de optimizar sus recursos simplificando su estructura administrativa y operativa, es decir, la Fusión de CTG.

El 6 de noviembre de 2013 los términos y condiciones de la Fusión de CTG fueron acordados por los representantes de CTG, EGSSA y EGSSA Holding mediante la suscripción del correspondiente compromiso previo de fusión por absorción. En la misma fecha, se solicitó la conformidad administrativa

de la CNV respecto de la Fusión de CTG y la conformidad administrativa previa de la BCBA. Con fecha 9 de diciembre de 2013 la CNV remitió el prospecto a la BCBA a fin de su publicación.

Las respectivas asambleas extraordinarias de accionistas de CTG, EGSSA y EGSSA Holding aprobaron con fecha 20 de diciembre de 2013 (i) la Fusión de CTG; (ii) la documentación relacionada a la Fusión de CTG y (iii) la disolución sin liquidación de EGSSA y de EGSSA Holding. En especial, la Asamblea de CTG aprobó también, (i) una reforma estatutaria como consecuencia de la Fusión de CTG; (ii) la relación de canje de la Fusión de CTG; y (iii) el ingreso a la oferta pública de las acciones de CTG.

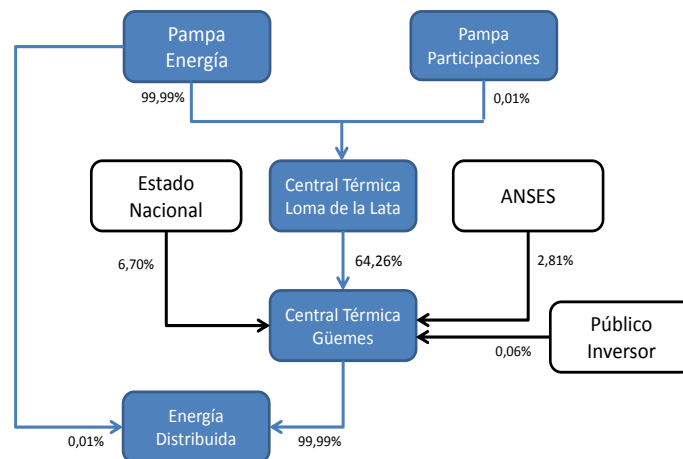
La mencionada modificación al estatuto de CTG comprende los siguientes artículos: Quinto, Sexto, Octavo, Décimo, Décimo Cuarto, Décimo Cuarto Bis, Décimo Quinto y Vigésimo Tercero, referidos al capital social, la reglamentación de los futuros aumentos de capital, la composición y funcionamiento del Directorio, la garantía que deberán prestar los Directores, la forma de elección de los miembros de la Comisión Fiscalizadora, la conformación y funcionamiento del Comité de Auditoría, las reglas para la asistencia a las Asambleas y las disposiciones transitorias, respectivamente.

Dichas modificaciones comprenden:

- i. La modificación del artículo quinto estableciendo el aumento del capital social de \$83.775.600 a \$96.735.724, es decir en la suma de \$12.960.124, mediante la emisión de 12.960.124 acciones Clase B.
- ii. La modificación del artículo sexto, referida a los futuros aumentos de capital.
- iii. La reforma del artículo octavo, estableciendo la composición y funcionamiento del directorio de CTG.
- iv. La modificación del artículo décimo, estableciendo la garantía que deberán prestar los directores de CTG.
- v. La reforma del artículo décimo cuarto, estableciendo la designación y funcionamiento de la comisión fiscalizadora.
- vi. La incorporación de un nuevo artículo décimo cuarto bis, estableciendo la conformación y funcionamiento del comité de auditoría.
- vii. La modificación del artículo décimo quinto, fijando las reglas para la asistencia a las asambleas de CTG.
- viii. La eliminación del artículo vigésimo tercero referido a disposiciones transitorias.

Una vez inscripto el acuerdo definitivo de fusión ante los respectivos Registros Públicos de Comercio, la Fusión de CTG será oponible a terceros y será presentada ante la BCBA de acuerdo con lo establecido en el artículo 101 del Reglamento para la Autorización, Suspensión, Retiro y Cancelación de Cotización de Títulos Valores de la BCBA.

Como consecuencia de la Fusión de CTG el organigrama societario de la Emisora quedará conformado de la siguiente manera, una vez que la misma sea inscripta en los registros públicos de comercio correspondientes:



La Fusión de CTG se realizó con el fin de obtener significativas ventajas operativas y económicas relacionadas con el logro de una mayor eficacia operativa, la utilización optimizada de los recursos disponibles, de las estructuras técnicas, administrativas y financieras, y la racionalización y reducción de los costos operativos.

EGSSA y EGSSA Holding son sociedades pertenecientes al mismo grupo económico y tanto éstas como CTG se encuentran sujetas al control común de Pampa Energía. Por lo tanto, se considera que por medio de la Fusión de CTG se aprovechará la gran complementariedad existente entre las sociedades participantes, reduciendo todos aquellos costos originados por la duplicación y superposición de estructuras operativas y administrativas.

Como consecuencia de la Fusión de CTG, CTG aumentó su capital social en \$ 12.960.124, es decir de \$ 83.775.600 a \$ 96.735.724, mediante la emisión de 12.960.124 acciones Clase B.

Desde el 13 de febrero de 2014, fecha en la cual se suscribió el acuerdo definitivo de fusión y hasta su inscripción en los respectivos registros públicos de comercio, el directorio de CTG tomó a cargo la administración de EGSSA y de EGSSA Holding con suspensión de sus respectivos órganos de administración en los términos del artículo 84 de la Ley de Sociedades y el estatuto CTG. A la fecha del presente, la Fusión no se ha inscripto en los registros públicos correspondientes.

Para mayor información, por favor ver el Prospecto de Fusión, el que se encuentra disponible en la página web de la CNV (<http://www.cnv.gob.ar>) en el ítem Información Financiera.

A continuación se incluye una breve reseña sobre las sociedades EGSSA y EGSSA Holding.

#### *EGSSA Holding*

EGSSA Holding es una sociedad anónima constituida y regulada por las leyes de la República Argentina, inscripta ante el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires bajo el Nro. 15502 del Libro 61 de Sociedades por Acciones con fecha 10 de octubre de 2012. EGSSA Holding tiene su domicilio legal en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y su sede social en Avenida del Libertador 6363, de esa ciudad.

La actividad de EGSSA Holding consiste en inversiones en empresas energéticas, y conduce sus negocios a través de la empresa subsidiaria EGSSA, la que, como se verá más adelante, se dedica a la generación, producción, comercialización, adquisición en intercambio de energía eléctrica en todo el ámbito del país.

El capital social de EGSSA Holding asciende a la suma de \$30.358.126 y se encuentra representado por 30.358.126 acciones ordinarias, nominativas no endosables, de valor nominal \$1 y con derecho a 1 voto por acción. A la fecha de este prospecto, Pampa Energía es titular del 78,56% del capital social de EGSSA Holding.

EGSSA Holding no posee deuda.

#### EGSSA

EGSSA es una sociedad anónima constituida y regulada por las leyes de la República Argentina, inscripta ante el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires bajo el Nro. 11381, Libro 36 de Sociedades por Acciones con fecha 16 de julio de 2007. EGSSA tiene su domicilio legal en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y su sede social en la calle Ortiz de Ocampo 3302, Edificio 4°, de esa ciudad.

El capital social de EGSSA asciende a la suma de \$98.999.246 representado por 98.999.246 acciones ordinarias escriturales de valor nominal \$1 por acción y con derecho a un voto por acción. Actualmente EGSSA Holding es titular del 100% del capital social de EGSSA.

El objeto social de EGSSA es la generación, producción, comercialización, adquisición e intercambio de energía eléctrica en todo el ámbito del país. EGSSA es titular de una planta de generación eléctrica denominada Central Térmica Piquirenda situada en el paraje Piquirenda, localidad de Aguaray, Provincia de Salta. LA CTP consiste en una central térmica de generación de 30 MW compuesta por diez motogeneradores GE Jenbacher JGS 620 alimentados a gas natural. El combustible se obtiene a través de una conexión directa al gasoducto de Transportadora de Gas del Norte S.A. Los ingresos de EGSSA están compuestos principalmente por ventas de energía y potencia bajo un contrato de abastecimiento en marco de la Resolución 220/2007.

EGSSA no posee deuda.

#### Central Térmica Piquirenda

La CTP fue creada en el año 2008 por Empresa Distribuidora de Electricidad Regional S.A. y está ubicada en el noroeste de la Argentina, en el paraje denominado Piquirenda, provincia de Salta. Actualmente la CTP se encuentra bajo el control indirecto de EGSSA Holding, una sociedad de la cual Pampa Energía posee el 78,54%. Del remanente de EGSSA Holding, el 21,04% pertenece a ANSES y el 0,39% se encuentra en manos de público inversor.

La CTP tiene una capacidad instalada de 30,4MW y cuenta con 10 Motogeneradores GE Jenbacher JGS 620 de última generación, con una eficiencia de 42,5% que funcionan utilizando gas natural.

En julio de 2011 EGSSA suscribió con CAMESA el Contrato 220, por un plazo de 10 años, un contrato en el marco de la Resolución 220/2007. El Contrato 220 establece un pago por:

Potencia de US\$18.000/mes

Operación y Mantenimiento de 10 US\$/MWh

La CTP está autorizada a generar electricidad utilizando Gas Plus. CTP, para el respaldo del Contrato 220, adquiere Gas Plus de Petrolera Pampa S.A. a un precio de 5,2 US\$/MMBTU. El volumen del contrato es de 172 dam3/día.

#### La Planta de CTG

La Planta CTG cuenta con cuatro turbinas, cada una de ellas alimentada a gas:

Unidad	Capacidad Nominal ISO (MW)	Eficiencia	Combustible	Año de Puesta en Marcha	Tipo de Unidad
GUEM TV 11	63	31%	Gas	1983	Turbina / Caldera de Vapor
GUEM TV 12	63	31%	Gas	1983	Turbina / Caldera de Vapor
GUEM TV 13	135	33%	Gas	1992	Turbina / Caldera de Vapor
GUEM TG 01 - LMS 100	100	43%	Gas	2008	Turbina Aeroderivada a gas

<b>TOTAL</b>	<b>361</b>
--------------	------------

### Proyecto de ampliación de la capacidad de generación de la Planta CTG

Desde sus inicios, la estrategia de CTG ha sido realzar el valor y maximizar los beneficios derivados de sus activos de generación. De acuerdo a dicha estrategia se ha ampliado la capacidad de generación de la Planta CTG en el marco del Plan de Energía Plus.

En el mes de junio de 2007 Pampa Energía, a través de CTLL firmó los Contratos del Proyecto CTG.

La obra de ampliación de la capacidad de generación de la Planta CTG concluyó en agosto de 2008 y tuvo un costo total de US\$69,5 millones.

### Generación

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, la generación neta fue de 1.718 GWh, produciéndose un aumento del 12% comparado con la generación de 2012 de 1.533 GWh.

El siguiente cuadro detalla la generación neta en GWh de cada unidad:

Unidad	Generación 2014	Generación 2013	Generación anual funcionando al 95%
GUEM TV 11	62	140	496
GUEM TV 12	208	147	494
GUEM TV 13	841	874	1.053
<b>Subtotal</b>	<b>1.111</b>	<b>1.161</b>	<b>2.043</b>
GUEM TG 01 - LMS 100	418	514	820
CTP	131	130	250
<b>TOTAL</b>	<b>1.660</b>	<b>1.805</b>	<b>3.113</b>

\* Generación correspondiente al último trimestre de 2013, luego de la fusión entre CTG y CTP llevada a cabo a partir del 1 de octubre de 2013.

El siguiente cuadro detalla, para los períodos indicados, la generación neta de CTG:

Mes	Generación Neta GWh														
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Enero	133	108	151	70	100	111	135	134	129	152	122	199	192	157	212
Febrero	127	74	97	59	99	115	110	109	144	145	110	138	151	124	149
Marzo	104	73	128	70	92	163	127	127	153	166	113	123	114	113	144
Abril	100	137	125	76	86	143	121	117	165	145	106	119	84	135	125
Mayo	160	148	104	78	101	155	120	153	133	130	102	159	99	153	89
Junio	151	127	101	93	101	119	131	162	131	141	94	138	129	128	111
Julio	144	116	106	103	134	146	150	160	145	141	137	150	126	108	111
Agosto	155	118	91	105	148	154	160	169	129	163	163	138	143	111	108
Septiembre	147	148	76	101	138	125	157	143	157	139	135	162	102	96	109
Octubre	133	89	58	96	111	114	159	118	160	109	100	152	117	158	148
Noviembre	109	107	67	95	117	133	130	122	122	142	162	182	133	204	175
Diciembre	162	131	75	84	99	139	167	129	156	125	188	187	143	231	179

<b>Total</b>	<b>1.625</b>	<b>1.376</b>	<b>1.178</b>	<b>1.030</b>	<b>1.324</b>	<b>1.617</b>	<b>1.666</b>	<b>1.643</b>	<b>1.724</b>	<b>1.699</b>	<b>1.533</b>	<b>1.845</b>	<b>1.533</b>	<b>1.805</b>	<b>1.660</b>
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Fuente: CAMMESA

Desde 2000 a 2014, su generación anual promedio es de 1.545 GWh, habiendo registrado el nivel de generación máximo en el año 2011 y el nivel mínimo en el año 2003. Cabe destacar que la unidad LMS 100 entró en servicio en el mes de septiembre de 2008.

La generación de la Planta CTG durante el año 2014 fue menor a la que hubiera tenido si la misma hubiera funcionando al 95% de su potencia neta. Los despachos de las turbinas a vapor (GUEM TV 11, GUEM TV 12 y en menor medida la GUEM TV 13) durante el año 2014 fue menor, debido principalmente a la escasez de combustible. CAMMESA, ante restricciones del sistema de gas natural, dispone del derecho sobre los volúmenes de gas natural que le han otorgado los generadores, en virtud de la aplicación de la Nota de la Secretaría de Energía N° 6866 y sus complementarias. A partir de la implementación de la Resolución 95/2013, CAMMESA centraliza la gestión comercial y el despacho de gas para generación. Esto llevó a que la Planta CTG no cuente con el gas suficiente para generar con todas las unidades. Para maximizar la oferta térmica, CAMMESA redirecciona el gas a las unidades más eficientes (en el caso particular de CTG las GUEM TV 13 y GUEM TG 01), dejando fuera de servicio a las unidades más chicas (en el caso particular de CTG las GUEM TV 11 y GUEM TV 12). Es de destacar que a pesar de esto y según lo establecido por la Resolución 95/2013 y notas complementarias, dichas unidades perciben un ingreso denominado “Costo Fijo” si las mismas se encuentran técnicamente disponibles y a pesar de no estar despachadas.

### Mantenimiento

Para las tres unidades turbo vapor, las tareas de Mantenimiento Mayor, como se define más adelante, son realizadas por los empleados de CTG y supervisores contratados de SKODA, fabricante de las unidades. Siguiendo un criterio de prudencia y en función de los resultados de las actividades de mantenimiento preventivo y predictivo se van definiendo las intervenciones mayores a efectuar en estas Unidades TV. Para realizar estas tareas de mantenimiento es preciso que la unidad permanezca parada durante doce a catorce semanas (“Mantenimiento Mayor”). Asimismo, cada unidad requiere un mantenimiento anual que implica la parada de la unidad durante dos semanas como máximo, dos veces al año, no excluyente para ejecutar tareas donde es necesario la condición de Unidad fuera de servicio.

Los empleados de CTG realizan las tareas de mantenimiento de rutina a lo largo del año, sin necesidad de parar ninguna de las unidades, aplicando las modernas técnicas de mantenimiento preventivo y predictivo, apoyados por un sistema informático de gestión de mantenimiento. Para cuestiones específicas, se recurre a la asistencia externa de asesoramiento o servicios de consultores y/o prestadores especializados.

El siguiente cuadro detalla los últimos Mantenimientos Mayores que sufrieron las unidades de la planta:

Unidad	Mantenimiento Mayor		Monto Total	Observaciones
	Desde	Hasta		
GUEM TV 11	19/03/2003	04/07/2003	US\$926.736	Tipo de cambio \$/US\$2,90
GUEM TV 12	11/02/2006	09/06/2006	US\$2.362.183	Tipo de cambio \$/US\$3,01
GUEM TV 13	04/05/2009	19/07/2009	\$19.000.000	Tipo de cambio \$/US\$3,98 Tipo de cambio \$/€5,50

Para el caso de la turbina LMS 100, recientemente se renegóció el Contrato CSA, con GE incluye mantenimientos periódicos de distinto alcance así como cobertura ante eventos y reparaciones no previstos. Adicionalmente, CTG cuenta con un contrato de arrendamiento (el “Lease Agreement”) el cual le permite a CTG contar con un supercore de repuesto cada vez que la magnitud del evento lo requiera.

## Ventas

CTG puede vender la energía producida al SADI, por medio del Mercado Spot con sus ingresos fijados según Resolución 95/2013. Adicionalmente, la energía generada por la turbina GUEM TG 01 se destina a la venta para clientes de contratos a término bajo la modalidad de Energía Plus, y para abastecer el Mercado Spot.

En cuanto a los contratos de Energía Plus, los mismos han sido renovados recientemente por un plazo promedio de un año a un precio de US\$76,8/MWh promedio (US\$67/MWh de energía y US\$9,8/MWh de potencia). La potencia firme contratada se encuentra alrededor de los 95 MW.

A continuación se exponen algunos de los principales clientes de Energía Plus de CTG, cómo así también su potencia contratada y plazo de duración de los contratos:

Nombre del cliente	Potencia (MW)	Inicio	Finalización
MINAS ARGENTINAS S.A.	9	01-nov-13	31-oct-15
LOMA NEGRA CIASA	7	01-nov-14	31-oct-15
CENCOSUD S.A. - JUMBO RETAIL S.A.	5,6	01-may-14	30-abr-15
VOLKSWAGEN ARGENTINA S.A.	4,2	01-nov-14	31-oct-15
HIP. ARG. DE PALERMO S.A. - CASINO CLUB S.A. - UTE	3,68	01-nov-14	31-oct-15
PANAMERICAN MALL S.A. (IRSA)	3,5	01-feb-14	31-ene-15
JBS ARGENTINA S.A.	3	01-feb-14	31-ene-15
ALPLA AVELLANEDA S.A.	2,6	01-nov-14	31-oct-15

Por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2014 y 2013 las ventas netas fueron (en millones de Pesos):

	2014	2013	Var. %
<i>en millones de pesos</i>			
<b>Tipo de ventas por mercado</b>			
Ventas mercado spot	238,5	172,0	38,7%
Ventas mercado a término	0,0	0,3	-97,6%
Ventas de energía plus	376,7	268,6	40,2%
Ventas Res. 220/07	88,9	18,1	391,3%
Otras ventas	7,3	5,3	37,0%
	<b>711,4</b>	<b>464,3</b>	<b>5,4%</b>

El siguiente cuadro detalla la potencia contratada para cada tipo de mercado y el precio abonado:

Mercado	Potencia Contratada (MW)	Precio (US\$/MWh)
MAT (1)	0,2	56,4
Energía Plus	95	78,0

(1): Los clientes actuales del MAT son GUMEs.

La Resolución 95/2013, del 26 de marzo de 2013, estableció, entre otros cambios (ver "[Resolución 95/2013 – Nuevo esquema remunerativo y otras modificaciones al MEM – \(modificada por Resolución SE N° 529/2014\)](#)"), la suspensión de la incorporación de nuevos contratos en el MAT (excluidos los que se deriven de resoluciones que fijen un régimen de remuneración diferencial, como el Plan de Energía

Plus), así como su prórroga o renovación. Sin perjuicio de ello, los contratos vigentes a la fecha de la Resolución 95/2013 continuarán administrándose por CAMMESA hasta su finalización. Finalizados dichos contratos, los Grandes Usuarios deberán adquirir su suministro directamente de CAMMESA conforme a las condiciones que al efecto establezca la SE.

Por lo expresado, vencido en único contrato vigente el 31 de enero de 2014, la Sociedad no tendrá más contratos en el MAT a partir de esa fecha.

En caso de no poder satisfacer la demanda de energía correspondiente a un cliente de Energía Plus, CTG tiene que comprar energía en el Mercado Spot al costo marginal operado ("CMO"), el cual fue, en promedio, \$1342/MWh para el período diciembre 2013 – noviembre 2014.

Actualmente CTG tiene siete contratos de Disponibilidad de Potencia como comprador: con TermoAndes S.A. (con vigencia de febrero 2014 a enero 2015), PETROBRAS ARGENTINA S.A., para las generadores GENELBA y ECOENERGIA (con vigencia de agosto de 2014 a julio de 2015), Generación Mediterránea S.A. (con vigencia de agosto 2014 a julio 2015), SOLALBAN Energía S.A. (con vigencia de agosto 2014 a julio 2015), Generación INDEPENDENCIA S.A. (con vigencia de agosto 2014 a julio 2015), CENTRALES TERMICAS MENDOZA SA (con vigencia de agosto 2014 a julio 2015), por los cuales, ante una indisponibilidad de la máquina GUEMTG01 de CTG, autorizada por la SE para que brinde el Plan de Energía Plus, CTG compra la energía para respaldar estos contratos a los generadores mencionados. De esta forma, CTG acota sustancialmente el riesgo que implica la compra de energía al Mercado Spot a un precio equivalente al costo marginal operado ("CMO").

Dichos contratos tienen cláusula de convocatoria automática por parte de CAMMESA bajo ciertas condiciones de mercado, las que tienen en cuenta la indisponibilidad total o parcial de la máquina para respaldar el 100% de la energía demandada por los clientes, el precio horario del CMO y el precio del contrato. Los precios de compra de la energía de los contratos mencionados están entre los US\$64,6/MWh y US\$65,15/MWh.

Asimismo, CTG tiene con los generadores mencionados precedentemente, contratos de disponibilidad de potencia como vendedor a un precio promedio de 62,3 US\$/MWh por los cuales CTG actúa como parte vendedora, respaldando a estos generadores en el caso de indisponibilidad de sus máquinas. Estos contratos tienen menor prioridad que los contratos de Energía Plus y son por la energía remanente (energía comprometida en los contratos de Energía Plus, pero que no es demandada por los clientes).

## **Suministro de gas natural**

### **Consumo de gas**

El volumen total de gas consumido para la generación de energía eléctrica ascendió, durante el año 2012 a 435 millones, durante el año 2013 a 472 millones de metros cúbicos y durante el año 2014 a 438 millones de metros cúbicos. Funcionando a plena carga, el consumo de gas natural de la central totaliza aproximadamente 2,2 millones de metros cúbicos por día, lo que significarían 806 millones de metros cúbicos anuales.

El consumo de gas por MWh varía principalmente según la eficiencia de la unidad, pero también por la temperatura y humedad del ambiente entre otras condiciones. El siguiente cuadro muestra la eficiencia neta de las unidades y el consumo de gas por hora de cada unidad generadora.

<b>Unidad</b>	<b>GUEM TV 11</b>	<b>GUEM TV 12</b>	<b>GUEM TV 13</b>	<b>GUEM TG 01 - LMS 100</b>
Kcal/KWh	2.370	2.378	2.249	2.057
Dam3/KWh	17	17	34	24
Consumo al 95% (Dam 3)	149.880	149.641	289.139	184.911



Con el fin de garantizar el suministro de combustible para respaldar los contratos de Energía Plus de su unidad LMS 100, la Sociedad contrató el gas natural necesario con los siguientes productores:

- Panamerican Energy LLC – Gas Plus producido en cuenca NOA
- Pluspetrol S.A. – Gas en NOA proveniente de Bolivia

Hasta el 30 de abril de 2015, el 87.5% del suministro es bajo la forma de acuerdos de abastecimiento, dejando un 12.5% de volumen para compra spot. La condición habitual de cláusula de Take or Pay está entre 75% y 100% para un período semestral o estacional.

### ***Transporte de Gas Natural***

En lo que respecta al transporte de gas natural, al 31 de diciembre de 2014, CTG cuenta con los siguientes acuerdos: (i) transporte en firme de 350.000 m<sup>3</sup>/día de gas con Transportadora de Gas del Norte S.A., (ii) transporte y distribución interrumpible con Gasnor S.A.

### **Asuntos ambientales de CTG**

Durante la operación de la Planta CTG, los costos ambientales más importantes están asociados a lo siguiente:

Canon por el uso del agua según Acta entre la Secretaría de Recursos Hídricos y CTG de fecha 30 de julio de 2009; desde entonces el costo se actualiza anualmente. Fecha de la última acta firmada 27 de Agosto de 2014.

Costo por disposición final de residuos peligrosos.

### ***Pasivos Ambientales***

A la fecha no existen pasivos ambientales, y no se prevé que existan tales pasivos en tanto se cumpla en el futuro con las medidas de control sugeridas en el estudio de impacto ambiental de la Planta CTG realizado en 2008 (el “Estudio de Impacto Ambiental”) y en el Plan de Gestión Ambiental que se presenta al ENRE semestralmente.

### ***Procesos de Ejecución o Conflictos Significativos***

No existen procesos de ejecución o conflictos significativos referidos a asuntos ambientales o de seguridad y salud ocupacional.

### ***Controles***

En relación con Medio Ambiente y Seguridad y Salud en el trabajo, los controles informativos regulares son:

- Informe semestral al ENRE de mediciones de parámetros ambientales de planta (emisiones gaseosas, ruidos, aparatos sometidos a presión, gestión de residuos, efluentes líquidos);
- Auditoría anual de mantenimiento del Sistema Integrado de Gestión por Norma ISO 14001:2004, Norma ISO 9001:2008 y OHSAS 18001:2007 de Bureau Veritas Certification;
- Auditoria trianual de certificación de la Normas ISO 14001:2004, ISO 9001:2008 y OHSAS 18001:2007 por parte de Bureau Veritas Certification;
- Informes anuales a la Secretaría de Recursos Hídricos y a la Secretaría de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable, ambos de la provincia de Salta;
- Control médico anual del personal;

- Capacitación en Medio Ambiente y Seguridad y Salud en el Trabajo de acuerdo a la planificación anual establecida y prácticas periódicas de simulacros de incendio y emergencias; y
- Auditoria Anual Legal Ambiental y de Seguridad y Salud en el Trabajo.

### **Permisos y habilitaciones**

La Planta CTG se habilita para generación en base a la aprobación de los informes y auditorias mencionados en el apartado precedente en a, b, c y d.

En relación con la Resolución ENRE 555/01 sobre Sistema de Gestión Ambiental (SGA), Bureau Veritas Certification certifica la Norma ISO 14001 a partir del año 2002:

El detalle de las certificaciones es:

- 22 de octubre de 2002 Certificación Norma ISO 14001:1996
- 19 de Octubre de 2005 Recertificación Norma ISO 14001:2004
- 27 de Agosto de 2008 Recertificación Norma ISO 14001:2004
- 19 de Agosto de 2011 Recertificación Norma ISO 14001:2004
- 22 de Agosto de 2014 Recertificación Norma ISO 14001:2004

Adicionalmente se recibió la auditoria de vigilancia de las Normas ISO 9001 de Calidad y OHSAS 18001 de Seguridad y Salud en el Trabajo.

### **Inversiones**

Están en etapa de ejecución los siguientes proyectos:

- a) Renovación del Sistema de detección de incendios de GUE 11 – GUE 12 y GUE 13
- b) Instalación de iluminación y sistema de detección de incendio del nuevo depósito de aceites
- c) Barandas y escaleras de riesgos importantes
- d) Construcción de barrera acústica en Planta reductora de presión de gas de GUE 11- GUE 12 y GUE 13

### **Empleados de CTG**

Actualmente, la dotación de CTG es de 154 empleados, los que cumplen las siguientes funciones en la Planta CTG: (i) áreas técnicas y desarrollo: 123 empleados; y (ii) asuntos corporativos: 31 empleados.

### **Dividendos**

CTG no tiene una política formal de dividendos, y podrá decidir en el futuro pagar dividendos de acuerdo con la ley aplicable o basada en diversos factores que pudieran existir en ese momento. Para mayor detalle en relación a la política de dividendos, ver “*Información Contable - Política de dividendos*” en el presente Prospecto.

Cabe destacar que bajo parte de los acuerdos celebrados en relación con su deuda financiera, CTG está sujeta a ciertas cláusulas de limitaciones al pago de dividendos, las que son habituales en dicha clase de acuerdos.

A la fecha del presente Prospecto, el directorio de CTG de fecha 9 de marzo de 2015 propuso que se considere en la Asamblea a realizarse el 24 de abril de 2015 que se distribuyan \$51.711.063 en concepto de dividendos. . Por el año 2013 no se ha aprobado un dividendo anticipado.

Con fecha 6 de septiembre de 2011, el directorio de CTG resolvió aprobar un dividendo anticipado o provisorio en efectivo conforme los términos del artículo 224 de la Ley de Sociedades por la suma de \$17.000.000, que fuera ratificado por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 18 de abril de 2012.

Con fecha 19 de mayo de 2011 el Directorio de CTG resolvió aprobar un dividendo anticipado o provisorio en efectivo conforme los términos del artículo 224 de la Ley de Sociedades por la suma de \$55.668.386, que fuera ratificado por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 21 de junio de 2011.

Con fecha 19 de noviembre de 2010, el directorio de CTG resolvió aprobar un dividendo anticipado o provisorio en efectivo conforme los términos del artículo 224 de la Ley de Sociedades por la suma de \$25.000.000, que fuera ratificado por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 8 de abril de 2011.

Todos los dividendos aquí mencionados ya han sido pagados.

Por otro lado la Asamblea General Extraordinaria de CTG celebrada el 27 de mayo de 2010 aprobó una reducción del capital social en la suma de \$160.000.000, es decir de \$243.775.600 a \$83.775.600, la cual se realizó en proporción a las tenencias de los accionistas a esa fecha. Dicha reducción del capital fue inscripta por el Juzgado de Minas y en lo Comercial del registro de Salta el 22 de octubre de 2010.

#### **Subsidiaria**

CTG posee el 99,99% de ENDISA, la cual fue constituida el 21 de noviembre de 2008 e inscripta en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 28 de noviembre de 2008, siendo su actividad principal la explotación y operación de centrales térmicas para la generación y producción de energía eléctrica. A la fecha del presente prospecto, ENDISA no tiene ninguna actividad significativa.

## LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN ARGENTINA Y SU REGULACIÓN

### Antecedentes Históricos

El primer suministro público de electricidad en la Argentina, destinado al alumbrado público de Buenos Aires, se llevó a cabo en 1887. El Gobierno Nacional comenzó a participar en el sector eléctrico en 1946 con la creación de la Dirección General de Centrales Eléctricas del Estado, un organismo establecido para construir y operar centrales generadoras de energía eléctrica. En 1947, el Gobierno Nacional creó Agua y Energía Eléctrica S.A., para desarrollar un sistema de generación, transporte y distribución de energía hidroeléctrica para la Argentina.

En 1961, el Gobierno Nacional adjudicó una concesión a Compañía Ítalo Argentina de Electricidad ("CIADE") para la distribución de electricidad en parte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. En 1962, el Gobierno Nacional otorgó una concesión anteriormente en manos de Compañía Argentina de Electricidad ("CADE") a Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA) para la generación y distribución de electricidad en parte de Buenos Aires. En 1967, el Gobierno Nacional otorgó una concesión a Hidroeléctrica Norpatagónica S.A. ("Hidronor") para la construcción y operación de una serie de plantas de generación hidroeléctrica. En 1978, CIADE transfirió la totalidad de sus activos al Gobierno Nacional, en virtud de lo cual pasó a ser una empresa de propiedad y operación estatal.

Hasta 1990, prácticamente toda la industria de suministro eléctrico de la Argentina estaba controlada por el sector público (97% de la generación total). El Gobierno Nacional había asumido la responsabilidad de regular la industria a nivel nacional y controlaba las empresas nacionales de electricidad AyEE, SEGBA e Hidronor. El Gobierno Nacional representaba, asimismo, los intereses argentinos en las centrales generadoras que se desarrollaban u operaban en conjunto con Uruguay, Paraguay y Brasil. Además, diversas provincias argentinas operaban sus propias empresas de electricidad. La administración ineficiente y el inadecuado nivel de inversiones en bienes de capital, imperantes bajo el control de los gobiernos nacional y provincial, fueron en gran medida responsables del deterioro de los equipos físicos, la disminución de la calidad del servicio y la proliferación de pérdidas financieras en ese período.

En 1991, el Gobierno Nacional encaró un amplio proceso de privatización de las principales industrias estatales, incluyendo los sectores de generación, transporte y distribución de energía. En enero de 1992, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 24.065 (el "Marco Regulatorio Eléctrico"), que estableció los lineamientos para la reestructuración y privatización del sector eléctrico. El Marco Regulatorio Eléctrico, que continúa brindando el marco para la regulación del sector eléctrico desde su privatización, diferenció la generación, el transporte y la distribución de electricidad como actividades comerciales distintas y determinó la normativa aplicable a cada una de dichas actividades. El fin último del proceso de privatización radicaba en lograr la reducción de las tarifas abonadas por los usuarios y mejorar la calidad del servicio a través de la competencia. Reestructuró y reorganizó el sector eléctrico, y estableció la privatización de prácticamente todas las actividades empresarias llevadas a cabo por compañías públicas de Argentina. El Marco Regulatorio Eléctrico estableció las bases para la creación del ENRE y otras autoridades institucionales del sector, la administración del MEM, la fijación de precios spot, la determinación de tarifas en actividades reguladas y la evaluación de los activos a ser privatizados. Dicha ley tuvo un profundo, aunque indirecto, impacto a nivel provincial, ya que prácticamente todas las Provincias siguieron los lineamientos regulatorios e institucionales de la misma.

Bajo el Marco Regulatorio Eléctrico, las actividades de transmisión y distribución se consideran servicios públicos y se definen como monopolios naturales. Estas actividades se encuentran completamente reguladas por el Gobierno Nacional, y requieren de una concesión para su desarrollo. Por el contrario, si bien la actividad de generación se encuentra regulada por el Gobierno Nacional, la misma no es considerada un monopolio y se encuentra sujeta a las reglas de la libre competencia y al ingreso de nuevos competidores en el mercado. Sin perjuicio de lo anterior, la operación de plantas de generación hidroeléctricas requieren de una concesión del Gobierno Nacional y/o Provincial (según corresponda) y los nuevos proyectos de generación, si bien no necesitan de una concesión, deben ser registrados con la Secretaría de Energía.

A partir de la privatización del sector eléctrico, muchos de los gobiernos provinciales establecieron, a nivel provincial y con independencia política y financiera, sus propios organismos reguladores. Anteriormente, las compañías de servicios públicos desempeñaban un rol principal en la determinación de las políticas del sector y la determinación de tarifas provinciales.

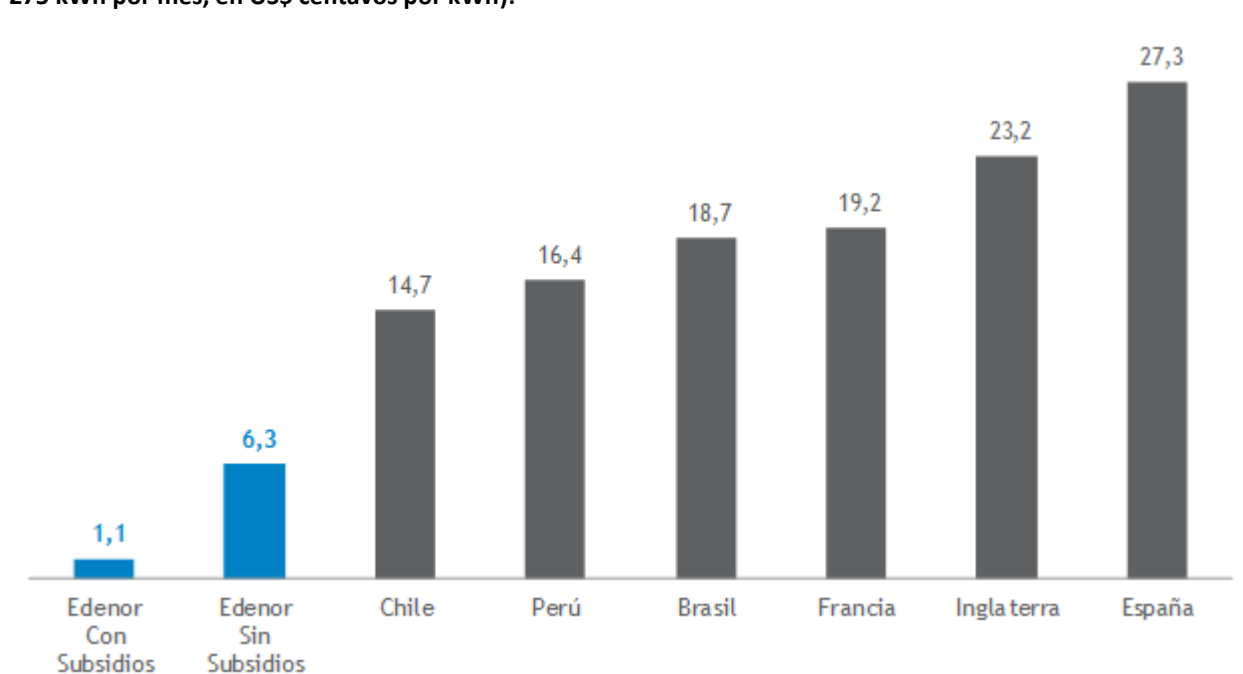
A fines de 2001 y principios de 2002, la Argentina experimentó una crisis sin precedentes que prácticamente paralizó la economía del país durante la mayor parte de 2002 y originó cambios radicales en las políticas gubernamentales. La crisis y las políticas del Gobierno Nacional durante este período afectaron seriamente al sector energético. De conformidad con la Ley de Emergencia Pública, entre otras medidas, el Gobierno Nacional:

- Convirtió las tarifas de las empresas de servicios públicos de su valor original en Dólares a Pesos a un tipo de cambio de \$1 por cada Dólar;
- Congeló todas las tarifas de transmisión y distribución, revocó todas las disposiciones relativas a ajustes de precio y los mecanismos de indexación por inflación de las concesiones de las empresas de servicios públicos (incluyendo las concesiones relativas a la energía eléctrica), y facultó al Poder Ejecutivo a realizar una renegociación de los contratos de las empresas de servicios públicos (incluyendo las concesiones relativas a la energía eléctrica) y de las tarifas correspondientes a tales servicios.

Estas medidas, crearon un déficit estructural sustancial en las operaciones del MEM, y combinadas con la devaluación del Peso y los altos índices de inflación, tuvieron un efecto grave sobre las empresas del sector eléctrico en Argentina, en tanto éstas experimentaron una disminución de sus ingresos en términos reales y un deterioro de su desempeño operativo y su condición financiera.

A modo de ejemplo, el siguiente gráfico representa el precio que paga un cliente residencial de Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. - EDENOR comparativamente con otros países .

**Gráfico 1 – Posicionamiento de la tarifa residencial de Edenor en el mercado internacional (consumo: 275 kWh por mes, en US\$ centavos por kWh):**



Fuente: CAMMESA y análisis de Pampa Energía al 31 de diciembre de 2014 Las tarifas de Edenor corresponden a diciembre de 2014. Los valores incluyen todos los impuestos. Tipo de cambio utilizado: AR\$8,552/US\$. Fuente: Edenor.

Además, la crisis económica y las medidas de emergencia resultantes tuvieron un efecto adverso y significativo sobre otros sectores energéticos, incluyendo las empresas petroleras y gasíferas, lo que ha originado una reducción significativa del suministro de gas natural a las empresas generadoras que emplean este producto en sus actividades de generación.

Para hacer frente a la crisis energética, a partir de 2003, el Gobierno Nacional comenzó a determinar nuevas normas destinadas a readaptar o reajustar el mercado. Entre las primeras y principales medidas, se encuentran las Resoluciones 240/03 y 406/03. La primera de ellas estableció un nuevo mecanismo para la determinación del Precio Spot de la energía en el mercado eléctrico. Básicamente se estableció que los precios spot comenzarían a definirse asumiendo que todas las máquinas disponibles poseen gas para el abastecimiento de la demanda y dispuso un Precio Spot máximo de \$120/MWh. A su vez, y debido a la insuficiencia de los fondos necesarios para hacer frente a todos los pagos debidos a los agentes del MEM, se emitió la Resolución 406/03 que dispuso que en caso de no existir recursos suficientes, habría un orden de prioridad de pago a aplicar para la consolidación de las deudas a favor de los acreedores del MEM. Véase *“Precio de la Energía Eléctrica – Mercado Spot”* en esta sección.

En diciembre de 2004, a través de la resolución 712/04 se creó el FONINVEMEM con el objetivo de recaudar fondos para la construcción de dos centrales térmicas de ciclo combinado de 800 MW cada una. Ambas centrales entraron en operación comercial como ciclo combinado a principios de 2010. La construcción de dichos generadores fue financiada con parte de los ingresos netos de las empresas generadoras por las ventas de energía en el Mercado Spot y un cargo especial para los clientes no residenciales por MWh de energía facturada y un cargo determinado por la SE aplicable a grandes usuarios que fueron depositados en el FONINVEMEM. Véase *“Precio de la Energía Eléctrica - FONINVEMEM”* en esta sección.

Por otra parte, en septiembre de 2006, la SE dictó la Resolución SE 1281 en respuesta al aumento sostenido de la demanda tras la recuperación económica del país luego de la crisis, y su principal objetivo es garantizar que la energía disponible en el mercado sea utilizada principalmente para atender a clientes residenciales y clientes industriales y comerciales con demandas iguales o menores a 300 kW de potencia y que no tienen acceso a otras alternativas de potencia viables. Adicionalmente, estas medidas tienen por objeto crear incentivos para plantas generadoras a fin de satisfacer los crecientes requerimientos de energía adicionales al permitirles vender nueva energía en el Mercado de Energía Plus a precios no regulados. Véase *“Marco Normativo y Regulatorio –Precios de la Energía Eléctrica – Energía Plus”* en esta sección.

Adicionalmente, en enero de 2007, la SE dictó la Resolución 220/2007, que habilitó la celebración de Contratos de Abastecimiento al MEM con CAMMESA como otro modo de generar incentivos para el desarrollo de proyectos energéticos adicionales. Dichos contratos de abastecimiento, a diferencia de los contratos celebrado en el marco del Plan de Energía Plus, son firmados entre agentes generadores y CAMMESA, y la contraprestación por la disponibilidad de generación y energía será establecido en cada contrato de acuerdo a los costos aceptados por la SE. En tal sentido, el objetivo de dichos contratos es satisfacer los requerimientos de demanda de energía que se comercializa en el Mercado Spot del MEM a precio estacional. Véase *“Marco Normativo y Regulatorio –Precios de la Energía Eléctrica – Contratos de Abastecimiento”* en esta sección.

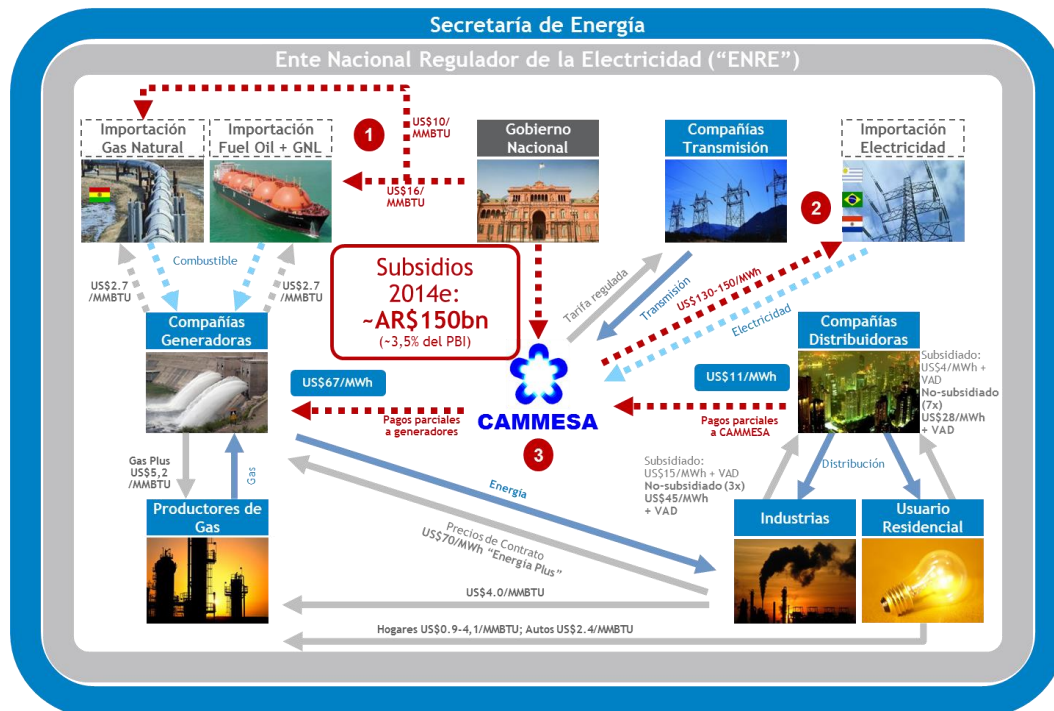
## **El Mercado Eléctrico Mayorista**

### ***Descripción general***

Las operaciones entre los distintos participantes de la industria de la electricidad se desarrollan en el MEM, el cual fuera organizado simultáneamente con el proceso de privatización como un mercado de competencia en donde los generadores, distribuidores y ciertos grandes usuarios de electricidad puedan comprar y vender electricidad a precios determinados en función del juego de la oferta y la demanda, y permitiéndose la celebración de contratos de suministro de electricidad a largo plazo. El MEM comprende:

- Un Mercado a Término, en el que generadores, distribuidoras y grandes usuarios celebran contratos a largo plazo que estipulan cantidades, precios y condiciones;
- Un Mercado Spot en el cual los precios se establecen sobre base horaria como función de los costos económicos de producción; y
- Un Fondo de Estabilización, administrado por CAMMESA, que absorbe la diferencia entre las compras efectuadas por las distribuidoras a precios estacionales y los pagos a generadores por ventas de energía a Precio Spot, conocido como precio estacional.

El siguiente cuadro refleja las relaciones entre los diversos actores del MEM:



## CAMMESA

El MEM opera bajo la administración de CAMMESA, que a su vez realiza el despacho de electricidad en el SADI. CAMMESA fue creada en julio de 1992 por el Gobierno Nacional, el que actualmente es titular del 20% de su capital social. El 80% restante es propiedad de las asociaciones que representan a los participantes del MEM: generadores, transportistas, distribuidoras y grandes usuarios.

CAMMESA tiene a su cargo:

- Determinar el despacho técnico y económico de energía en el SADI (cronograma de producción de todas las plantas generadoras de un sistema energético para equilibrar la producción con la demanda);
- Maximizar la seguridad del sistema y la calidad de la electricidad 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 SE;
- Supervisar la operación del MAT y administrar los contratos celebrados en ese mercado;

- Comprar o vender electricidad a otros países celebrando las correspondientes operaciones de importación y exportación; y
- Prestar servicios de consultoría y otros servicios relacionados con estas actividades.

CAMMESA es dirigida por un directorio formado por representantes de sus accionistas. El directorio de CAMMESA está compuesto por diez miembros titulares y diez miembros suplentes. Cada una de las asociaciones que representan a las compañías generadores, transportistas, distribuidoras y grandes usuarios tiene derecho a designar dos directores titulares y dos suplentes de CAMMESA. Los otros directores de CAMMESA son el Ministerio de Planificación o la persona en que éste haya delegado el ejercicio del cargo, que preside el directorio, y un miembro independiente, que ocupa la vicepresidencia. Las decisiones adoptadas por el directorio de CAMMESA requieren el voto afirmativo de su presidente. Los costos operativos de CAMMESA se cubren mediante aportes obligatorios de todos los participantes del MEM.

### ***Participantes del MEM***

Los principales participantes del MEM son las empresas de generación, transporte, distribución y los grandes usuarios en su carácter de agentes. Los comercializadores también participan en el MEM, aunque no son agentes del mismo.

#### *Generadores*

Los generadores son compañías titulares de plantas de generación que entregan su producción en forma total o parcial a través del SADI. Los generadores se encuentran sujetos a las reglas de prioridad y despacho previstas bajo las regulaciones aplicables.

Hasta marzo del corriente año los generadores privados podían, asimismo, celebrar acuerdos de suministro en forma directa con distribuidores y grandes usuarios, sin embargo, a partir de la Resolución 95/2013, se suspendió la renovación y la incorporación de nuevos contratos de abastecimiento en el MEM con exclusión de los contratos enmarcados en los regímenes contemplados en el art. 1 de dicha resolución que incluye aquellos celebrados en el marco del Servicio Energía Plus y los Contratos de Abastecimiento MEM en los términos de la Resolución SE N° 220/2007.

Al 31 de diciembre de 2014, la Argentina contaba con una capacidad instalada de 31,4 GW. De esta cifra, 60,9% correspondía a generación térmica, 35,3% a generación hidroeléctrica, 3,2% a generación de energía nuclear y 0,6% a generación de energía renovable, a través de 52 empresas privadas (incluyendo las centrales del FONINVEMEM) que utilizan equipamiento térmico convencional y tecnología de generación hidráulica, 2 empresas binacionales que emplean tecnología de generación hidráulica, y varias empresas estatales (incluyendo ENARSA) y provinciales que emplean tecnología de generación de energía nuclear, hidráulica y térmica.

#### *Transportistas*

Las empresas transportistas tienen una concesión para transportar energía eléctrica desde el punto de suministro a granel de dicha energía hasta los distribuidores. La actividad de transporte en la Argentina está subdividida en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión ("STAT"), que opera a 500 kV y transporta energía eléctrica entre regiones, y el Sistema de Distribución Troncal ("STDT"), que opera a 132/220 kV y conecta generadores, distribuidores y grandes usuarios dentro de la misma región. Transener es la única compañía a cargo del STAT, y existen seis compañías regionales dentro del STDT (Transcomahue, Transnoa, Transnea, Transpa, Transba y Distrocuyo). Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes (Litsa, Yacylec y Tiba), que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STAT o del STDT.

Los servicios de transporte y distribución se llevan a cabo a través de concesiones, que se redistribuyen periódicamente en base a continuos procesos licitatorios. Las empresas de transporte tienen a su cargo



la operación y el mantenimiento de sus redes, pero no son responsables de la expansión del sistema. Las concesiones de transporte operan de conformidad con estándares técnicos, de seguridad y confiabilidad establecidos por el ENRE. Se aplican multas cuando la empresa concesionaria de transporte no cumple con estos criterios, especialmente aquellos relativos a cortes de suministro y tiempo de inutilización de la red de suministro. Las empresas generadoras sólo pueden construir líneas para conectarse a la red de suministro, o directamente a los clientes. Los usuarios pagan por la nueva capacidad de transporte contratada por los mismos o en su nombre. El ENRE debe llevar a cabo un proceso de audiencia pública para estos proyectos, y luego emitir un “Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública”. Las redes de transporte o distribución conectadas a un sistema integrado deben brindar acceso abierto a terceros en virtud de un sistema regulado de tarifas.

#### *Distribuidores*

Los distribuidores son empresas que poseen una concesión para distribuir energía eléctrica a los consumidores, con el deber principal de suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva, a un precio (tarifa) y en virtud de condiciones establecidas en la normativa. Los contratos de concesión incluyen multas en caso de incumplimiento en la calidad del servicio comprometido. Las tres compañías de distribución que se desprendieron de SEGBA (Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. - Edenor, Empresa Distribuidora Sur S.A. (“Edesur”) y Empresa Distribuidora La Plata S.A. (“Edelap”) representan más del 45% del mercado de energía eléctrica en la Argentina. Sólo unas pocas compañías de distribución (Empresa Provincial de Energía de Córdoba, Empresa de Energía de Santa Fe, Energía de Misiones, etc.) permanecen en manos de gobiernos provinciales y cooperativas.

Cada distribuidor suministra electricidad y opera la red de distribución relacionados a una zona geográfica concreta en virtud de una concesión, la cual otorga el derecho a distribuir. En cada concesión se establece, entre otras cosas, el área de concesión, la calidad del servicio requerido, las tarifas que pagan los consumidores y el alcance de la obligación para satisfacer la demanda. El ENRE supervisa el cumplimiento de los distribuidores a nivel federal, y proporciona un mecanismo de audiencias públicas en las que las quejas contra los distribuidores pueden ser escuchadas y resueltas. A su vez, los organismos reguladores provinciales controlan el cumplimiento de distribuidores locales con sus respectivas concesiones y con los marcos normativos locales.

#### *Grandes Usuarios*

El mercado mayorista de electricidad clasifica los grandes usuarios de energía en tres categorías: GUMAs, GUMEs y GUPAs.

Cada una de estas categorías de usuarios tiene diferentes necesidades en lo que respecta a las compras de su demanda de energía. Por ejemplo, GUMAs están obligados a comprar el 50% de su demanda a través de contratos de suministro y el resto en el Mercado Spot, mientras que GUMEs y GUPAs están obligados a comprar la totalidad de su demanda a través de contratos de suministro.

#### *Comercializadoras*

Desde 1997, las comercializadoras están autorizadas a participar en el MEM por bloques de intermediación de venta de energía. Actualmente, hay seis comercializadoras autorizadas en el mercado mayorista de electricidad.

### **Marco Normativo y Regulatorio**

#### ***Función del Gobierno Nacional***

El Gobierno Nacional restringió su participación en el mercado eléctrico a las actividades de control regulatorio y de creación de políticas. Estas actividades fueron asignadas a organismos que tienen una cercana relación de trabajo y cuyas responsabilidades a veces se superponen. El Gobierno Nacional ha limitado su participación en el sector comercial a la operación de proyectos hidroeléctricos binacionales

y plantas de energía nuclear. Las autoridades provinciales adoptaron criterios similares y establecieron organismos de creación de políticas y organismos regulatorios independientes para el sector provincial y enajenaron los intereses comerciales. Sin embargo, a partir de mediados del 2000, tomó mayor participación e interviene indirectamente a través de entes como Energía Argentina S.A. (ENARSA).

### ***Organismos y jurisdicción***

La SE es la principal autoridad regulatoria nacional del sector eléctrico. El Consejo Federal de Energía Eléctrica, integrado por representantes de cada una de las 24 provincias argentinas, asesora a la SE respecto de las políticas relacionadas con la coordinación y armonización de estas políticas. Además, la SE debe supervisar el sector eléctrico y proponer los cambios que resulten necesarios en el mercado.

El ENRE es un organismo autárquico de supervisión, que opera bajo supervisión de la SE. El mismo supervisa el cumplimiento por parte de las empresas de transporte y distribución reguladas de las leyes, normas y criterios de operación establecidos, incluyendo la calidad del servicio y los estándares ambientales así como los lineamientos para evitar comportamientos monopólicos en el mercado. Asimismo, tiene a su cargo y resuelve las disputas entre los diferentes actores del sector y protege los intereses del consumidor. De conformidad con el Marco Regulatorio Eléctrico, el directorio del ENRE se integra por cinco miembros, seleccionados a través de un concurso público, luego del cual son nominados por la SE y el Consejo Federal de Energía Eléctrica para su aprobación por el Congreso. Los requisitos presupuestarios del ENRE son financiados a través de las tasas de las empresas del sector, y su personal profesional es contratado en forma competitiva.

### ***Límites y restricciones***

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

#### *Restricciones verticales*

Las restricciones verticales se aplican a los mismos operadores que se proponen participar en forma simultánea en diferentes sub-sectores de la cadena del sector eléctrico. Estas restricciones verticales fueron impuestas por el Marco Regulatorio Eléctrico y se aplican en forma diferente dependiendo de cada sub-sector del siguiente modo:

#### *Generación*

- De acuerdo con el artículo 31 de la Ley N° 24.065, ni las empresas de generación ni ninguna de sus sociedades controladas o sociedades controlantes pueden ser propietarias ni accionistas mayoritarios de una empresa transportista o de su controlante. Sin embargo, de acuerdo con varios dictámenes del ENRE, una sociedad controlante de una empresa transportista, es una sociedad que posea más del 51% de las acciones de esa sociedad y ejerza el control de la voluntad social; y
- De acuerdo con el artículo 9 del Decreto N° 1398/1992, dado que el titular de una concesión para la distribución (distribuidor) no puede ser el propietario de unidades de generación, el titular de las unidades de generación no puede ser el titular de concesiones para distribución. Sin embargo, los accionistas de una empresa de generación eléctrica pueden ser los propietarios de unidades de distribución, sea por sí mismos o a través de cualquier otra entidad creada con el fin de ser titular o controlante de unidades de distribución.

#### *Transporte*

- De acuerdo con el artículo 31 de la Ley N° 24.065, ni las empresas a cargo del transporte ni ninguna de sus sociedades controladas ni su sociedad controlante (de acuerdo con varios dictámenes del ENRE, se refiere a aquellas compañías que posean más del 51% de las acciones

de una empresa transportista y ejerzan el control de la voluntad social de la compañía) pueden ser los propietarios o los accionistas mayoritarios o la sociedad controlante de una empresa dedicada a la generación;

- De acuerdo con el artículo 31 de la Ley N° 24.065, ni las empresas a cargo del transporte ni ninguna de sus sociedades controladas ni su sociedad controlante (ver definición de control incluida más abajo) pueden ser el propietario o los accionistas mayoritarios o la sociedad controlante de una empresa dedicada a la distribución; y
- De acuerdo con el artículo 30 de la Ley N° 24.065, las empresas dedicadas al transporte no pueden comprar ni vender energía eléctrica.

#### *Distribución*

- De acuerdo con el artículo 31 de la Ley N° 24.065, ni las empresas distribuidoras ni ninguna de sus sociedades controladas ni su sociedad controlante pueden ser el propietario o el accionista mayoritario o la sociedad controlante de una empresa transportista o de su controlante;
- De acuerdo con el artículo 9 del Decreto N° 1398/1992, un distribuidor no puede ser el propietario de unidades de generación. Sin embargo, los accionistas de un distribuidor de electricidad pueden ser los propietarios de unidades de generación, sea por sí mismos o a través de cualquier otra entidad creada con el fin de ser la titular o la controlante de unidades de generación.

#### *Definición de control*

El término “control” al que se hace referencia en el artículo 31 de la Ley N° 24.065 (que establece restricciones verticales) no está definido ni en dicha ley ni en el Decreto complementario N° 1398/92. El artículo 33 de la Ley de Sociedades Comerciales dispone lo siguiente: “se considera que una sociedad está controlada por otras cuando la sociedad controlante, en forma directa o por intermedio de otra sociedad: 1) posea participación, por cualquier título, que otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones del directorio o asambleas ordinarias; 2) ejerza una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades.”

El marco regulatorio descripto más arriba prohíbe la simultánea titularidad o control de (1) compañías de generación y transporte; y (2) compañías de transporte y distribución. Si bien la Compañía es parte del grupo de sociedades controlado por Pampa Energía, que participa en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía en Argentina, no se han incumplido las disposiciones legales antes descriptas, en tanto Pampa Energía no controla, directa o indirectamente, a Transener.

Por otra parte, conforme al art. 19 de la Ley 24.065, Los generadores, transportistas y distribuidores, no podrán realizar actos que impliquen competencia desleal ni abuso de una posición dominante en el mercado, debiendo cumplirse al efecto la legislación aplicable en materia de defensa de la competencia. La reglamentación de dicho artículo facultó al ENRE a caracterizar, en cada caso en particular, si una situación configura o no un acto de competencia desleal o de abuso de una posición dominante en el mercado. En tal sentido, existen varios antecedentes de fusiones entre generadoras en los que el ENRE y/o la Secretaría de Energía evaluaron el cumplimiento de dicha normativa.

#### *Restricciones horizontales*

Además de las restricciones verticales descriptas precedentemente, las compañías de distribución y transporte se encuentran sujetas a restricciones horizontales, las cuales se describen a continuación.

#### *Generación*

- No existen restricciones horizontales establecidas

### *Transporte*

- De acuerdo con el artículo 32 de la Ley N° 24.065, dos o más empresas dedicadas al transporte sólo pueden fusionarse o convertirse en miembros del mismo grupo económico si obtienen una aprobación expresa del ENRE. Dicha aprobación también será necesaria cuando una empresa de transporte pretenda adquirir acciones de otra transportista;
- En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por las sociedades del sector privado que operan líneas de transporte con una tensión mayor a 132KV y menor a 140 KV, el servicio será prestado por el concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión; y
- En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por la empresa del sector privado que opera los servicios de transporte de alta tensión, con una tensión igual o mayor a 220KV, la sociedad prestará el servicio en forma exclusiva y tendrá derecho a prestar el servicio en todo el país, sin límites territoriales.

### *Distribución*

- También en virtud del artículo 32 de la ley 24.065, dos o más empresas dedicadas a la distribución sólo pueden fusionarse o convertirse en miembros del mismo grupo económico si obtienen una aprobación expresa de las autoridades (ENRE). Dicha aprobación también será necesaria cuando una empresa distribuidora pretenda adquirir acciones de otra empresa dedicada al transporte o distribución de energía eléctrica; y
- En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por las sociedades del sector privado que operan las redes de distribución, el servicio será prestado por el concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión.

## **Comportamiento de la oferta y demanda**

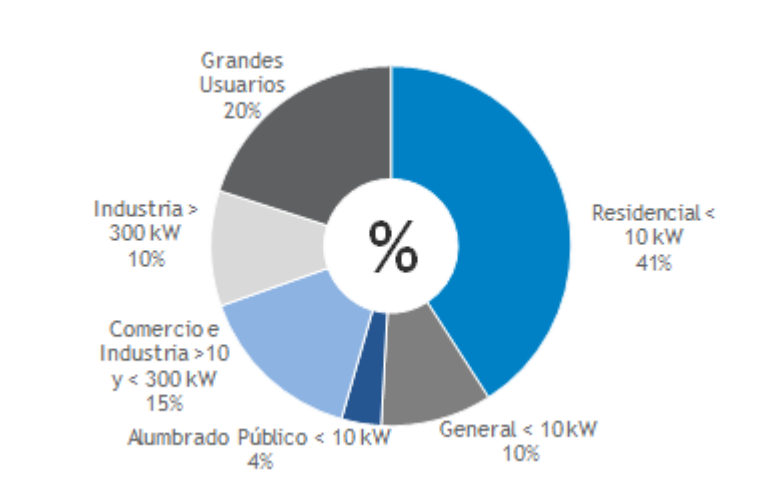
### *Evolución de la demanda*

Durante el año 2014, la demanda de energía eléctrica experimentó un crecimiento del 1,0% respecto del año 2013, con un volumen de energía eléctrica demandada de 127.396 GWh y 125.167 GWh para los años 2014 y 2013, respectivamente.

El siguiente gráfico muestra la apertura de la energía eléctrica demandada en 2014 por tipo de cliente:

### Demanda Eléctrica por Tipo de Cliente

100% = 127.396 GWh



Fuente: CAMMESA y análisis de Pampa Energía

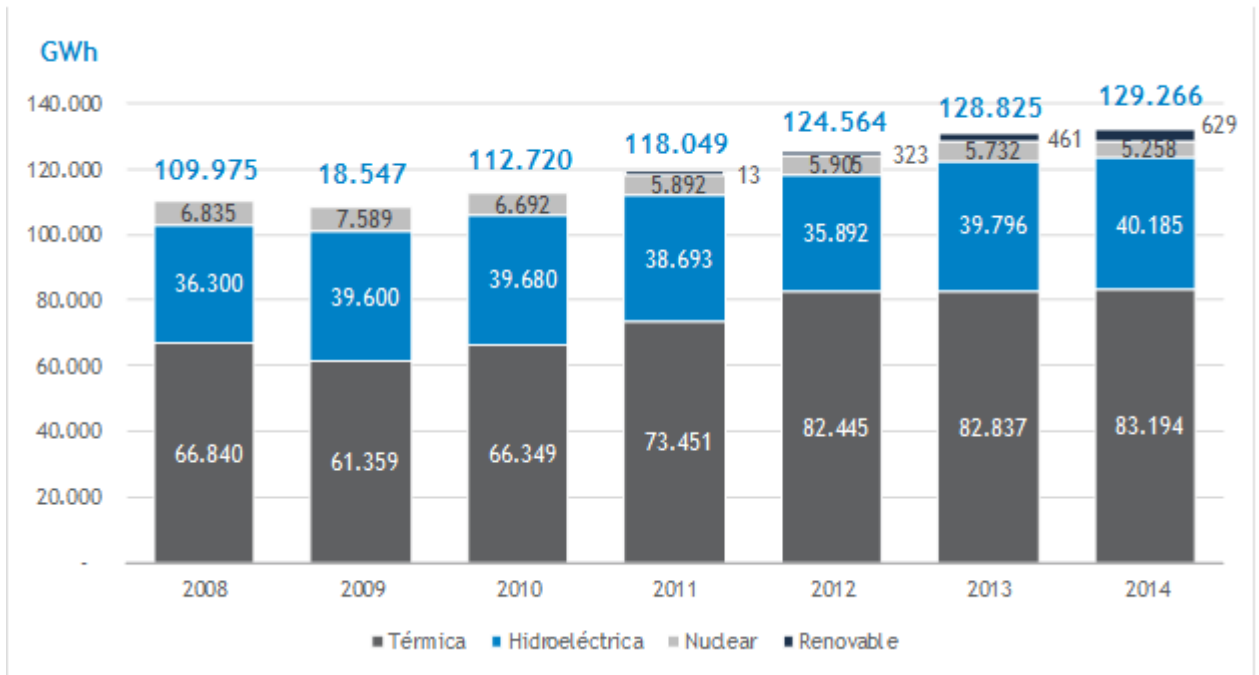
### *Evolución de la oferta*

De manera similar a lo sucedido con la demanda eléctrica, durante el año 2014 se registró un aumento del 0,3% en la energía generada, con un volumen de energía eléctrica generada de 129.266 GWh y 128.826 GWh para los años 2014 y 2013, respectivamente.

La generación térmica continuó siendo el principal recurso para abastecer la demanda, aportando un volumen de energía de 83.194 GWh (64%), seguido por el parque hidroeléctrico que aportó 40.185 GWh neto de bombeo (31%), el nuclear con 5.258 GWh (4%) y la generación fotovoltaica y eólica con 629 GWh. Asimismo, se registraron importaciones por 1.390 GWh (306% superiores al 2013), exportaciones por 0,1 GWh (95% inferiores al 2013) y pérdidas por 4.258 GWh (6,5% superiores al 2013).

La generación hidroeléctrica fue levemente mayor a la registrada en el año 2013 (1% superior). La generación térmica continuó siendo la principal fuente de oferta eléctrica tanto con gas natural como con combustibles líquidos (gas oil y fuel oil) y carbón mineral.

El siguiente gráfico muestra la evolución de generación eléctrica por tipo de generación (térmica, hidroeléctrica, nuclear y renovable):



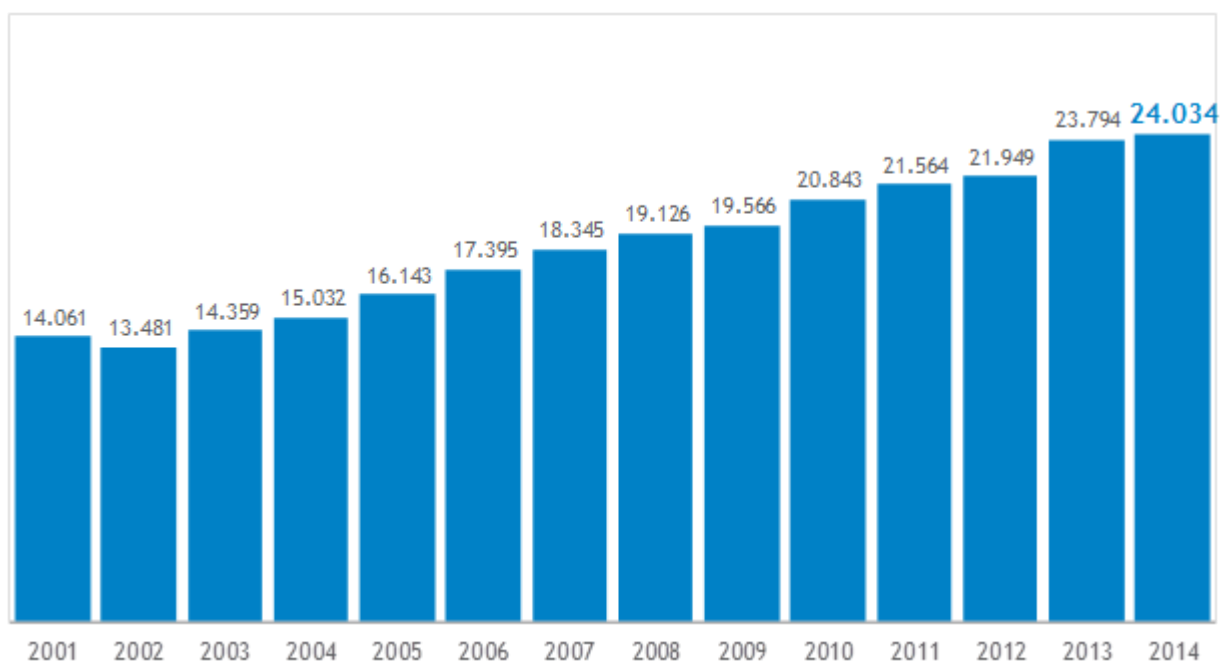
Fuente: CAMMESA.

Nota: incluye al MEM y al MEM más el Sistema Patagónico.

El parque de generación durante el 2014 no ha registrado variaciones relevantes en su capacidad instalada respecto al año anterior, alcanzando un total de 31.405 MW, en comparación a 31.399 MW registrados a diciembre de 2013.

El siguiente cuadro indica los valores máximos de potencia registrados desde el año 2009:

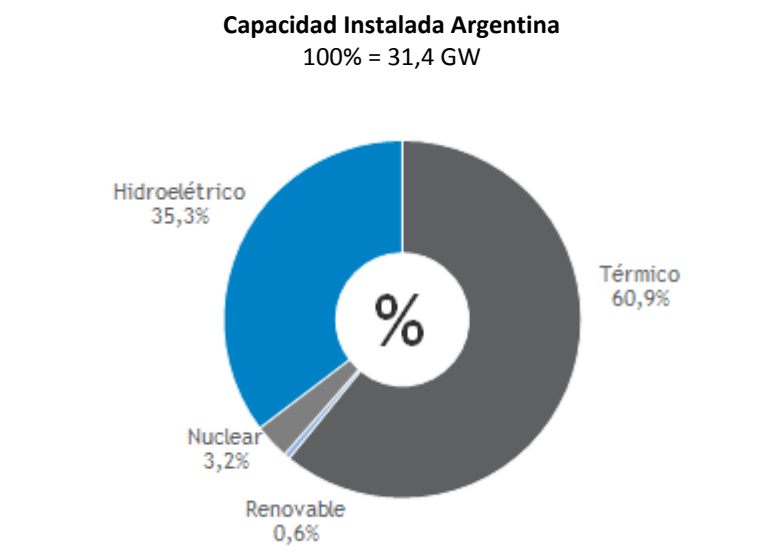
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Potencia (MW)	19.566	20.843	21.564	21.949	23.794	24.034
Fecha	24/07/2009	03/08/2010	01/08/2011	16/02/2012	23/12/2013	20/01/2014
Temperatura (°C)	5,1	1,6	3,5	34,2	35,4	29,6
Hora	19:59	19:45	20:18	15:10	14:20	15:05



Fuente: CAMMESA

Nota: a partir de 2004 la demanda del MEM incluye la del sistema Patagónico

Finalmente, el siguiente gráfico muestra la composición de la capacidad instalada argentina al 31 de diciembre de 2014:



Fuente: CAMMESA

En lo que hace al abastecimiento de combustibles para la generación de electricidad, las autoridades mantuvieron la vigencia de los mecanismos de provisión, entre los que se encuentra el mecanismo de cesión de los volúmenes contratados de gas natural por los generadores de energía eléctrica para que los mismos sean administrados por CAMMESA, de manera de optimizar el consumo de gas natural en las unidades de generación más eficientes. Asimismo, continuó la contratación de gas natural licuado y su regasificación y gas natural proveniente de la República de Bolivia. Sin embargo, la oferta de gas natural continuó siendo insuficiente para atender las necesidades de generación de energía eléctrica y por ello se siguió recurriendo al consumo de combustibles líquidos (fuel oil y gas oil) en generación de electricidad para abastecer la demanda. En esa línea, la Secretaría de Energía ("SE") a través de la Resolución SE N° 95/13 había establecido ya la centralización de la gestiones comerciales y el despacho de los combustibles destinados a la generación.

Durante el año 2014 el consumo de gas natural para generación eléctrica se mantuvo en los mismos niveles que el año anterior (+2,7%, a 14,3 millones de decímetros cúbicos). Debido a la recuperación de disponibilidad técnica de las unidades TurboVapor en relación al año 2013 se experimentó un aumento del 21,8% en el consumo de fuel oil. Asimismo, este efecto generó un decrecimiento del consumo de gas oil del 30,7% en relación al registrado en el año 2013. El consumo de carbón mineral aumentó un 18% debido a la mayor disponibilidad de las unidades que consumen dicho combustible.

## **Precio de la Energía Eléctrica**

### ***Mercado Spot***

#### *Precios Spot*

La normativa de emergencia sancionada luego de la crisis argentina de 2001 repercutió significativamente en los precios de la energía. Las medidas implementadas en el marco de la normativa de emergencia incluyeron, entre otras cuestiones, la pesificación de precios en el Mercado Spot, y el requisito de que todos los precios spot se calcularan en función del precio del gas natural, aún bajo circunstancias en las que, debido a la falta de suministro de gas natural, se compran combustibles alternativos tales como el gasoil para satisfacer la demanda.



Antes de la crisis, los precios de la energía en el Mercado Spot eran fijados por CAMMESA, que determinaba el precio por hora que correspondía pagar a los generadores por la energía vendida en el Mercado Spot del MEM. El Precio Spot reflejaba la oferta y la demanda en el MEM en cualquier momento dado, y era determinado por CAMMESA empleando diferentes escenarios de oferta y demanda en los que se despachaba la cantidad óptima de suministro disponible, previa consideración de las restricciones de la red de transporte, de modo tal que se pudiera satisfacer la demanda y al mismo tiempo minimizar el costo de producción y el costo relacionado con la reducción del riesgo de falla del sistema. El Precio Spot fijado por CAMMESA remuneraba a los generadores en función del costo de la última unidad a ser despachada para la siguiente unidad, medido en la subestación de 500 kV de Ezeiza, que constituye el centro de carga del sistema y está ubicada en las cercanías de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El orden de despacho se determinaba de acuerdo con la eficiencia de la planta y el costo marginal del suministro de energía. Al fijar el Precio Spot, CAMMESA también consideraba los diferentes costos afrontados por los generadores que no se hallaban en las cercanías de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Además de los pagos por la energía eléctrica efectivamente generada a los precios vigentes en el Mercado Spot, los generadores eran remunerados por la capacidad puesta a disposición del Mercado Spot (pagos por potencia), lo que incluía la capacidad de reserva, por la capacidad de reserva adicional, (para el caso de un déficit en la capacidad del sistema) y por la prestación de servicios auxiliares (tales como la regulación de la frecuencia y el control de la tensión). Los cargos por potencia fueron principalmente establecidos en Dólares para permitir a los generadores recuperar la inversión realizada y el precio de energía debía remunerar los costos de generación Precio Spot. Sin embargo, en 2002, bajo la Ley de Emergencia Pública, el Gobierno Nacional fijó los cargos por potencia en referencia al Peso limitando el propósito por el cual los cargos fueron creados.

#### *Resolución 240/2003*

A través de esta resolución la SE modifica la metodología para la fijación de precios en el MEM y determina que el CVP máximo reconocido para la sanción de precios es el de la unidad más ineficiente que se encuentra generando o disponible utilizando gas natural. Vale recordar que el CVP está compuesto por: el costo del combustible consumido, el costo de operación y mantenimiento variable y el costo variable de otros insumos no combustibles.

Los precios spot son fijados bajo el supuesto de que todas las máquinas disponibles poseen gas para el abastecimiento de la demanda. Aquellas unidades que consuman combustibles líquidos o mezcla no fijarán precio y la diferencia entre el valor del CVP y el Precio de Nodo de la máquina térmica en operación se incluye como Sobre costo Transitorio de Despacho (subcuenta del Fondo de Estabilización). El Precio Spot máximo reconocido es de \$120/MWh.

Debido a que el precio estacional no ha seguido la evolución del precio spot del MEM sancionado por CAMMESA, se recurrió a los recursos del Fondo de Estabilización para atender los costos de producción, por lo que durante los últimos años dicho fondo fue registrando un desfinanciamiento continuo.

#### *Resolución 406/2003*

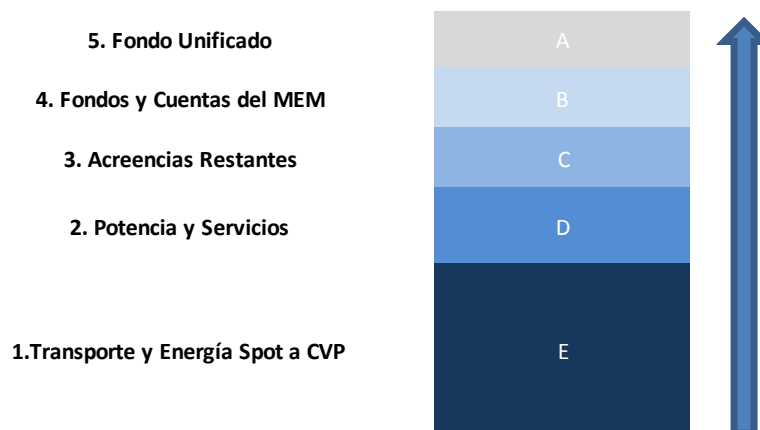
Esta resolución, reformada por la Resolución SE 943/2003, establecía esencialmente que el MEM contaba con fondos insuficientes para efectuar los pagos a todos sus agentes y que todas las operaciones realizadas en el MEM se dividirían en dos categorías, tomando en cuenta la suma de dinero que se preveía disponer para efectuar pagos a todos los agentes en una cantidad de meses contada a partir de un momento dado: (i) obligaciones con vencimiento definido (en caso de existencia de fondos disponibles), y (ii) obligaciones con vencimiento indefinido (inexistencia de fondos disponibles).

La resolución priorizó los pagos del siguiente modo: a) las sumas que le correspondan como créditos pendientes de pago al fondo unificado; b) los ingresos asignables a los fondos y cuentas del MEM; c) los saldos resultantes para completar el pago de las acreencias de los agentes del MEM una vez abonados los conceptos remunerativos establecidos en los incisos d), e) y f) de este artículo; d) los conceptos relacionados con el pago de la remuneración de la potencia y los servicios prestados al MEM; e)

comisiones por transporte y la energía Spot, considerando únicamente el costo efectivo de producción f) otros pagos a los acreedores del MEM.

Esta situación afectó de manera directa la posición financiera de los generadores dado que sólo perciben por las ventas que efectúa al Mercado Spot, el CVP declarado y los pagos por potencia. El saldo resultante de las ventas en el Mercado Spot que constituye sus márgenes variables representan un crédito de los generadores con el MEM, documentados por CAMMESA bajo la forma de LVFVD.

El siguiente gráfico sintetiza lo expuesto precedentemente respecto del orden de prioridad de cancelación de acreencias contra CAMMESA establecida en los incisos e), d), c), b) y a) del artículo 4 de la Resolución SE N° 406/2003:



#### *Remuneración de la Potencia*

En cuanto a la remuneración de la capacidad de generación, también se mantuvo la regulación que se viene aplicando desde enero del año 2002, que limita la sanción del costo marginal de corto plazo así como también congela la remuneración de la potencia puesta a disposición en \$12 por MW hasta el mes de noviembre de 2010, inclusive. A partir del mes de diciembre de 2010 en adelante, los Generadores de energía eléctrica firmaron un Acuerdo con la SE para elevar los precios de la potencia y remuneración por Operación y Mantenimiento (Véase “Marco Normativo y Regulatorio –Precios de la Energía Eléctrica – Nuevo Esquema de Reconocimiento de Costos y Remuneraciones – Acuerdo Generadores” en esta sección). Estos valores fueron luego modificados a partir de la Resolución 95/2013 (Véase “Resolución 95/2013 – Nuevo esquema remunerativo y otras modificaciones al MEM– (modificada por Resolución SE N° 529/2014)”).

#### *Reconocimiento de Costos Variables*

Con fecha 29 de octubre de 2007 la SE comunicó que el costo variable actual a reconocer a los generadores por operación y mantenimiento de \$7,96/MWh, deberá incrementarse en función del combustible líquido consumido, en:

- Generación con Gasoil/Diesel Oil: \$8,61/MWh
- Generación con fuel oil: \$5,00/MWh

Adicionalmente, si una unidad térmica generada con gas natural propio, recibe una remuneración en la que la diferencia entre el CVP máximo reconocido y el precio de nodo es menor a \$5/MWh, deberá reconocerse este último valor.

Estos valores fueron luego modificados a partir de la firma del Acuerdo de Generadores de fecha 25 de noviembre de 2010, el cual posteriormente no fue renovado, y de la Nota 6866 del año 2009, que se detalla más adelante (Véase “Marco Normativo y Regulatorio –Precios de la Energía Eléctrica – Nuevo

*Esquema de Reconocimiento de Costos y Remuneraciones – Acuerdo Generadores” en esta sección). Estos valores fueron luego modificados a partir de la Resolución 95/2013 (Véase “Resolución 95/2013 – Nuevo esquema remunerativo y otras modificaciones al MEM – (modificada por Resolución SE N° 529/2014)”).*

#### *Precio Estacional*

La reglamentación de emergencia resultó en que el precio estacional cobrado a los distribuidores no siguiera la evolución del Precio Spot en el MEM. Paulatinamente, el precio estacional evolucionó en forma diferencial para cada segmento de demanda. De esta manera los distribuidores pagaban un precio significativamente inferior del precio cobrado por los generadores. Si bien conforme al actual marco regulatorio la SE debe ajustar los precios estacionales cada seis meses, el precio estacional de la energía que la Compañía suministra se mantuvo sin ajustes entre enero de 2005 y noviembre de 2008. A partir de entonces ha sido aumentado sucesivamente a los consumidores industriales y a ciertos consumidores residenciales de alto consumo hasta cubrir en cierta medida los costos medios de generación de esos consumidores.

#### *Fondo de Estabilización*

El Fondo de Estabilización, administrado por CAMMESA, compensa las diferencias entre (i) el precio de compra de energía por parte de las empresas distribuidoras, quienes la adquieren a los valores fijados por la SE para cada Programación Estacional, denominado “precio estacional”, y (ii) los pagos que se realizan a las empresas generadoras de energía eléctrica por sus ventas en el Mercado Spot, denominado “Precio Spot”. Cuando el Precio Spot es inferior al precio estacional, el Fondo de Estabilización percibe la diferencia a su favor, y cuando el precio de contado es superior al precio estacional, el Fondo de Estabilización disminuye, compensando ese mayor valor de producción de energía. El saldo pendiente de este fondo en un momento dado refleja la acumulación de diferencias - positivas o negativas- entre el precio estacional y el precio por hora de energía en el mercado al contado. El Fondo de Estabilización provee los recursos financieros necesarios para completar el pago a los productores/vendedores de energía eléctrica, en caso que los precios en el Mercado Spot durante el trimestre resulten superiores a la estacionalidad de precios.

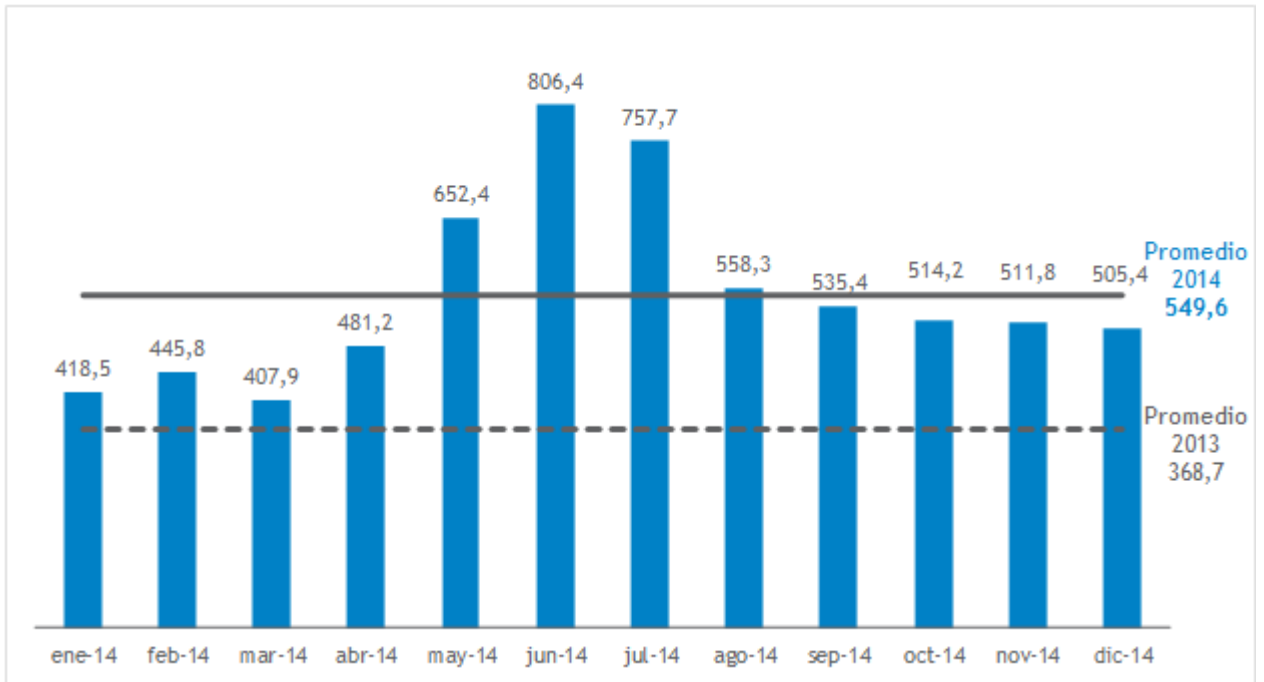
El Fondo de Estabilización resultó perjudicado por las modificaciones del precio spot y el precio estacional introducidas por la normativa de emergencia, en virtud de la cual los precios estacionales se fijaron por debajo de los precios spot, lo que generó importantes déficits en el Fondo de Estabilización.

El déficit de la cuenta “Fondo de Estabilización” al 31 de diciembre de 2013, tal como es publicado por CAMMESA, es de 16.632 millones de Pesos, mientras que el déficit del total de los “Fondos y Cuentas de Energía y Potencia” tal como es publicado por CAMMESA es de 38.873 millones de Pesos.

El siguiente gráfico muestra el costo promedio mensual que todos los usuarios del sistema eléctrico deberían pagar para que el mismo no sea deficitario. Dicho costo incluye, además del precio de la energía, el cargo por potencia, el costo de generación con combustibles líquidos como el fuel oil o el gas oil, más otros conceptos menores.

#### **Costo Medio Monómico Mensual**

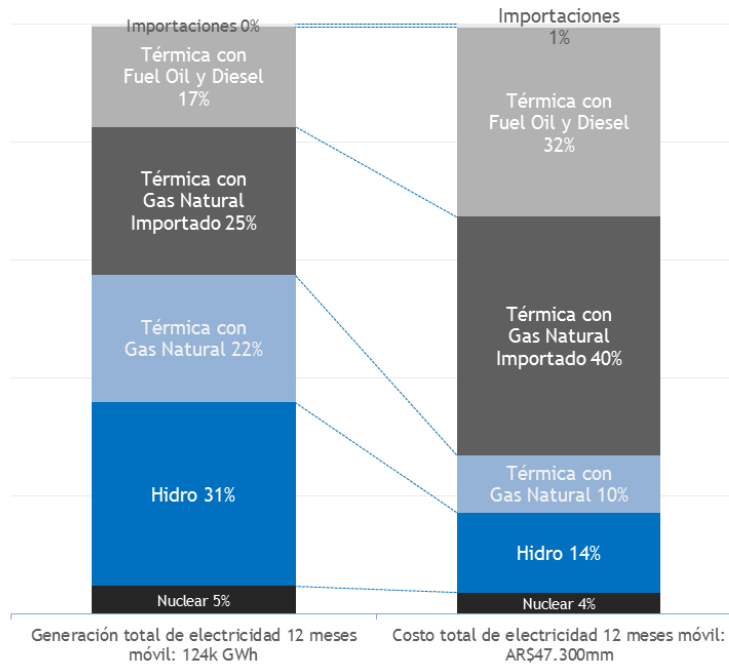
En AR\$/MWh



La diferencia entre el precio estacional de la energía que abonan los usuarios finales y el Precio Spot que se les reconoce a los generadores por el Fondo de Estabilización administrado por CAMMESA, es actualmente absorbido por el Estado Nacional a través de subsidios.

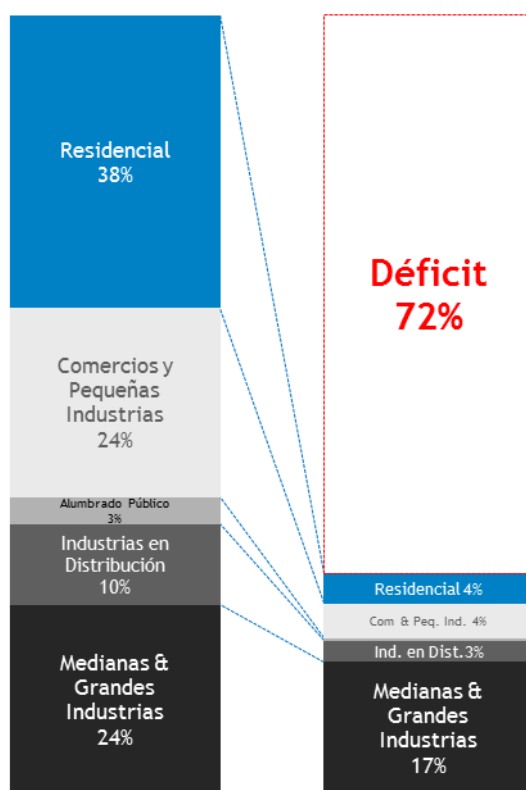
Los siguientes gráficos, ilustran por un lado la apertura de la generación de energía eléctrica y su respectiva participación en el costo total de la generación (“Gráfico 1”) y por otro lado, la apertura de la demanda por tipo de cliente y su respectiva participación en el pago del costo real de la energía generada (“Gráfico 2”).

**Gráfico 1 – Apertura de la generación de energía eléctrica y su respectiva participación en el costo total de la generación**



Fuente: CAMMESA y análisis de Pampa Energía - Agosto 2012, última información disponible

**Gráfico 2 - Apertura de la demanda por tipo de cliente y su respectiva participación en el pago del costo real de la energía generada:**



Fuente: CAMMESA y análisis de Pampa Energía – Agosto 2012, última información disponible

Del Gráfico 1 se puede desprender cómo la generación térmica utilizando gas importado o combustibles líquidos, representa un 35% de la energía generada, pero a su vez representa un 63% del costo total de la energía. Por otra parte, el Gráfico 2 demuestra cómo el consumo residencial y los comercios y pequeñas industrias representa un 62% de la energía demandada, pero a su vez solo paga por un 8% del costo total de la electricidad, creando en gran parte el déficit que existe en el sector.

### ***Mercado a Término***

Los generadores pueden celebrar contratos en el MAT para suministrar energía y capacidad a las distribuidoras y a los grandes usuarios. Las distribuidoras pueden comprar energía mediante contratos celebrados en el MAT en lugar de adquirirla en el Mercado Spot. Los contratos a término normalmente estipulan un precio formado por el Precio Spot esperado más un margen. Los precios en el MAT han sido en ocasiones inferiores al precio estacional que los distribuidores deben pagar en el Mercado Spot. Sin embargo, debido a las políticas adoptadas por la SE, los precios spot en el MAT actualmente son mayores que los precios estacionales, en especial en lo que respecta a tarifas residenciales, haciendo la compra de energía bajo contratos a término no atractiva para las distribuidoras.

A través de la Resolución 95/2013, se suspendió la posibilidad de renovar y/o celebrar nuevos contratos en el Mercado a Término con excepción de los relativos al Programa de Energía Plus. A medida que los contratos entonces vigentes vayan venciendo, la demanda pasará a ser abastecida directamente por CAMMESA.

## **FONINVEMEM**

En 2004, el Gobierno Argentino, a fin de incrementar la capacidad de generación térmica, creó el FONINVEMEM, un fondo a ser administrado por CAMMESA para realizar inversiones en generación térmica. A fin de fondear el FONINVEMEM, la SE invitó a todos los agentes del MEM que tuvieran LVFVD adeudados por el MEM, a manifestar su decisión de invertir (o no) en el FONINVEMEM el 65% de sus créditos originados entre enero de 2004 y diciembre de 2006.

Las LVFVD aportadas al FONINVEMEM serán convertidas a Dólares, con un rendimiento anual a una tasa LIBOR + 1%. Las LVFVD serán pagaderas en 120 cuotas iguales, mensuales y consecutivas, a partir de la habilitación comercial de los ciclos combinados citados.

Consecuentemente, con fecha 13 de diciembre de 2005 se celebraron los acuerdos para la constitución de las sociedades generadoras "Sociedad Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A." ("TMB") y "Sociedad Termoeléctrica José de San Martín S.A." ("TMS"), ambas con el objeto de la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica. La Emisora participó en las correspondientes actas de aceptación de suscripción de acciones para ambas sociedades generadoras que fueron habilitadas en ciclo abierto durante 2008.

En los meses de enero y febrero de 2010 se concretaron las habilitaciones comerciales de los ciclos combinados de las centrales termoeléctricas Manuel Belgrano y Timbúes (San Martín), respectivamente, por lo que a partir del mes de abril de 2010, la Sociedad comenzó a cobrar la primera de las 120 cuotas antedichas.

Si bien con fecha 31 de mayo de 2010, mediante una nota CAMMESA informó el monto de las LVFVD en Pesos y en Dólares equivalentes conforme el mecanismo previsto en el Acuerdo, los mismos revisten el carácter de provisorio.

Asimismo, y con relación a las acreencias generadas durante el año 2007, con fecha 31 de mayo de 2007 la SE dictó la Resolución N° 564/07, efectuando una nueva convocatoria a los agentes privados acreedores del MEM a efectos de ampliar la participación en el FONINVEMEM mediante el aporte del 50% del total de dichas acreencias. Si bien dicha resolución prevé distintas alternativas para el recupero de los fondos aportados al FONINVEMEM, la Sociedad optó por aplicar dichas acreencias a proyectos alternativos de inversión en equipamiento de nueva generación eléctrica. Para ello, fueron debidamente cumplidas las condiciones requeridas: (a) que la inversión fuera equivalente a tres veces el valor de los créditos; (b) que el proyecto consista en la contribución de una nueva planta de generación o en la instalación de una nueva unidad de generación dentro de una planta ya existente; y (c) que la energía y la capacidad reservada fuera vendida en el MAT (incluyendo Energía Plus), no estando permitidas las exportaciones por los primeros 10 años.

En función de los proyectos de inversión presentados por CTLL, el 20 de junio de 2008 mediante la Nota N° 615/08, la SE consideró verificada la propuesta de la Sociedad e instruyó al OED a desembolsar las LVFVD correspondientes al año 2007; las que fueron cobradas en su totalidad.

La resolución SE 1261/12 (26/07/12) aprobó, ad referendum del MPFIPyS, el aumento de la potencia de TMB y TSM por 25 MW (U\$S 11.887.900 + IVA) y 19,01 MW (U\$S 10.075.300 + IVA), respectivamente. En consecuencia autorizó – también ad referendum del MPFIPyS – la modificación del Acuerdo Definitivo (aprobado por la Res. SE 1193/05), la modificación de las participaciones accionarias resultantes (los aportes para las obras serían de los generadores y no del Estado Nacional), la modificación de los contratos de abastecimiento con CAMMESA y de mantenimiento con Siemens).

En virtud de tales antecedentes y, habiendo el MINPLAN dado su conformidad a través de la Providencia MPFIPyS N° 2489/12, la SE a través de la Nota 5568/13 instruyó a CAMMESA a convocar a los agentes que forman parte de las Sociedades Generadoras a adherir como compromiso irrevocable a los compromisos asumidos en la Res. SE 1261/12 conforme a los términos de la Adenda al Acuerdo Definitivo que se incluye en dicha nota. La participación en la convocatoria importa la suscripción de la

Adenda citada y a la inversa, aquellos que no se manifiestan formalmente, se entiende que decidieron no participar de la convocatoria.

La Adenda al Acuerdo Definitivo permite incluir dentro de los recursos destinados a la Etapa de Construcción de las Centrales (Art. 3 del Acuerdo Definitivo), las LVFVD generadas entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 por hasta los montos necesarios para cubrir las sumas correspondientes a la ampliación de la potencia antedicha (arts. 1 y 2 Res. SE 1261/12).

Aquellos agentes generadores, accionistas de Termoeléctrica San Martín S.A. y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (en adelante las "Sociedades Generadoras") que adhieran a la convocatoria, recibirán la participación accionaria en las Sociedades Generadoras que dichas LVFVD representen sobre el total del capital involucrado en la construcción de las centrales, incluyendo la inversión en la ampliación de la potencia, de forma que sean incluidas en las mismas proporciones que las LVFVD 2004-2006 o para el caso que algún generador no disponga de LVFVD 2008-2011 o no manifieste su decisión de participar con sus LVFVD 2008-2011 en el pago de la ampliación de potencia, el importe no incluido se considerará cubierto por el resto de los Agentes titulares en las proporciones correspondientes y según los derechos que surgen de los respectivos estatutos, hasta alcanzar los montos de los arts. 1 y 2 de la Res. SE 1261/12.

Además recibirán, a partir de la entrada en vigencia de las Adendas a los Contratos de Abastecimiento MEM, la devolución de las acreencias LVFVD 2008-2011 comprometidas para el pago de la potencia adicional, convertida en U\$S aplicando la tasa de cambio BCRA "Tipo de Cambio de Referencia Comunicación A 3500 (Mayorista)" en oportunidad del efectivo pago de la Potencia Adicional y aplicando el mismo mecanismo para las acreencias comprendidas en los Servicios de Deuda asociado al inc. a del art. 4 del Acuerdo Definitivo. La cantidad de cuotas son las restantes desde la entrada en vigencia de las Adendas I de los Contratos de Abastecimiento para terminar de abonarlas correspondientes a dicho servicio de deuda

CTG adhirió a la convocatoria. Sin embargo a la fecha de emisión del presente no se ha concluido la implementación de las operaciones contempladas en la Resolución SE N° 1261/12.

Atento a que las LVFVD devengadas a favor de CTG durante el año 2011 se encuentran comprometidas en el marco del Acuerdo 2008-2011, CTG le propuso a CTLL y ésta aceptó resolver parcialmente la cesión de LVFVD instrumentada a través del Convenio de Cesión de Créditos celebrado entre ambas sociedades en el mes de junio de 2010, hasta los montos comprometidos en el marco de la Resolución SE N° 1261/12 y la Nota SE N° 5568/13.

### ***Aprovisionamiento de Combustibles***

En lo que hace al abastecimiento de combustibles para la generación de electricidad, las autoridades recurrieron a numerosos mecanismos de provisión entre los que se encuentran un Acuerdo con los principales generadores de energía eléctrica para que los volúmenes de gas natural sean administrados por CAMMESA de manera de optimizar el consumo de gas natural en las unidades de generación más eficientes (Nota 6866).

Más aún, el Gobierno Nacional a través de ENARSA, comenzó a importar gas de Bolivia y ha instalado buques de gas natural licuado para poder mantener los niveles de demanda mínimos del sistema, reemplazando asimismo parte del gas utilizado por las usinas generadoras con combustibles fósiles alternativos como el diesel oil y el fuel oil y realizando, en períodos invernales, cortes esporádicos al sector de la industria. Dicha importación de gas se financia a través de un fideicomiso que se factura a través de un cargo específico en las facturas de los usuarios no prioritarios.

Durante el año 2014 el consumo de gas natural para generación eléctrica se mantuvo en los mismos niveles que el año anterior (+2,7%, a 14,3 millones de decímetros cúbicos). Debido a la recuperación de disponibilidad técnica de las unidades TurboVapor en relación al año 2013 se experimentó un aumento del 21,8% en el consumo de fuel oil. Asimismo, este efecto generó un decrecimiento del consumo de gas

oil del 30,7% en relación al registrado en el año 2013. El consumo de carbón mineral aumentó un 18% debido a la mayor disponibilidad de las unidades que consumen dicho combustible.

*Suministro de gas natural - Resoluciones SE N° 599/07 y 1070/08*

Entre las principales resoluciones del sector, se encuentra el "Acuerdo de Productores de Gas Natural 2007-2011" homologado mediante resolución N° 599/2007 de la SE (prorrogada por la Res.SE 172/2011). Con ella se buscó garantizar el suministro a la demanda prioritaria, es decir al usuario residencial y comercial pequeño creando distintos segmentos en la demanda de gas. El primer segmento se encuentra formado por los mencionados usuarios, en segundo lugar por la provisión de GNC, tercero por los usuarios industriales/usinas y cuarto para la exportación.

Cada segmento posee un precio diferenciado, siendo el industrial y el de exportación los únicos en los cuales se puede fijar los precios libremente. La regulación establece que cada productor debe mantener la venta de gas a cada sector en niveles mínimos fijados por la Secretaría de Energía, en caso de no hacerlo por menor producción se redireccionará el gas de modo tal que la demanda prioritaria siempre quede satisfecha. Los precios de los segmentos regulados con excepción del prioritario fueron aumentando levemente en los últimos años con el objetivo de acercarlos cada vez más al precio no regulado si bien el mismo aún es bastante superior al vigente al día de hoy en el resto de los sectores.

Adicionalmente, la SE emitió la Resolución N° 1070/2008 que determina un acuerdo complementario con los productores que tuvo por objeto establecer un aporte de los mismos productores al Fondo Fiduciario para subsidios de consumos residenciales de gas licuado creado por la Ley N° 26.020. Este acuerdo produjo como consecuencia nuevos precios de referencia de gas natural para los diferentes sectores, entre ellos, el de generación de electricidad.

Las resoluciones antes mencionadas estuvieron vigentes hasta el 30 de junio de 2009, ya que el 17 de julio de 2009 se firmó un nuevo acuerdo entre las empresas productoras de gas y el Ministerio de Planificación, con el objetivo de encontrar las herramientas adecuadas para resolver las cuestiones que comprometen el equilibrio del sector, la situación de las economías regionales y los intereses nacionales. Este acuerdo fijó un nuevo precio en Dólares para el gas natural con destino al segmento Usinas aplicable para el segundo semestre de 2009, el que no ha sido actualizado desde el mes de diciembre de 2009.

Desde fines de 2012, se establecieron diversas medidas que conllevan la centralización de la administración (compra y logística) de combustibles líquidos y gas natural en cabeza de CAMMESA. Así, por un lado, se instruyó a suscribir un convenio con YPF S.A. a fin de que a través de ésta última operando como mandataria de la primera gestiones las compras y logística de la provisión de combustibles líquidos para las centrales del MEM.

Por otra parte, a través de la Resolución 95/2013 se centralizó la gestión y compra del gas natural y los combustibles líquidos en cabeza de CAMMESA, estableciéndose además que una vez que concluyeran los contratos vigentes, CAMMESA ya no reconocería tales costos a favor del generador. La Resolución SE No. 529/14 extendió la centralización de la provisión de los combustibles para la generación a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores cuya potencia y energía fuera comprometida en el marco de las Res. SE N° 1193/05 (FONINVEMEM), Contrato de Compromiso de Abastecimiento MEM Resolución SE N° 220/07 y Resolución SE N° 1836/07, así como a cualquier otro tipo de contratos de abastecimiento de energía con un régimen de remuneración diferenciada, excepto los contratos correspondientes al Servicio Energía Plus aprobado por la Resolución SE N° 1281/06.

*Procedimiento para el despacho de gas natural para la generación eléctrica – Notas 6866, 7584 y 7585*

En octubre 2009, la SE instruyó a CAMMESA a convocar a los generadores térmicos del MEM a manifestar formalmente su decisión de adherir al "Procedimiento para el Despacho de Gas Natural para la Generación Eléctrica".

El Procedimiento consiste básicamente en aceptar que CAMMESA, ante restricciones operativas del sistema de gas natural disponga del derecho sobre los volúmenes de gas natural y transporte con que



cuenten los generadores con el objeto de maximizar la oferta térmica del sector de generación de energía. A cambio de dicha cesión voluntaria de volúmenes de gas natural y transporte, el generador cobrará durante el período de vigencia del Acuerdo, el mayor valor entre la diferencia positiva entre el Precio Spot sancionado y el CVP con gas natural reconocido por CAMMESA y US\$2,50/MWh más el CVP. Si la unidad estuviera en servicio, dicho valor se aplicará el valor máximo entre la energía efectivamente producida, con independencia del combustible utilizado, y la que hubiese producido de disponer gas natural, en tanto su CVP reconocido fuese inferior al Costo Marginal Operado (“CMO”) en el MEM. Si la unidad estuviera fuera de servicio disponible, la energía que hubiese producido de disponer del gas natural y efectivamente cedido a CAMMESA, en tanto su CVP reconocido fuese inferior al CMO en el MEM.

Con fecha 16 de noviembre de 2010 a través de la Nota 7584 la SE instruyó a CAMMESA a invitar a los generadores térmicos del MEM que cuenten con contratos en el marco del Plan de Energía Plus a manifestar formalmente su decisión de adherir al Procedimiento. Adicionalmente, la mencionada Nota considera que a los efectos del respaldo brindado por el agente generador titular original del gas natural a sus contratos de Energía Plus, los mismos no resultan afectados por lo instruido en dicha nota. Mediante la Nota 7585 de la misma fecha, se invitó a aquellos generadores con contratos dentro del marco de Gas Plus a participar del Procedimiento.

La vigencia del Procedimiento abarcaba los períodos invernales de los años 2009 a 2011. El 29 de septiembre de 2010, la SE instruyó a CAMMESA a convocar a los agentes generadores titulares de unidades de generación térmica a manifestar su decisión de adherir al Programa de Despacho de Gas para su aplicación desde el mes de octubre de 2010 hasta el mes de mayo de 2011 y desde septiembre a diciembre de 2011. Luego, el 19 de diciembre de 2011 mediante la Nota 187/2011 se extendió la aplicación del Procedimiento para todo el 2012.

Posteriormente a través de la Nota SE N° 7469/2012, la Secretaría de Energía prorrogó la vigencia de los mecanismos antes citados hasta la finalización del Período Estacional de Verano, es decir, hasta el 31 de abril de 2013.

Finalmente, a través de la Nota SE N° 2053/2013 se dispuso la prórroga de los mecanismos de cesión contemplados en las Notas SE N° 6866/2009, 7584/2010, 7585/2010 y 922/2011 excluyendo la aplicación de la remuneración mínima contemplada en el apartado 7 de la primera de las notas citadas. La prórroga será aplicable a los agentes adherentes que no manifiesten su rechazo a la prórroga.

#### *Gas Plus*

En marzo de 2008, la SE creó mediante la Resolución 24/2008 el Mercado de Gas Plus. En el mismo los precios de los volúmenes de gas producidos bajo este programa se pactarán por hasta el máximo aprobado por la SE para cada proyecto los cuales son superiores a los estipulados actualmente entre el Gobierno Argentino y los productores de gas. Los proyectos de Gas Plus deben ser aprobados por la SE y el Ministerio de Planificación y pueden participar aquellos productores que hayan suscripto el actual acuerdo vigente con el Gobierno Argentino. El gas debe provenir, entre otras condiciones, de concesiones de explotación otorgadas con posterioridad a la resolución o concesiones de explotación antiguas que no hayan entregado gas desde 2004 (pero previamente si lo hayan hecho y puedan volver a hacerlo) o de yacimientos nuevos en esas concesiones.

#### ***Esquema de Reconocimiento de Costos y Remuneraciones 2010 – Acuerdo Generadores***

Con fecha 25 de noviembre de 2010, distintos generadores suscribieron con la Secretaría de Energía un acuerdo que tenía como objeto: (i) continuar con el proceso de adaptación del MEM; (ii) viabilizar el ingreso de nueva generación para cubrir el aumento de la demanda de energía y potencia; (iii) determinar un mecanismo para la cancelación de las LVFVD correspondientes a las acreencias del período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011, y (iv) reconocer de la remuneración global que corresponde a los generadores adherentes (el “Acuerdo”).

Las principales condiciones del acuerdo incluían:

- Incremento en la remuneración de la potencia puesta a disposición que, sujeto al cumplimiento de cierta disponibilidad acordada, pasaba de \$12/MW-hrp a valores que oscilan entre \$35/MW-hrp y \$42/MW-hrp de acuerdo a la tecnología correspondiente (turbo gas, turbo vapor o ciclo combinado), siendo \$38,5/MW-hrp promedio en el caso de CTG. Esta remuneración no es aplicable para aquellos generadores alcanzados por las Resoluciones SE N° 1281/2006 (Plan Energía Plus), 220/2007 (Contratos de Abastecimiento MEM), 1836/2007 y 1427/2004.
- Incremento en los valores máximos reconocidos para la remuneración por operación y mantenimiento que, sujeto al cumplimiento de cierta disponibilidad acordada, se incrementaban en \$8/MWh para generación con combustibles líquidos (de \$12,96/MWh vigente antes de la firma del Acuerdo) y en \$4/MWh para generación con gas natural (de entre \$7,96/MWh y \$10,81/MWh vigente antes de la firma del Acuerdo).
- Incremento a 250 MW del valor máximo hasta el cual las acreencias de un generador hidroeléctrico serán consideradas dentro de los montos previstos en el inciso e) del Artículo 4º de la Resolución SE N° 406/2003.
- En contraprestación, las sociedades subsidiarias de generación se han comprometido a aportar las LVFVD a generarse durante el año 2011 para la construcción de nuevas plantas que se llevarán a cabo por los generadores que suscribieron el Acuerdo y la SE. Dicho aporte será devuelto en Dólares a partir de la habilitación comercial de tales plantas de generación en 120 cuotas mensuales a Libor + 5%.

CTG y CTLL, conjuntamente con otras sociedades vinculadas, presentaron a la consideración de la SE un proyecto para la instalación y ampliación de una nueva central de generación de energía eléctrica, junto con una propuesta de adenda al Acuerdo a los efectos de contemplar modificaciones que permitan obtener una renta justa y razonable al capital adicional invertido en el proyecto.

En tal marco y a fin de instrumentar lo acordado en el Acuerdo, con fecha 1 de abril de 2011, CTLL, junto con otras sociedades vinculadas, suscribió un nuevo acuerdo con la SE a través del cual, éstas se comprometieron a concretar la instalación y ampliación de la nueva central de generación de energía eléctrica (CT Piquirenda) citada en el párrafo anterior (el "Acuerdo para el Incremento de Disponibilidad de Generación Térmica entre la Secretaría de Energía de la Nación y Pampa Energía S.A." en adelante el "Acuerdo de Instrumentación"). El proyecto, cuyo desarrollo estaba a cargo de Emdersa Generación Salta S.A. ("EGSSA") preveía dos etapas hasta alcanzar una potencia instalada total de 45 MW. Tal como se reseñó anteriormente a la fecha se encuentran operativos 30 MW.

El Acuerdo de Instrumentación prevé el pago de las LVFVD devengadas y a devengarse a favor de las generadoras firmantes en el período 2008-2011, no incluidas en el marco de la Resolución SE N° 724/2008, por hasta un monto total que no podrá superar el 30% del monto de la obra. Sin embargo, a la fecha, y a pesar de que las generadoras que intervienen en el proyecto acreditaron la ejecución de la primera parte del proyecto, no se efectivizó el pago de las LVFVD citadas. Tal situación dio lugar a los reclamos pertinentes (véase "*Información de la Emisora – Contingencias - Central Térmica Loma de la Lata S.A. y otros c/ Estado Nacional – PEN – Ministerio de Planificación*").

Por otra parte, con fecha 24 de enero de 2012 la SE remitió a CAMESA la Nota N° 495 por la cual instruyó a ésta última a no aplicar, hasta nueva instrucción, los numerales 4 y 5 del Acuerdo a través de los cuales se estableció la remuneración correspondiente a la potencia puesta a disposición y un mayor valor de operación y mantenimiento a partir de su firma. Cabe aclarar que la misma Nota indica que la propia SE manifestó estar desarrollando diferentes análisis con el objetivo de mantener acciones tendientes a incentivar y/o asegurar la disponibilidad de generación.

Dicha instrucción fue confirmada posteriormente a través de la Nota SE N° 1269/2012 por la que se instruyó a CAMESA a seguir practicando las liquidaciones de las transacciones en el MEM en los términos de la Nota SE N°495/2012.

Atento a que dicha instrucción implica un incumplimiento de los compromisos asumidos por la SE, la Sociedad ha presentado los reclamos administrativos pertinentes. Sin embargo, la adhesión al esquema remuneratorio establecido por la Resolución 95/2013 requirió el desistimiento de los reclamos interpuestos con relación a los incumplimientos del Estado Nacional respecto al Acuerdo 2008-2011, con excepción de la demanda interpuesta respecto a la cancelación de las LVFVD comprometidas en la ejecución del Proyecto Central Térmica Piquirenda desarrollado en el marco del Acuerdo Complementario.

El efecto económico de la aplicación del Acuerdo 2008-2011 en lo relativo a la remuneración de los conceptos mencionados precedentemente representó ingresos por ventas para la Sociedad por \$24,2 millones durante el ejercicio 2011 (\$17,6 millones correspondientes a los primeros nueve meses del mencionado ejercicio).

**Resolución 95/2013 – Nuevo esquema remunerativo y otras modificaciones al MEM – (modificada por Resolución SE N° 529/2014)**

La Resolución 95/2013 – publicada en el Boletín Oficial el 26 de marzo de 2013 – estableció un nuevo régimen de alcance general en reemplazo del esquema de remuneración vigente para todo el sector de generación (generadores, autogeneradores y cogeneradores), con excepción de: (i) centrales hidroeléctricas binacionales y generación nuclear; y (ii) la potencia y/o energía eléctrica regulada por contratos regulados por la SE que contengan una remuneración diferencial bajo las Resoluciones SE N° 1193/2005, 1281/2006, 220/2007, 1836/2007, 200/2009, 712/2009, 762/2009, 108/2011, 137/2011, así como cualquier otro tipo de contrato de abastecimiento de energía eléctrica que tenga un régimen de remuneración diferencial establecido por la SE (los “Generadores Comprendidos”).

El nuevo esquema remuneratorio es de aplicación a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2013. Sin embargo, la aplicación efectiva a cada agente generador en particular requiere que éste desista de todo reclamo administrativo y/o judicial que hubiese realizado contra el Estado Nacional, la SE y/o CAMMESA en relación con el Acuerdo de Generadores 2008-2011 y/o relacionado a la Resolución SE N° 406/2003. Asimismo, cada agente generador deberá comprometerse a renunciar a realizar reclamos administrativos y/o judiciales contra el Estado Nacional, la SE y/o CAMMESA referente al Acuerdo 2008-2011 y/o la Resolución SE N° 406/2003.

Aquellos Generadores Comprendidos que no cumplan con la exigencia de desistimiento y renuncia, no accederán al nuevo régimen remuneratorio, permaneciendo en el preexistente.

La Resolución SE N° 529/2014 reemplazó los anexos I, II y III de la Resolución 95/2013 actualizando los valores de la remuneración contemplada en dichos anexos y modificó la forma de liquidación de la remuneración de los costos fijos.

El nuevo esquema remunerativo comprende cuatro conceptos:

1) Remuneración de Costos Fijos:

Tecnología y escala	\$/MW-hrp
Unidades TG con potencia (P) < 50 Mw	70,00
Unidades TG con potencia (P) > 50 Mw	50,00
Unidades TV con potencia (P) < 100 Mw	83,20
Unidades TV con potencia (P) > 100 Mw	59,40
Unidades CC con potencia (P) < 150 Mw	46,50
Unidades CC con potencia (P) > 150 Mw	38,80
Unidades HI con potencia (P) < 120 Mw	76,50
Unidades HI con potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw	29,80
Unidades HI con potencia (P) > 300 Mw	21,30

La metodología de cálculo para definir la remuneración de los costos fijos de los Agentes Generadores comprendidos en el régimen remuneratorio comentado con equipos de generación térmica convencional (TG, TV y CC) será variable en función de la Disponibilidad Registrada (D), Disponibilidad Objetivo de la tecnología (DO), Disponibilidad Histórica (DH) y la época del año.

Se define un porcentaje base a aplicar sobre la Remuneración de Costos Fijos de acuerdo a los siguientes valores:

CC	Junio – Julio - Agosto	Marzo – Abril - Mayo
	Diciembre – Enero - Febrero	Septiembre – Octubre - Noviembre
D > 95%	110%	100%
85% < D ≤ 95%	105%	100%
75% < D ≤ 85%	85%	85%
D ≤ 75%	70%	70%

TV	Junio – Julio - Agosto	Marzo – Abril - Mayo
	Diciembre – Enero - Febrero	Septiembre – Octubre - Noviembre
D > 90%	110%	100%
80% < D ≤ 90%	105%	100%
70% < D ≤ 80%	85%	85%
D ≤ 70%	70%	70%

TG	Junio – Julio - Agosto	Marzo – Abril - Mayo
	Diciembre – Enero - Febrero	Septiembre – Octubre - Noviembre
D > 90%	110%	100%
80% < D ≤ 90%	105%	100%
70% < D ≤ 80%	85%	85%
D ≤ 70%	70%	70%

A dicho porcentaje 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 modificará en medio punto porcentual el porcentaje de remuneración de los Costos Fijos. Los máximos y mínimos son los previstos para cada período (110% máximo y 70% mínimo según corresponda).

A los efectos del control de la disponibilidad se mantienen los criterios establecidos en la Nota SE N° 2053/13 (ver a continuación el apartado “Criterios de implementación de la Resolución 95/2013”). Los valores de DH de cada grupo térmico serán determinados en función de la disponibilidad registrada en el período 2010-2013, al finalizar cada año se sumará el resultado del mismo a la base hasta contar con 5 años móviles.

- 2) Remuneración de Costos Variables: Se establecen nuevos valores que reemplazan a la remuneración de los Costos Variables de Mantenimiento y Otros Costos Variables No Combustibles. Su cálculo es mensual y será en función de la Energía Generada por tipo de combustible:

Clasificación	Operando con:			
	Gas Natural	Combustibles Líquidos	Carbón	Biocombustibles
	\$/MWh			
Unidades TG con Potencia (P) < 50 Mw	26,80	46,90		89,20

Unidades TG con Potencia (P) > 50 Mw	26,80	46.90		89,20
Unidades TV con Potencia (P) < 100 Mw	26,80	46.90	80,40	89,20
Unidades TV con Potencia (P) > 100 Mw	26,80	46.90	80,40	89,20
Unidades CC con Potencia (P) < 150 Mw	26,80	46.90		89,20
Unidades CC con Potencia (P) > 150 Mw	26,80	46.90		89,20

- 3) Remuneración Adicional: Es aplicable sólo a los Agentes Generadores Comprendidos. Parte de la remuneración se destinará a “nuevos proyectos de infraestructura en el sector eléctrico” que serán definidos por la SE, a través de un fideicomiso. Su cálculo es mensual y será en función de la Energía Total Generada.

Unidades Hidroeléctricas	\$/MW-hrp
Unidades HI con Potencia (P) < 120 Mw	21,30
Unidades HI con Potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw	21,30
Unidades HI con Potencia (P) > 300 Mw	21,30

	Con destino a	
	Generador \$/MWh	Fideicomiso \$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) < 50 Mw	10,90	4,70
Unidades TG con Potencia (P) > 50 Mw	9,40	6,20
Unidades TV con Potencia (P) < 100 Mw	10,90	4,70
Unidades TV con Potencia (P) > 100 Mw	9,40	6,20
Unidades CC con Potencia (P) < 150 Mw	10,90	4,70
Unidades CC con Potencia (P) > 150 Mw	9,40	6,20
Unidades HI con Potencia (P) < 120 Mw	76,50	13,50
Unidades HI con Potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw	54,00	36,00
Unidades HI con Potencia (P) > 300 Mw	54,00	36,00

La remuneración detallada constituye la remuneración total a recibir por los Generadores Comprendidos, descontándose la energía eléctrica y/o 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 y/o servicio que deba estar a cargo de los mencionados agentes.

A los efectos indicados en el párrafo anterior, los Generadores Comprendidos deberán 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 Generador Comprendido, y esta diferencia resultase a favor del mismo, CAMMESA deberá facturar a dicho agente tal diferencia.

- 3) Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes: A los conceptos remuneratorios antes indicados, la Resolución SE N° 529/2014 incorpora un nuevo concepto de “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes” para los Agentes Generadores Comprendidos 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 (LVFVD) por cuenta y orden del Fondo Unificado y tendrán como destino exclusivo el financiamiento de los mantenimientos mayores sujetos a la aprobación de la Secretaría de Energía.

Tecnología y escala	Remuneración Mantenimientos (\$/MWh)
Unidades TG con potencia (P) < 50 Mw	24
Unidades TG con potencia (P) > 50 Mw	24
Unidades TV con potencia (P) < 100 Mw	24
Unidades TV con potencia (P) > 100 Mw	24
Unidades CC con potencia (P) < 150 Mw	21
Unidades CC con potencia (P) > 150 Mw	21
Unidades HI con potencia (P) < 120 Mw	
Unidades HI con potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw	
Unidades HI con potencia (P) > 300 Mw	

#### *Prioridad de pago*

La Resolución 95/2013 establece que la Resolución SE N° 406/03 no será aplicable al nuevo esquema remuneratorio, estableciendo dos prioridades de pago diferentes. La primera comprende el pago de la Remuneración de Costos Fijos, la Remuneración de Costos Variables y el reconocimiento de los valores de combustibles. La segunda comprende a la Remuneración Adicional. Sin perjuicio de ello, se establece que CAMMESA – en función de lo que disponga la SE – deberá compatibilizar éste orden de prioridad con los criterios vigentes, es decir con la propia Resolución SE N° 406/03.

En cuanto a la prioridad de la liquidación de la remuneración antes descripta estableció que la Remuneración de Costos Fijos, la Remuneración de los Costos Variables, la Remuneración Adicional que se liquida directamente a favor del generador y el reconocimiento de los costos de combustibles se equiparará con la prioridad establecida en el inc. e) del art. 4 de la Resolución SE N° 406/03.

La remuneración de los servicios de regulación de frecuencia y de reserva de corto plazo se equiparará con la prioridad establecida en el inc. d) del art. 4 de la Resolución SE N° 406/03 y la remuneración adicional destinada al fideicomiso, con la contemplada en el inc. c) de la resolución citada.

A través de la Nota SE N° 4858/13 la SE instruyó a CAMMESA a implementar un mecanismo de prioridad de pago en favor de los generadores adherentes a la Resolución a fin de mantener un nivel de liquidez similar al que tenían previo al dictado de ésta última. A tales efectos CAMMESA deberá:

- i. Contabilizar los montos que perciba directamente de los Grandes Usuarios;
- ii. Destinar los montos citados a cubrir la remuneración de los generadores asignándolos en primer lugar a cubrir los costos fijos, luego los costos variables y en última instancia la remuneración adicional directa. La distribución se hará en forma proporcional según la participación relativa de cada generador en cada uno de los conceptos.

#### *Reconocimiento de los costos de combustibles*

La Resolución 95/2013 establece que la gestión comercial y el despacho de combustibles para la generación estará centralizada en CAMMESA. Los generadores no podrán renovar ni prorrogar sus contratos con los proveedores. Sin perjuicio de ello, hasta tanto se terminen los contratos vigentes entre los generadores y sus proveedores, se reconocerán los costos asociados al precio de referencia, el flete reconocido, el costo asociado al transporte y distribución de gas natural y los impuestos y tasas asociadas. Para el reconocimiento de tales costos se deben cumplir dos condiciones: (i) que se trate de costos que a la fecha de vigencia de la Resolución 95/2013 estén siendo reconocidos por CAMMESA; y (ii) que se trate de costos que tengan origen en relaciones contractuales contraídas con anterioridad a la fecha de vigencia de la Resolución 95/2013.

Siguiendo con el objetivo establecido en la Resolución SE N° 95/13 de optimizar y minimizar los costos en el abastecimiento de combustibles a las centrales del MEM, la Resolución SE N° 529/14 dispuso la extensión de lo establecido en el art. 8 de la Resolución SE N° 95/13 a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores cuya potencia y energía fuera comprometida en el marco de las Resoluciones SE N° 1193/05 (FONINVE MEM), Resolución SE N° 220/07 (Contratos Abastecimiento MEM) y Resolución SE N° 1836/07, así como a cualquier otro tipo de contratos de abastecimiento de energía con un régimen de remuneración diferenciada, excepto los contratos correspondientes al Servicio Energía Plus aprobado por la Resolución SE N° 1281/06. De esta forma y, entre otros efectos, a medida que se terminen los contratos de suministro de combustibles de éstos generadores, el suministro de dicho combustible estará centralizado en CAMMESA, no pudiendo el generador renovar dichos contratos.

Cabe destacar que al efecto transaccional y para establecer el cubrimiento de los contratos ahora alcanzados por lo dispuesto en el art. 8 de la Resolución SE N° 95/13, se considerará la disponibilidad de la unidad generadora con independencia del combustible.

#### *Fideicomiso para la ejecución de obras en el sector eléctrico*

Tal como se expuso anteriormente, parte de la Remuneración Adicional se destinará a un fideicomiso para la ejecución de obras en el sector eléctrico.

Adicionalmente, la Resolución 95/2013 dispone que la SE establecerá los mecanismos para que las LVFVD devengadas por los agentes generadores no afectadas a un proyecto sean destinadas a la integración del citado fideicomiso. A la fecha no se reglamenta la integración ni estructuración del fideicomiso.

#### *Suspensión de los contratos en el MAT*

La Resolución 95/2013 establece la suspensión de la incorporación de nuevos contratos en el MAT (excluidos los que se deriven de resoluciones que fijen un régimen de remuneración diferencial), así como su prórroga o renovación. Sin perjuicio de ello, los contratos vigentes a la fecha de la Resolución 95/2013 continuarán administrándose por CAMMESA hasta su finalización. Finalizados dichos contratos, los Grandes Usuarios deberán adquirir su suministro directamente de CAMMESA conforme a las condiciones que al efecto establezca la SE.

#### *Criterios de implementación de la Resolución 95/2013*

Con posterioridad al dictado de la Resolución 95/2013, la SE emitió las notas N° 1807/2013, 1808/2013, 2052/2013, 2053/2013, 4201/2013, 4858/2013 y 5954/2013 a través de las cuales reglamentó algunos aspectos de la misma.

Mediante la Nota SE N° 2052/2013 se estableció que los contratos del MAT con vigencia a partir del 1 de mayo de 2013 y cuya información para la administración en el MAT hubiera sido presentada en cumplimiento de las normas vigentes, podrán ser administrados por los generadores por hasta un plazo máximo de 3 meses contados a partir del inicio de la vigencia de los mismos.

A través de la Nota SE N° 2053/2013 se aprobaron los criterios para la implementación de la Resolución 95/2013. Entre los aspectos más relevantes estableció que la aplicación del nuevo esquema de remuneración se efectuará en forma particular para cada agente a partir de la recepción del desistimiento contemplado en el art. 12 de la Resolución 95/2013. CAMMESA deberá realizar los ajustes en las transacciones económicas a partir del mes de febrero de 2013 o al tercer mes anterior al mes de comunicación del desistimiento, lo que suceda último, salvo que exista una disposición específica de la SE al respecto.

En cuanto a la prioridad de la liquidación de la remuneración antes descripta estableció que la Remuneración de Costos Fijos, la Remuneración de los Costos Variables, la Remuneración Adicional que

se liquida directamente a favor del generador y el reconocimiento de los costos de combustibles se equipará con la prioridad establecida en el inc. e) del art. 4 de la Resolución SE N° 406/2003.

La remuneración de los servicios de regulación de frecuencia y de reserva de corto plazo se equipará con la prioridad establecida en el inc. d) del art. 4 de la Resolución SE N° 406/2003 y la remuneración adicional destinada al fideicomiso, con la contemplada en el inc. c) de la resolución citada.

En relación a la Nota SE N° 2053/2013, mediante su Nota SE N° 3229/2013 la SE estableció distintos criterios para la implementación de la Resolución 95/2013 respecto a los términos de contratación de los Grandes Usuarios con CAMMESA, tales como plazo, datos a incluir, facturación, etc.

A través de la Nota SE N° 3902/2013 la SE reemplazó los criterios de implementación para los contratos con el OED que fueran establecidos en la Nota 3229/2013 y estableció la aplicación de un "Cargo Mensual de Sustentabilidad y Garantía" a los Grandes Usuarios destinado a conformar un monto de garantía de cobro suficiente y a sustentar los mayores gastos de administración de la operatoria transitoria establecida en la Resolución 95/2013, por un valor inicial de 15 \$/MWh. La SE instruirá posteriormente qué hacer con los fondos recaudados por dicho cargo.

Con relación al abastecimiento de los combustibles para la generación, se dispuso la prórroga de los mecanismos de cesión contemplados en las Notas SE N° 6866/2009, 7584/10, 7585/2010 y 922/2011 excluyendo la aplicación de la remuneración mínima contemplada en el apartado 7 de la primera de las notas citadas. La prórroga será aplicable a los agentes adherentes que no manifiesten su rechazo a la prórroga.

A través de la Nota SE N° 4201/2013 se resolvió prorrogar el plazo de vigencia de los contratos de los GUDIs hasta el 31 de octubre de 2013, incluyendo aquellos cuyos vencimientos operaba el pasado 31 de julio.

A través de la Nota SE N° 4858/2013 la SE instruyó a CAMMESA a implementar un mecanismo de prioridad de pago en favor de los generadores adherentes a la Resolución 95/2013 a fin de mantener un nivel de liquidez similar al que tenían previo al dictado de ésta última. A tales efectos CAMMESA deberá:

- i. Contabilizar los montos que perciba directamente de los Grandes Usuarios;
- ii. Destinar los montos citados a cubrir la remuneración de los generadores asignándolos en primer lugar a cubrir los costos fijos, luego los costos variables y en última instancia la remuneración adicional directa. La distribución se hará en forma proporcional según la participación relativa de cada generador en cada uno de los conceptos.

Adicionalmente, la Nota SE N° 4858/2013 dejó sin efecto lo dispuesto en la Nota SE N° 1807/2013 mencionada anteriormente.

Mediante la Nota SE N° 5954/2013 se instruyó a suspender transitoriamente a partir del 1 de noviembre de 2013 la operatoria establecida en la Nota SE N° 930/07 por la cual la demanda de los GUDIs que deben contratar Energía Plus se respalda con contratos que se celebraban a través de la Distribuidora. Una vez vencidos los contratos vigentes, los GUDIs que quieran seguir contratando la demanda excedente con contratos de Energía Plus deberán solicitar su ingreso al MEM ya sea como GUMAs o GUMEs. A tales efectos, el formulario de adhesión ya aprobado para el abastecimiento de los Grandes Usuarios por CAMMESA (destinado a cubrir la demanda base), será considerado como solicitud de ingreso al MEM. En el caso que los GUDIs no presenten el formulario mencionado, volverán a ser abastecidos por la Distribuidora a la tarifa regulada de la misma.

En tal marco, con fecha 31 de mayo de 2013, la CTLL y CTG han renunciado a los reclamos administrativos y/o judiciales contra el Estado Nacional, la SE y/o CAMMESA en relación con el Acuerdo 2008-2011 y/o relacionados a la Resolución SE N° 406/2003, y a iniciar nuevos reclamos en relación a los conceptos y períodos mencionados.



Con fecha 11 de junio de 2013, la SE informó a CAMMESA a través de las Notas SE N° 3145 y 3146 la aceptación de los términos en los que la CTG y CTLL efectuaron las renunciaciones mencionadas, a partir de lo cual el nuevo esquema remuneratorio es de aplicación efectiva para dichas compañías con efectos desde la transacción económica de febrero de 2013.

#### ***Contratos de Compromiso de Abastecimiento - Resolución N° 724/2008***

El 24 de julio de 2008, la SE emitió la Resolución N° 724/2008 autorizando la celebración de Contratos de Compromiso de Abastecimiento con agentes generadores, relacionados con la reparación y/o ampliación de la capacidad de generación de unidades generadoras y/o equipamiento relacionado. Esta resolución aplica a aquellos agentes del MEM que hubieran presentado planes para tales acciones siempre que los costos asociados excedieran el 50% de los ingresos esperados del Mercado Spot durante la vigencia de dicho contrato, correspondiente a la remuneración de los conceptos alcanzados por el inciso c) del art. 4 de la Resolución N° 406/2003. En virtud de los términos de dicha resolución, la SE evalúa las propuestas presentadas por agentes generadores y determina cuáles de ellos resultan elegibles a efectos de recibir financiamiento para efectuar dichas reparaciones y/o repotenciaciones. Dichos contratos serán firmados por los distintos agentes generadores con CAMMESA, tendrán una duración de hasta 36 meses y tendrán como remuneración aquella prevista en los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios aprobados por la SE, en el marco de la delegación legislativa dispuesta por el Marco Regulatorio Eléctrico. Adicionalmente, y en relación con el orden de prioridad de pagos para el caso de no existir recursos suficientes para atender las deudas a favor de los acreedores del MEM previsto en la Resolución N° 406/03 de la SE, dicha Resolución N° 724/08 de la SE, a efectos de mitigar el riesgo de cobro de los agentes generadores, otorgó la misma o superior prioridad de pago a las obligaciones de pago asumidas por CAMMESA bajo dichos Contratos de Compromiso de Abastecimiento que la prioridad correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

Los Contratos de Compromiso de Abastecimiento tendrán además un régimen de sanciones por incumplimiento, en función de la afectación que pueda introducir la indisponibilidad de las unidades comprometidas en dichos contratos en el adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del SADI, o de incumplimientos de las obligaciones asumidas por el agente generador de que se trate en relación con la ejecución de los trabajos de reparación y/o repotenciación de los grupos generadores y/o equipamiento asociado involucrado.

#### ***Energía Plus***

En septiembre de 2006, la SE emitió la Resolución SE 1281/2006 que creó el Plan de Energía Plus, en un esfuerzo por responder al sostenido incremento en la demanda de energía a partir de la recuperación de la economía argentina después de la crisis. Dicho Plan de Energía Plus ha sido diseñado para brindar incentivos para desarrollar nuevas fuentes de generación de energía y satisfacer la demanda incremental. Su principal objetivo es garantizar que la energía disponible en el mercado sea utilizada principalmente para atender a clientes residenciales y clientes industriales y comerciales con demandas iguales o menores a 300 kW de potencia y que no tienen acceso a otras alternativas de potencia viables.

A tales efectos, la resolución establece que:

- Los grandes usuarios del MEM y grandes usuarios de distribuidoras (más de 300 kilovatios en ambos casos), estarán autorizados a garantizar el suministro de energía hasta la "demanda base" (igual a su demanda en 2005) suscribiendo contratos a término los generadores existentes antes de septiembre de 2006; y
- Los grandes usuarios del MEM y grandes usuarios de distribuidoras (más de 300 kilovatios en ambos casos) deben satisfacer cualquier consumo que exceda su demanda base con el servicio de Energía Plus, consistente en la oferta de disponibilidad de generación adicional por parte de nuevos generadores y/o agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que no sean agentes del MEM o que, a la fecha de publicación de la resolución, no estén interconectados al MEM.

Sólo las nuevas plantas de generación (que incluyen generadores que no estaban conectados al SADI antes del 5 de septiembre de 2006) y las nuevas adiciones de capacidad de generación a esa misma fecha pueden vender en el marco del Plan Energía Plus. Los contratos bajo el Plan Energía Plus serán administrados del mismo modo que cualquier otro contrato de largo plazo o contrato en el MAT y los pagos, se estima, serán hechos directamente entre las partes involucradas. CAMMESA validará, en la oportunidad y bajo los términos establecidos por la SE, los acuerdos que se celebren bajo la modalidad del servicio de Energía Plus. Los precios pactados en los acuerdos que se celebren bajo la modalidad del servicio de Energía Plus deberán estar compuestos por los costos asociados (que deberán ser validados por CAMMESA) y un margen de utilidad (el cual es determinado por la SE ad referendum de la aprobación del Ministerio de Planificación).

La resolución también estableció el precio que los grandes usuarios deben abonar por la demanda excedente, en caso que no fuera previamente contratada bajo el Plan de Energía Plus, que es igual al costo marginal de operación.

En este marco el mercado de Energía Plus, creado a través de la resolución mencionada, empezó con una demanda de 455 MW de potencia media en el año 2007.

Pero lo que empezó como una regulación para incentivar la inversión en Generación se fue desdibujando por distintos factores:

- 1) Cambios en la Regulación: a partir de la salida de la resolución se aplicaron algunos cambios a la regulación que quitaron atractivo a los Grandes Usuarios a contratar Energía Plus:
  - a. Precio máximo: Se aplicó un precio máximo a la Demanda Excedente, lo que implicó un freno a la contratación de los GU.
  - b. Disminución de la Demanda Excedente: Se cambió la Resolución 1281/2006, aplicando un máximo del 50% del total de la demanda como Demanda Excedente.
  - c. GUDIs: A aquellos Grandes Usuarios que permanecen en el ámbito de las distribuidoras, denominados GUDIs, si bien se les incrementó el precio de la Demanda Excedente por la resolución mencionada, por otro lado reciben un subsidio muy alto por la Demanda Base, lo que les acota el incentivo económico a contratar Energía Plus. Solo aquellos casos cuya demanda excedente es superior al 40% de la demanda total mantienen el incentivo económico a contratar Energía Plus.
- 2) Oferta: La nueva oferta instalada que podía brindar el servicio de Energía Plus en el año 2009 era de 420 MW, a la cual se le incorporaron 400 MW correspondientes a TERMOANDES SA. A esta compañía, instalada en la localidad de Cobos, Provincia de Salta en el año 1999 para exportar al Chile se la autorizó a conectarse al Sistema Argentino de Interconexión y actuar en el mercado de Energía plus. Con esta incorporación al mercado de Energía Plus el mismo paso a estar sobre ofertado.
- 3) Evolución de la Demanda: Durante los últimos cinco años, la demanda excedente total del sistema, solo creció 375 MW, por lo que actualmente la demanda excedente llega a 830 MW, de los cuales:
  - a. 236 MW corresponden a GUDIs que actualmente no tienen incentivo económico para contratar.
  - b. 72 MW son demanda excedente que por cambios en la regulación (máximo 50% de la demanda total) no se aplica como demanda excedente.

- c. 465 MW están contratados con contratos de Energía Plus
- d. 57 MW es la demanda excedente atomizada entre más de 2.000 Grandes Usuarios agentes del MEM que no está contratada.

Por todo lo expresado precedentemente, el mercado de Energía Plus ya no presenta condiciones favorables para la inversión de nueva generación.

#### ***Contratos de Abastecimiento MEM - Resolución 220/2007***

En enero de 2007 la SE emitió la Resolución 220/2007, habilitando la realización de Contratos de Abastecimiento entre el MEM y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que, a la fecha de publicación de la mencionada resolución, no sean agentes del MEM o no cuenten con las instalaciones de generación a comprometer en estas ofertas habilitadas comercialmente, o que a dicha fecha no estén interconectados al MEM. En tal sentido, la celebración de Contratos de Abastecimiento fue prevista como otro modo de generar incentivos para el desarrollo de proyectos energéticos adicionales.

Dichos Contratos de Abastecimiento, a diferencia de los contratos celebrados en el marco del Plan de Energía Plus, son firmados entre agentes generadores y CAMMESA, y la contraprestación por la disponibilidad de generación y energía será establecida en cada contrato de acuerdo a los costos aceptados por Secretaria de Energía. El plazo de vigencia de los mismos será de diez años o el plazo inferior que establezca excepcionalmente la SE, e incluirán un régimen de sanciones por incumplimiento, en función de la afectación que pueda introducir la indisponibilidad de las unidades comprometidas en dichos contratos en el adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del SADI. Adicionalmente, los contratos preverán que las máquinas y centrales afectadas al cubrimiento de los Contratos de Abastecimiento generarán en la medida que resulten despachadas por CAMMESA.

Adicionalmente, y al igual que lo previsto respecto de los Contratos de Compromiso de Abastecimiento, a efectos de mitigar el riesgo de cobro de los agentes generadores, se otorgó la misma o superior prioridad de pago a las obligaciones de pago asumidas por CAMMESA bajo dichos Contratos de Abastecimiento que la prioridad correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

#### ***Exportación e Importación de Electricidad***

El MEM es un mercado abierto, lo que significa que en las operaciones de energía pueden intervenir no sólo firmas argentinas sino también firmas radicadas en países que están interconectados con la Argentina. Las exportaciones e importaciones de electricidad son operaciones reguladas que requieren la previa autorización de la SE conforme a los términos del Artículo 34 de la Ley de Marco Regulatorio.

Con el objeto de garantizar la transparencia de las operaciones de exportación e importación de electricidad, deben establecerse condiciones mínimas de reciprocidad y simetría entre el MEM y el mercado eléctrico del país hacia o desde el cual se efectúa la exportación o importación. Estas condiciones exigen, entre otras cosas, que:

- El despacho del suministro y el mercado de generación se basen en costos económicos;
- Se otorgue libre acceso a la capacidad residual de transporte; y
- Existan condiciones no discriminatorias en ambos países.

Los agentes y comercializadores del MEM pueden realizar operaciones de importación y/o exportación en las siguientes condiciones:

- Cualquier generador o comercializador puede actuar en calidad de vendedor en un contrato de exportación concertado en el mercado de futuros, pudiendo también efectuar operaciones de exportación en el Mercado Spot;
- Cualquier distribuidor, Gran Usuario, o bien un comercializador puede actuar en calidad de comprador en un contrato de importación concertado en el mercado de futuros; y
- Cualquier comercializador puede efectuar operaciones de importación en el Mercado Spot.

La exportación y la importación de energía eléctrica debe contar con la autorización de la Secretaría de Energía y cumplir con los procedimientos previos establecidos en el marco regulatorio. En los últimos años las autorizaciones de exportación que se otorgaron están sujetas a que las condiciones del mercado interno permitan la exportación de energía.

#### *Servicio de Transporte por Interconexión Internacional*

Las operaciones de importación y exportación se concretan a través del sistema de Transporte por Interconexión Internacional (TII). Como es natural, la principal función del sistema es transportar energía entre el MEM y el mercado eléctrico del otro país interviniente.

Los servicios del TII pueden obtenerse mediante contrato con un concesionario del TII existente, a fin de conectarse con sus instalaciones siempre que exista capacidad remanente en la línea del TII, a través de una ampliación de la línea del concesionario que se abona mediante el pago de un canon, u obteniendo una nueva concesión (lo que supone el tendido de una línea de transmisión adicional que se conectará con el sistema eléctrico en el país vecino).

Por ley, los propietarios de instalaciones afectadas al transporte de electricidad, como es el caso de un concesionario de TII, están obligados a permitir el acceso libre y no discriminatorio de terceros a su capacidad de transporte, percibiendo como contraprestación la remuneración fijada por la SE en el contrato de concesión de TII correspondiente.

Si existe capacidad remanente en el sistema del TII, los usuarios del sistema de transporte pueden solicitar el acceso a dicha capacidad existente del concesionario de TII que corresponda.

De no existir capacidad remanente en las instalaciones del TII, los usuarios pueden contratar una ampliación de la línea de transmisión del concesionario que se abona mediante el pago de un canon, conforme a los procedimientos aplicables para el otorgamiento de concesiones de TII. Con carácter de excepción al principio de libre acceso, el Artículo 31 de la Ley de Marco Regulatorio establece que el Poder Ejecutivo Nacional podrá autorizar la construcción de líneas de transmisión para exclusivo beneficio de un generador, distribuidor o Gran Usuario, en cuyo caso el costo de construcción será soportado por el solicitante.

Las concesiones de TII son otorgadas por el ENRE, organismo éste que también celebra los contratos de concesión en representación del Gobierno Argentino.

## RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA DE LA EMISORA

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

*El siguiente análisis está basado en los estados contables de la Compañía y sus correspondientes notas contenidas o incorporadas a este Prospecto por su referencia, así como con los capítulos “Información Clave sobre la Emisora – Información Contable y Financiera Seleccionada” y demás información contable expuesta en otros capítulos de este Prospecto, y debe leerse juntamente con ellos.*

### **Antecedentes**

La Compañía fue creada por escritura pública de fecha 4 de enero de 2007, inscripta en el Registro Público de Comercio el 12 de enero de 2007 bajo el número 786, Tomo 34 de Sociedades Anónimas e inicialmente fue denominada “Pampa Energía S.A.” y su objeto social original consistía únicamente en la realización de actividades de financiación o inversión. Posteriormente, el 28 de febrero de 2007, el objeto social de la Compañía fue modificado a fin de incluir la operación o explotación de centrales energéticas para la generación, producción y comercialización de electricidad.

La Central CTLL era propiedad de Central Puerto. El 4 de diciembre de 2006, Central Puerto acordó vender a Pampa Energía, por un precio de venta total de U.S. \$60 millones, el inmueble, los bienes de uso y demás activos que componen la Central CTLL, incluido el gasoducto que conecta el yacimiento homónimo con la Planta CTLL, y transferir también los contratos de trabajo del personal de Central Puerto asignados al manejo, operación y mantenimiento de los activos que forman la Central CTLL. Posteriormente, Pampa Energía cedió los contratos celebrados con Central Puerto a la Compañía. El cierre de la operación de compraventa tuvo lugar en mayo de 2007 y la Compañía comenzó sus operaciones de comercialización de electricidad el 17 de mayo de 2007.

El 11 de febrero de 2008 la Asamblea Extraordinaria de Accionistas de la Compañía resolvió en forma unánime cambiar la razón social de la Compañía por la de “Central Térmica Loma de la Lata S.A.” y modificar los estatutos en consecuencia. Con fecha 6 de agosto de 2008 ha sido realizada la inscripción de la mencionada modificación en el Registro Público de Comercio.

### **Actividades de la Compañía**

La Sociedad es propietaria de una planta de generación térmica de energía eléctrica ubicada en Loma de la Lata, provincia de Neuquén. La central fue construida en 1994 y está equipada con tres turbinas de gas con una capacidad instalada de 375 MW, más la incorporación de una TV Siemens de 178 MW para el cierre a ciclo combinado.

CTLL presenta una ubicación privilegiada al encontrarse en las proximidades de uno de los más grandes yacimientos de gas de Latinoamérica que lleva el mismo nombre que la Sociedad.

Con fecha 1 de noviembre de 2011, CAMMESA otorgó la habilitación de operación comercial en el MEM de las obras de ampliación de la capacidad instalada de generación de CTLL, por una potencia de 165 MW.

Adicionalmente, CTLL tiene una participación del 64,25% en CTG, la cual es propietaria de dos plantas de generación térmica de electricidad, situadas en la provincia de Salta. Dichas plantas están equipadas con tres TV, con una capacidad instalada de 261 MW, las que utilizan como combustible el gas natural, una TG (LMS100) que provee una capacidad de generación adicional de 98,8 MW que es comercializada bajo la modalidad del servicio de Energía Plus y diez motogeneradores GE Jenbacher JGS 620 alimentados a gas natural, con una capacidad instalada de 30 MW.

## Bases de preparación y presentación de los estados financieros

Las bases de presentación, políticas contables y estimaciones contables de la Sociedad se exponen en la Nota "Información clave sobre la emisora", Punto "Información contable y financiera" del presente Prospecto.

### Resultados de las operaciones del Grupo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013

#### Información sobre el Estado de Resultado Integral Consolidado (en millones de Pesos)

	2014	2013	2012
Ingresos por ventas	1.664.173	1.027.306	1.163.749
Costo de ventas	(726.285)	(734.028)	(823.804)
<b>Resultado bruto</b>	<b>937.888</b>	<b>293.279</b>	<b>339.945</b>
Gastos de comercialización	(6.095)	(51.354)	(44.265)
Gastos de administración	(119.579)	(84.799)	(68.900)
Otros ingresos operativos	52.233	345.296	137.116
Otros egresos operativos	(61.170)	(29.000)	(5.671)
<b>Resultado operativo</b>	<b>803.278</b>	<b>473.421</b>	<b>358.225</b>
Ingresos financieros	74.276	17.220	23.039
Gastos financieros	(299.351)	(202.742)	(185.921)
Otros resultados financieros	(315.533)	(352.663)	(161.249)
<b>Resultados financieros, neto</b>	<b>(540.609)</b>	<b>(538.186)</b>	<b>(324.131)</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>262.669</b>	<b>(64.765)</b>	<b>34.094</b>
Impuesto a las ganancias	(72.699)	(22.836)	(24.068)
<b>Ganancia (Pérdida) integral del ejercicio</b>	<b>189.970</b>	<b>(87.600)</b>	<b>10.026</b>

## Ventas netas

Las ventas netas ascendieron a \$ 1.664,2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, marcando un aumento de \$ 636,9 millones (62%) respecto del ejercicio anterior (\$ 1.027,3 millones). Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, la venta de energía fue de 5.707 GWh, lo que representó un aumento del 22,7% comparado con los 4.650 GWh vendidos durante el ejercicio anterior.

El total de GWh vendidos se compone de la siguiente manera:

Tipo de ventas por mercado	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013	Var.	Var. %
<i>GWh</i>				
Ventas de energía Mercado Spot	3.850	2.892	958	33,1%
Ventas de energía MAT	118	687	(569)	(82,8%)
Ventas de energía Plus	541	549	(8)	(1,5%)
Ventas de energía Res. N° 220/07	1.248	553	695	125,7%
<b>Ventas netas</b>	<b>5.757</b>	<b>4.681</b>	<b>1.076</b>	<b>23,0%</b>

A continuación se describen los principales ingresos de la Sociedad y sus subsidiarias, así como su comportamiento durante el presente ejercicio en comparación con el ejercicio anterior:

(i) \$ 464,4 millones por ventas de energía en el Mercado Spot, lo que representó un aumento del 69,4% respecto de los \$ 274,2 millones para el ejercicio anterior. Este aumento se debe principalmente a: i) un incremento del 32,8% en los GWh comercializados en este mercado, principalmente como consecuencia de la operación de CTLL como CC ya que durante casi la totalidad del primer semestre de 2013 la TV estuvo dañada y las TGs, cuya generación se comercializa en el Mercado Spot, no fueron despachadas por CAMMESA; ii) la actualización, dispuesta por la Res. SE N° 529/14, del esquema remunerativo implementado por la Res. SE N° 95/13; iii) el reconocimiento de ingresos derivado de la Remuneración Fideicomiso Res. N° 95/13 como consecuencia de la firma del Acuerdo 2014 y Acuerdo Complementario y iv) el reconocimiento del ingreso por la Remuneración Mantenimientos de la Res. SE N° 529/14, luego de la aprobación por parte del grupo técnico de CAMMESA de los mantenimientos a ejecutarse sobre las unidades GUEMTV11 y LDLLTG2, y por parte de la SE de su financiación.

(ii) \$ 37,4 millones por ventas de energía en el MAT, lo que representó una disminución del 73,7% respecto de los \$ 142,2 millones para el ejercicio anterior. Esta disminución se debe a que la Res. SE N° 95/13 no permite la renovación de los contratos con los Grandes Usuarios.

(iii) \$ 376,7 millones por ventas de energía Plus, lo que representó un aumento del 40,2% respecto de los \$ 268,6 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013. Si bien las cantidades vendidas durante el presente ejercicio no sufrieron variaciones significativas, el incremento en las ventas se debió principalmente a la incidencia del aumento del tipo de cambio sobre los precios de estos contratos que son pactados en moneda extranjera.

(iv) \$ 777,1 millones por ventas bajo el contrato de abastecimiento Res. SE N° 220/07, lo que representó un aumento del 131,4% respecto de los \$ 335,8 millones para ejercicio anterior. Las ventas en este mercado aumentaron \$ 441,3 millones por estar directamente relacionadas a la operación de la TV que estuvo dañada y fuera de servicio durante el primer semestre de 2013, y que reinició su operación comercial a finales del mes de junio de ese año. Adicionalmente, este aumento se vio potenciado por el incremento del tipo de cambio y su efecto sobre las tarifas percibidas bajo el contrato de abastecimiento Res. SE N° 220/07 y por la incorporación de CTP a los activos de la Sociedad subsidiaria, a partir del 1 de octubre de 2013, cuya generación es comercializada en su totalidad bajo el esquema de dicha resolución.

#### **Costo de ventas**

El costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 fue de \$ 726,3 millones comparado con los \$ 734 millones para el ejercicio anterior, lo que equivale a una disminución de \$ 7,7 millones (1%).

Doce meses al 31 de diciembre de:			
	2014	2013	Var. %
	<i>en millones de pesos</i>		
Compras de energía	193,6	243,6	(20,5%)
Consumo de gas	210,1	139,9	50,2%
Depreciaciones de propiedades, planta y equipo	100,2	71,0	41,1%
Mantenimiento	18,8	66,5	(71,7%)
Penalidades	10,9	65,1	(83,3%)
Remuneraciones, cargas sociales, beneficios al personal y planes de beneficios definidos	93,2	59,3	57,2%
Consumo de materiales	23,4	22,6	3,5%
Seguros	30,2	19,9	51,8%
Honorarios y retribuciones por servicios	10,8	11,6	(6,9%)
Alquileres y arrendamientos	1,4	11,3	(87,6%)
Transporte de energía	12,6	10,4	21,2%
Impuestos, tasas y contribuciones	10,8	5,8	86,2%
Diversos	10,3	7,0	47,1%
	<b>726,3</b>	<b>734,0</b>	<b>(1,0%)</b>

A continuación se describen los principales costos de ventas de la Sociedad y su subsidiaria, así como su comportamiento durante el presente ejercicio en comparación con el ejercicio anterior:

(i) \$ 193,6 millones por compras de energía, lo que representó una disminución del 20,5% respecto de los \$ 243,6 millones para el ejercicio anterior. Esta variación se justifica por una disminución durante el presente ejercicio en las cantidades compradas por CTLL destinadas al MAT, compensado parcialmente por la incidencia del aumento del tipo de cambio sobre los precios de los contratos pactados en moneda extranjera de CTG destinados a cubrir las ventas de energía Plus.

(ii) \$ 210,1 millones por consumo de gas, lo que representó un aumento del 50,2% respecto de los \$ 139,9 millones para el ejercicio anterior. Esta variación se justifica principalmente por el incremento de precios y por la incidencia del mayor volumen de compras de gas, luego cedido a CAMMESA, para la CTP a partir de la fusión por absorción con efectos desde el 1 de octubre de 2013.

(iii) \$ 100,2 millones por depreciaciones de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 41,1% respecto de los \$ 71 millones correspondientes al ejercicio anterior. Esta variación se debió principalmente a que la TV de CTLL estuvo dañada y fuera de servicio durante la mayor parte del primer semestre de 2013.

(iv) \$ 93,2 millones por remuneraciones, cargas sociales, beneficios al personal y planes de beneficios definidos, lo que representó un incremento del 57,2% respecto de los \$ 59,3 millones del ejercicio anterior. Esta variación se justifica por las recomposiciones salariales acordadas y en menor medida, por la incorporación del personal de la CTP a CTG a partir del 1 de octubre de 2013.

(v) \$ 30,2 millones por seguros, lo que representó un aumento del 51,8% respecto de los \$ 19,9 millones para el ejercicio anterior. Esta variación se justifica principalmente por el aumento en las primas de las pólizas de todo riesgo operativo renovadas durante el mes de agosto y octubre de 2014.

(vi) \$ 42,2 millones por mantenimiento y consumo de materiales, lo que representó una disminución del 52,6% respecto de los \$ 89,1 millones del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2013. Esta disminución se debió principalmente a los costos incurridos durante el ejercicio comparativo en la reparación de los rotores de turbina y generador de CTLL siniestrados (que fueron cubiertos por las compañías de seguro), y en el reemplazo del compresor de alta tensión del Supercore y a la reparación de los alabes de primera etapa del HPC en CTG. Dicha variación fue atenuada por los costos de las tareas de mantenimiento de CTP,



el reemplazo de los filtros de aire de combustión de la unidad GUEMTG01 y la contratación de técnicos intervinientes en la reparación por baja presión de la unidad GUEMTV13 durante el presente ejercicio.

(vii) \$ 12,6 millones por transporte de energía, lo que representó un incremento del 21,2% respecto de los \$ 10,4 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013.

(viii) \$ 10,8 millones por honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó una disminución del 6,9% respecto de los \$ 11,6 millones del ejercicio anterior. Esta disminución se debió principalmente a los costos de contratación de técnicos, mecánicos y especialista para la reparación de la TV siniestrada que debió afrontar CTLL durante el ejercicio comparativo, compensados parcialmente por los mayores costos que debió soportar la Sociedad subsidiaria por las tareas de mantenimiento de las unidades N° 9 y N° 10 de CTP durante el presente ejercicio.

(ix) \$ 10,8 millones por impuestos, tasas y contribuciones, lo que representó un incremento del 86,2% respecto de los \$ 5,8 millones del ejercicio anterior.

(x) \$ 10,9 millones por penalidades, lo que representó una disminución del 83,3% respecto de los \$ 65,1 millones del ejercicio anterior. La disminución en el cargo respecto del ejercicio comparativo es consecuencia de los incumplimientos comerciales incurridos por la Sociedad en el marco del contrato de abastecimiento Res. SE N° 220/07, resultado del desperfecto sufrido durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013. Durante el presente ejercicio, el cargo correspondió principalmente a los incumplimientos por indisponibilidad de la unidad LDLLTG2 por retrasos sufridos durante la realización de mantenimientos programados.

(xi) \$ 1,4 millones por alquileres y arrendamientos, lo que representó una disminución del 87,6% respecto de los \$ 11,3 millones para el ejercicio anterior. Esta variación se debe principalmente a la reducción de servicios contratados en virtud del nuevo contrato para el mantenimiento de la TG-LMS 100 de CTG mencionado en la Nota 35 de los presentes estados financieros.

#### **Gastos de comercialización**

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 ascendieron a \$ 6,1 millones, comparados con los \$ 51,4 millones para el ejercicio anterior, lo que equivale a una disminución de \$ 45,3 millones (88,1%).

	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>Var. %</b>
	<i>en millones de pesos</i>		
Impuestos, tasas y contribuciones	2,9	47,9	(93,9%)
Deudores incobrables	1,2	2,0	(40,0%)
Honorarios y retribuciones por servicios	1,9	1,4	35,7%
	<b>6,0</b>	<b>51,3</b>	<b>(88,3%)</b>

A continuación se describen los principales gastos de comercialización de la Sociedad y su subsidiaria, así como su comportamiento durante el presente ejercicio en comparación con el ejercicio anterior:

(i) \$ 2,9 millones por impuestos, tasas y contribuciones, lo que representó una disminución del 93,9% respecto de los \$ 47,9 millones del ejercicio anterior. Esta variación se justifica principalmente por el impuesto sobre los ingresos brutos por las ventas de energía de la Sociedad durante el ejercicio 2013 (ver Nota 31 a los estados financieros).

#### **Gastos de administración**

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 ascendieron a \$ 119,6 millones comparado con los \$ 84,8 millones para el ejercicio anterior, lo que equivale a un aumento de \$ 34,8 millones (41%).

	2014	2013	Var. %
	<i>en millones de pesos</i>		
Remuneraciones, cargas sociales, beneficios al personal y planes de beneficios definidos	70,5	53,2	32,5%
Honorarios y retribuciones por servicios	22,4	12,6	77,8%
Depreciaciones de propiedades, planta y equipo	4,1	4,5	(8,9%)
Alquileres y arrendamientos	5,4	3,2	68,8%
Seguros	4,1	2,6	57,7%
Impuestos, tasas y contribuciones	1,3	2,1	(38,1%)
Comunicaciones	1,9	1,0	90,0%
Retribuciones de los directores y síndicos	1,3	0,9	44,4%
Viáticos y movilidad	1,3	0,7	85,7%
Diversos	7,3	4,0	82,5%
	<b>119,6</b>	<b>84,8</b>	<b>41,0%</b>

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad fueron los siguientes:

(i) \$ 70,5 millones por remuneraciones, cargas sociales, beneficios al personal y planes de beneficios definidos, lo que representó un incremento del 32,5% respecto de los \$ 53,2 millones registrados durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013. Esta variación se justifica principalmente por las recomposiciones salariales acordadas y, en menor medida, a la incorporación de personal durante el ejercicio actual.

(ii) \$ 22,4 millones por honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 77,8% respecto de los \$ 12,6 millones del ejercicio anterior. El aumento del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 está relacionado con los honorarios legales por arbitraje que debió afrontar CTLL.

(iii) \$ 5,4 millones por alquileres y arrendamientos, lo que representó un aumento de \$ 2,2 millones respecto de los \$ 3,2 millones del ejercicio anterior. El cargo del presente ejercicio se relaciona principalmente con gastos refacturados por la Sociedad controladora, PESA.

#### Otros ingresos y egresos operativos, netos

Los otros ingresos y egresos operativos, netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, totalizaron una pérdida de \$ 8,9 millones, comparada con los \$ 316,3 millones de ganancia del ejercicio anterior.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, se registró: i) \$ 37,9 millones de ganancia por el recupero del impuesto sobre los ingresos brutos por las ventas de energía de la Sociedad (ver Nota 31 a los estados financieros); ii) \$ 18,7 millones de pérdida por contingencias (ver Nota 18 a los estados financieros); iii) \$ 23,8 millones de pérdida por impuesto a los débitos y créditos; iv) \$ 11,4 millones de pérdida por rescisiones contractuales (ver Nota 35 a los estados financieros) y v) \$ 5,6 millones de ganancia por recupero de seguros.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 se registraron \$ 245,3 millones de indemnizaciones por parte de las compañías aseguradoras y \$ 85,2 millones de ingreso por reconocimiento económico otorgado por el contratista mediante el Acuerdo de Marzo. Adicionalmente, CTG registró una ganancia de \$ 13 millones por recupero de otros costos operativos que se compensó parcialmente con \$ 8,9 millones de pérdida por baja de propiedades, planta y equipo.

#### Resultados financieros, netos

Los resultados financieros, netos totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 totalizaron una pérdida de \$ 540,6 millones, comparada con la pérdida de \$ 538,2 millones del ejercicio anterior, representando un incremento de 0,5%.

	2014	2013	Var. %
	<i>en millones de pesos</i>		
<b>Ingresos financieros</b>			
Intereses comerciales	43,8	11,3	286,1%
Intereses financieros	4,9	1,7	188,5%
Intereses por préstamos	25,6	4,2	512,6%
Otros intereses	-	0,0	0,0%
<b>Gastos financieros</b>			
Intereses por préstamos	(228,5)	(174,2)	31,1%
Intereses fiscales	(15,9)	(10,3)	54,9%
Intereses comerciales	(1,0)	(10,1)	-90,5%
Impuestos y gastos bancarios	(11,2)	(6,6)	71,5%
Penalidades por precancelación de préstamos	(40,4)	-	
Otros egresos financieros	(2,4)	(1,6)	47,2%
<b>Otros resultados financieros</b>			
Diferencia de cambio	(425,2)	(359,7)	18,2%
Resultado por medición a valor actual	28,5	(15,4)	-285,0%
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	78,0	22,4	247,6%
Recupero de intereses fiscales	3,2	-	0,0%
	<b>(540,6)</b>	<b>(538,2)</b>	<b>0,5%</b>

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

(i) \$ 65,5 millones de mayores pérdidas en concepto de diferencia de cambio, principalmente por la mayor incidencia del tipo de cambio durante el presente ejercicio sobre las Obligaciones negociables emitidas en moneda extranjera por la Sociedad y su subsidiaria y sobre los avales ejecutados como consecuencia de los incumplimientos del contratista de la obra de ampliación.

(ii) \$ 55,6 millones de mayores ganancias por cambios en el valor razonable de instrumentos financieros. Esta variación se explica principalmente por el mayor volumen de inversiones financieras realizadas por la Sociedad.

(iii) \$ 54,3 millones de mayores pérdidas en concepto de intereses por préstamos. Esta variación se explica principalmente por el efecto de la devaluación en el mes de enero de 2014 sobre los intereses de las Obligaciones negociables 2018. Adicionalmente, la Sociedad ha emitido Obligaciones negociables y contraído un nuevo préstamo sindicado, con el propósito de refinanciar el pasivo financiero existente (ver Nota 15 a los estados financieros). Dicha pérdida fue compensada parcialmente por \$ 21,4 millones de mayor ganancia por préstamos otorgados a sociedades relacionadas.

(iv) \$ 43,9 millones de menores pérdidas por medición a valor actual. Esta variación se justifica principalmente por la reestimación del valor recuperable de las Acreencias afectadas a partir de la firma del Acuerdo 2014.

(v) \$ 40,4 millones de mayores pérdidas por penalidades por precancelación de préstamos, principalmente por los pagos adicionales que debió afrontar la Sociedad por los rescates anticipados de Obligaciones negociables 2018.

(vi) \$ 32,5 millones de mayores intereses comerciales ganados como consecuencia de la reestimación del valor recuperable de sus acreencias afectadas a partir de la firma del Acuerdo 2014, Acuerdo Complementario y de la aprobación de los mantenimientos mayores a realizarse.

(vii) \$ 9,1 millones de menores pérdidas por intereses comerciales, principalmente por intereses que CAMMESA le debitó a CTLL en concepto de integración al fondo transitorio de recomposición de cobranzas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013.

(viii) \$ 5,6 millones de mayores pérdidas por intereses fiscales principalmente relacionadas al reclamo por impuesto a la ganancia mínima presunta que está realizando la Sociedad compensados parcialmente por mayores pérdidas por el pasivo por impuesto sobre los ingresos brutos que hubiese correspondido determinar en caso de que se hubiesen gravado los ingresos derivados de la generación de energía eléctrica de la Sociedad en el ejercicio comparativo (ver Nota 31 a los estados financieros).

(ix) \$ 3,2 millones de mayor ganancia por el recupero de intereses fiscales generados por el impuesto sobre los ingresos brutos por las ventas de energía de la Sociedad de ejercicios anteriores (ver Nota 31 a los estados financieros).

### Resultado neto

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, la Sociedad registró una ganancia antes de impuestos de \$ 262,7 millones, comparada con la pérdida de \$ 64,8 millones del ejercicio anterior.

El cargo por impuesto a las ganancias fue de \$ 72,7 millones de pérdida para el ejercicio actual en comparación con los \$ 22,8 millones de pérdida del ejercicio anterior.

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 fue una ganancia de \$ 190 millones, comparado con una pérdida de \$ 87,6 millones para el ejercicio anterior.

Los saldos y operaciones con partes relacionadas se exponen en Nota 29 a los estados financieros consolidados.

### **Resultados de las operaciones del Grupo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012**

#### *Ventas netas*

Las ventas netas ascendieron a \$ 1.027,3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, marcando una disminución de \$ 134,2 millones (11,6%) respecto del ejercicio 2012 (\$ 1.161,5 millones). Durante el ejercicio 2013 la venta de energía fue de 4.681 GWh, lo que representó una disminución del 2,32% comparado con los 4.792 GWh vendidos durante el ejercicio 2012.

El total de GWh vendidos se compone de la siguiente manera:

Tipo de ventas por mercado	2013	2012	Var.	Var. %
<i>GWh</i>				
Ventas mercado spot	2.892	2.869	23	0,80%
Ventas mercado a término	687	707	(20)	-2,83%
Ventas de energía plus	549	557	(8)	-1,44%
Ventas Res. 220/07	553	659	(106)	-16,08%
<b>Ventas netas</b>	<b>4.681</b>	<b>4.792</b>	<b>(111)</b>	<b>-2,32%</b>

A continuación se describen los principales ingresos de la Sociedad y su subsidiaria, así como su comportamiento durante el presente ejercicio en comparación con el ejercicio anterior:

	2013	2012	Var. %
	<i>en millones de pesos</i>		
<b>Tipo de ventas por mercado</b>			
Ventas mercado spot	274,2	486,1	(43,6%)
Ventas mercado a término	142,2	134,1	6,0%
Ventas de energía plus	268,6	202,2	32,9%
Ventas Res. 220/07	335,8	337,5	(0,5%)
Otras ventas	6,5	1,6	305,6%
	<b>1.027,3</b>	<b>1.161,5</b>	<b>-11,6%</b>

(i) \$ 274,2 millones por ventas de energía en el Mercado Spot, lo que representó una disminución del 43,6% respecto de los \$ 486,1 millones para el ejercicio 2012. En CTLL ésta marcada disminución fue consecuencia del siniestro que sufrió la TV, y del bajo volumen de gas asignado por CAMMESA para la operación de las TG. En CTG, si bien los GWh comercializados en este mercado aumentaron un 23,1%, dicho incremento resultó compensado por la implementación del nuevo esquema de ingresos resultante de la Resolución 95/2013.

(ii) \$ 143,5 millones por ventas de energía en el MAT, lo que representó un aumento del 7% respecto de los \$ 134,1 millones para el ejercicio 2012.

(iii) \$ 268,6 millones por ventas de energía plus, lo que representó un aumento del 32,8% respecto de los \$ 202,2 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012. Si bien las cantidades vendidas durante el presente período fueron levemente inferiores, el incremento en las ventas se debió principalmente al aumento de precios pactados en las renovaciones de los contratos con los clientes de este mercado y a la incidencia del tipo de cambio sobre los precios de estos contratos que son pactados en moneda extranjera.

(iv) \$ 335,8 millones por ventas bajo el contrato de abastecimiento Res. 220/07, lo que representó una disminución del 0,5% respecto de los \$ 337,5 millones para el ejercicio anterior. En CTLL las ventas en este mercado disminuyeron \$ 1,7 millones por estar directamente relacionadas a la operación de la TV que estuvo dañada y fuera de servicio desde noviembre 2012, y que reinició su operación comercial a finales del mes de junio 2013. El impacto en las ventas del menor volumen comercializado en este mercado (510,6 GWh en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 comparados con los 759,7 GWh del ejercicio anterior) se vio atenuado por el incremento del tipo de cambio y su efecto sobre las tarifas percibidas bajo el contrato de abastecimiento Res. 220/07. La caída de las ventas de CTLL en este mercado fue compensada a nivel consolidado por la incorporación de CTP a los activos de CTG.

(v) \$ 5,2 millones por otras ventas, lo que representó un incremento del 228% respecto de los \$ 1,6 millones para el ejercicio 2012. Esta variación se justifica por el aumento en la prestación de servicios y de los precios pactados como consecuencia de renegociaciones efectuadas durante el ejercicio actual.

#### Costo de ventas

El costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 fue de \$ 734 millones comparado con los \$ 829,7 millones para el ejercicio 2012, lo que equivale a una disminución de \$ 96,9 millones (11,5%).

	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>Var. %</b>
	<i>en millones de pesos</i>		
Compras de energía	243,6	176,0	38,4%
Consumo de gas	139,9	441,9	-68,3%
Depreciaciones de propiedades, planta y equipo	71,0	80,7	-12,0%
Mantenimiento	66,5	9,8	578,6%
Penalidades	65,1	21,8	198,6%
Remuneraciones, cargas sociales y beneficios al personal	59,3	46,8	26,7%
Consumo de materiales	22,6	8,3	172,3%
Seguros	19,9	22,3	-10,8%
Honorarios y retribuciones por servicios	11,6	4,8	141,7%
Alquileres y arrendamientos	11,3	2,1	438,1%
Transporte de energía	10,4	7,4	40,5%
Impuestos, tasas y contribuciones	5,8	2,5	132,0%
Diversos	7,0	5,3	32,1%
	<b>734,0</b>	<b>829,7</b>	<b>-11,5%</b>

A continuación se describen los principales costos de ventas de la Sociedad y su subsidiaria, así como su comportamiento durante el presente ejercicio en comparación con el ejercicio anterior:

(i) \$ 243,6 millones por compras de energía, lo que representó un aumento del 38,4% respecto de los \$ 176 millones para el ejercicio 2012. Este incremento se debe a la necesidad de cubrir un mayor volumen de ventas de energía por más contratos con Grandes Usuarios respecto del ejercicio anterior, y a la entrada en vigencia de la Resolución 95/2013 que descontó de la remuneración global la energía eléctrica comprometida en el MAT, valorizada al precio de mercado correspondiente.

(ii) \$ 139,9 millones por consumo de gas, lo que representó una disminución del 68,3% respecto de los \$ 441,9 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012. Esta variación se justifica por un menor volumen de gas asignado por CAMMESA como consecuencia de las restricciones en el cupo de gas para las turbinas de CTG, al menor volumen de gas utilizado por las turbinas de CTLL, cuya eficiencia se vio afectada ante la imposibilidad de operar la planta de generación como ciclo combinado, y adicionalmente, por la implementación del nuevo esquema de ingresos resultante de la Resolución 95/2013.

(iii) \$ 71 millones por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó una disminución del 12% respecto de los \$ 80,7 millones correspondientes al ejercicio 2012. Esta variación se debió principalmente a que la TV de CTLL estuvo dañada y fuera de servicio durante casi la totalidad del primer semestre de 2013.

(iv) \$ 89,1 millones por mantenimiento y consumo de materiales y repuestos, lo que representó un incremento del 392,3% respecto de los \$ 18,1 millones del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2012. Este incremento se debió principalmente a los costos reparación de los rotores de turbina y generador de CTLL siniestrados en noviembre de 2012, los cuales fueron cubiertos por las compañías de seguro, y a los mayores costos que debió soportar CTG por las tareas de mantenimiento de la unidad GUEMTG01.

(v) \$ 65,1 millones por penalidades, lo que representó un incremento del 198,6% respecto de los \$ 21,8 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012. El incremento en el cargo para el presente ejercicio está dado por los incumplimientos comerciales incurridos por la Sociedad en el marco del contrato de abastecimiento Res. 220/07 como consecuencia del desperfecto sufrido en el mes de noviembre 2012.

(vi) \$ 59,3 millones por remuneraciones, cargas sociales y beneficios al personal, lo que representó un incremento del 26,7% respecto de los \$ 46,8 millones del ejercicio 2012. Esta variación se justifica

por las recomposiciones salariales acordadas y en menor medida, por la incorporación del personal de EGSSA a CTG a partir del 1 de octubre de 2013.

(vii) \$ 19,9 millones por seguros, lo que representó una disminución del 10,8% respecto de los \$ 22,3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012.

(viii) \$ 11,6 millones por honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 141,7% respecto de los \$ 4,8 millones del ejercicio 2012. Este incremento se debió principalmente a los costos de contratación de técnicos, mecánicos y especialista para la reparación de la TV de CTLL siniestrada en noviembre de 2012.

(ix) \$ 11,3 millones por alquileres y arrendamientos, lo que representó un incremento del 438,1% respecto de los \$ 2,1 millones para el ejercicio 2012. Esta variación corresponde al cargo por el alquiler del Supercore de reemplazo de la unidad GUEMTG01, contratado a General Electric.

(x) \$ 10,4 millones por transporte de energía, lo que representó un incremento del 40,5% respecto de los \$ 7,4 millones para el ejercicio 2012.

#### **Gastos de comercialización**

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 ascendieron a \$ 51,4 millones, comparados con los \$ 44,3 millones para el ejercicio 2012, lo que equivale a un aumento de \$ 8,3 millones (16%).

	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>Var. %</b>
	<i>en millones de pesos</i>		
Impuestos, tasas y contribuciones	47,9	41,7	14,9%
Deudores incobrables	2,0	1,3	53,8%
Honorarios y retribuciones por servicios	1,4	1,1	27,3%
	<b>51,4</b>	<b>44,3</b>	<b>10,8%</b>

A continuación se describen los principales gastos de comercialización de la Sociedad y su subsidiaria, así como su comportamiento durante el presente ejercicio en comparación con el ejercicio anterior:

(i) \$ 47,9 millones por impuestos, tasas y contribuciones, lo que representó un incremento del 14,9% respecto de los \$ 41,7 millones del ejercicio 2012. El principal componente de este rubro es el impuesto sobre los ingresos brutos por las ventas de energía de la Sociedad.

#### **Gastos de administración**

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 ascendieron a \$ 84,8 millones comparado con los \$ 62,7 millones para el ejercicio 2012, lo que equivale a un aumento de \$ 22,1 millones (35,2%).

Ejercicio Finalizado el 31 de  
diciembre de:

	2013	2012	Var. %
<i>en millones de pesos</i>			
Remuneraciones, cargas sociales y beneficios al personal	53,2	20,2	163,4%
Honorarios y retribuciones por servicios	12,6	27,5	-54,2%
Depreciaciones de propiedades, planta y equipo	4,5	3,0	50,0%
Alquileres y arrendamientos	3,2	0,5	540,0%
Seguros	2,6	0,5	420,0%
Impuestos, tasas y contribuciones	2,1	3,4	-38,2%
Comunicaciones	1,0	0,3	233,3%
Retribuciones de los directores y síndicos	0,9	1,2	-25,0%
Viáticos y movilidad	0,7	0,5	40,0%
Diversos	4,0	5,6	-28,6%
	<b>84,8</b>	<b>62,7</b>	<b>35,2%</b>

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad fueron los siguientes:

(i) \$ 53,2 millones por remuneraciones, cargas sociales y beneficios al personal, lo que representó un incremento del 163,4% respecto de los \$ 20,2 millones registrados durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012. Esta variación se justifica por la cesión de personal proveniente de PESA a partir del 1 de noviembre en el marco de la reorganización de los recursos humanos del grupo económico del cual forma parte la Sociedad y su sociedad subsidiaria, y por las recomposiciones salariales acordadas.

(ii) \$ 12,6 millones por honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó una disminución del 54,2% respecto de los \$ 27,5 millones del ejercicio 2012. Esta variación se explica principalmente por la recisión, a partir del mes de noviembre de 2012, del acuerdo de gerenciamiento que vinculaba a la Sociedad y a CTG con PESA.

(iii) \$ 4,5 millones por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento de \$ 1,5 millones (50%) respecto de los \$ 3 millones del ejercicio 2012.

(iv) \$ 3,2 millones por alquileres y arrendamientos, lo que representó un aumento de \$ 2,7 millones respecto de los \$ 0,5 millones del ejercicio 2012. El cargo del presente ejercicio se relaciona principalmente con gastos refacturados por la Sociedad controladora, PESA.

#### **Otros ingresos y egresos operativos, netos**

Los otros ingresos y egresos operativos, netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 totalizaron una ganancia de \$ 314,9 millones, comparados con los \$ 117,7 millones del ejercicio anterior.

Durante el presente ejercicio se registró como ingreso el reconocimiento económico otorgado por el contratista mediante el Acuerdo de Marzo, por la suma \$ 85,2 millones. Adicionalmente, se registraron como ingresos los mayores cobros de indemnizaciones por parte de las compañías aseguradoras por \$ 110,4 millones.

Adicionalmente, CTG registró durante el ejercicio actual una ganancia de \$ 13 millones por recupero de otros costos operativos compensada parcialmente con: i) \$ 8,9 millones de pérdida por baja de propiedades, planta y equipo producto del reemplazo del Supercore y de la nueva turbina de potencia en abril, y ii) \$ 2,7 millones por pérdida en concepto de previsión para irrecuperabilidad de créditos fiscales, principalmente los créditos por impuesto al valor agregado e impuesto a los ingresos brutos de ENDISA.



## Resultados financieros, netos

Los resultados financieros, netos totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 totalizaron una pérdida de \$ 538,3 millones, comparados con la pérdida de \$ 308,4 millones del ejercicio anterior, representando un incremento de 74,5%.

	2013	2012	Var. %
	<i>en millones de pesos</i>		
<b>Ingresos financieros</b>			
Intereses comerciales	11,3	22,3	-49,3%
Intereses financieros	1,7	0,2	750,0%
Intereses por préstamos	4,2	0,5	740,0%
<b>Gastos financieros</b>			
Intereses por préstamos	(174,2)	(156,9)	11,0%
Intereses fiscales	(10,3)	(8,3)	24,1%
Intereses comerciales	(10,1)	(0,4)	2425,0%
Impuestos y gastos bancarios	(6,6)	(3,9)	69,2%
Otros egresos financieros	(1,6)	(0,7)	128,6%
<b>Otros resultados financieros</b>			
Diferencia de cambio	(359,7)	(142,1)	153,1%
Resultado por medición a valor actual	(15,4)	(19,4)	-20,6%
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	22,4	7,5	198,7%
Resultado por recompra de obligaciones negociables	-	(7,2)	-100,0%
	<b>(538,3)</b>	<b>(308,4)</b>	<b>74,5%</b>

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

(i) \$ 17,3 millones de mayores pérdidas en concepto de intereses por préstamos. Los intereses de las Obligaciones negociables 2015 emitidas por la Sociedad han sido la fuente de financiación que más significativamente ha impactado en este aumento, como consecuencia de la capitalización de los intereses cuyo vencimiento operó en marzo 2013, y de la mayor variación del tipo de cambio durante el presente ejercicio.

(ii) \$ 2 millones de mayores pérdidas por intereses fiscales, principalmente relacionados con el reclamo por impuesto a la ganancia mínima presunta que está realizando la Sociedad.

(iii) \$ 9,7 millones más de intereses comerciales perdidos principalmente debido a que CAMMESA le debió a CTLL intereses en concepto de integración al fondo transitorio de recomposición de cobranzas.

(iv) \$ 217,6 millones de mayores pérdidas en concepto de diferencia de cambio, principalmente por la mayor incidencia del tipo de cambio durante el presente ejercicio sobre las Obligaciones negociables emitidas en moneda extranjera por la Sociedad y su subsidiaria, sobre los avales ejecutados como consecuencia de los incumplimientos del contratista de la obra de ampliación, y sobre la deuda comercial en moneda extranjera, que se ha incrementado durante el presente ejercicio.

(v) \$ 4 millones de menores pérdidas por medición a valor actual de créditos. La disminución obedece a que durante el ejercicio comparativo se registró el reconocimiento inicial del valor actual acumulado sobre las acreencias consolidadas CAMMESA Res. N° 406/2006 inc. c).

(vi) \$ 14,9 millones de mayores ganancias por cambios en el valor razonable de instrumentos financieros. Esta variación se explica principalmente por el mayor volumen de inversiones financieras realizadas por la Sociedad.

(vii) \$ 7,2 millones de pérdida en el ejercicio comparativo por recompra de Obligaciones negociables de CTLL, por un valor nominal de US\$ 24.264.272.

### Resultado neto

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, la Sociedad registró una pérdida antes de impuestos de \$ 64,8 millones, comparada con la ganancia de \$ 34,1 millones del ejercicio 2012.

El cargo por impuesto a las ganancias fue de \$ 22,8 millones de pérdida para el ejercicio actual en comparación con los \$ 24,1 millones de pérdida del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012.

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 fue una pérdida de \$ 87,6 millones, comparado con una ganancia de \$ 10 millones para el ejercicio 2012.

### Liquidez y Recursos de Capital

#### Liquidez

Las principales fuentes de liquidez potenciales de la Sociedad son:

- fondos generados por las operaciones de los activos de generación;
- fondos provenientes de ventas de títulos para inversión;
- fondos generados por colocaciones a corto plazo de los saldos de caja;
- fondos resultantes de préstamos y otros acuerdos de financiación; y
- financiaciones que puedan ser provistas por los vendedores de equipos o servicios adquiridos por la Compañía.

Los principales requerimientos o aplicaciones de fondos de la Sociedad (excepto en relación con actividades de inversión) son los siguientes:

- pagos bajo préstamos y otros acuerdos financieros;
- sueldos de los empleados;
- impuestos; y
- servicios y otros gastos generales.

### Flujo de efectivo

El siguiente cuadro refleja la posición de caja a las fechas indicadas y los fondos netos generados por (aplicados a) actividades operativas, de inversión y financiación durante los períodos y ejercicios indicados, en millones de Pesos:

	2014	2013	2012
	<i>en millones de pesos</i>		
Flujos netos de efectivo generados por las actividades operativas	749,4	276,4	577,1
Flujos netos de efectivo utilizados en las actividades de inversión	(338,9)	(273,1)	(104,7)
Flujos netos de efectivo utilizados en las actividades de financiación	(405,2)	(34,9)	(452,6)
Aumento (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	<b>5,3</b>	<b>(31,5)</b>	<b>19,7</b>

### Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014

*Efectivo neto generado por actividades operativas*

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, se generaron fondos netos por \$ 749,4 millones como resultado de las actividades operativas, principalmente debido a un aumento de \$ 185,1 millones en deudas comerciales y otras deudas. Los créditos por venta y otros créditos aumentaron en \$ 260,4 millones. Durante este ejercicio también se registraron ajustes negativos de \$ 72,7 millones por impuesto a las ganancias devengado, de \$ 174,3 por intereses devengados, de \$ 425,2 millones por diferencia de cambio y de \$ 18,1 millones por constitución de provisiones. Adicionalmente, se registraron ajustes positivos por \$ 77,9 millones por cambios en el valor razonable de instrumentos financieros, \$ 28,5 por resultados por medición de valor actual y \$ 41, 1 por recupero de ingresos brutos. El ajuste no monetario negativo contra resultados por depreciación de propiedades, plata y equipo fue de aproximadamente \$ 104,4 millones.

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

Los fondos netos utilizados en actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 fueron de aproximadamente \$ 338,9 millones, debido principalmente a fondos aplicados por \$ 253,8 millones para la adquisición de propiedades, planta y equipo. Adicionalmente, se cobraron \$ 14,1 millones por préstamos otorgados, neto de nuevos otorgamientos. Adicionalmente, se generaron \$ 181,2 millones por el neto entre compra y venta de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

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

Los fondos netos aplicados a actividades de financiación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 fueron de aproximadamente \$ 407,2 millones, como consecuencia de la toma y el pago de préstamos financieros.

Al cierre del ejercicio la posición de efectivo era de aproximadamente \$ 11,9 millones.

### **Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013**

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

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, se generaron fondos netos por \$ 276,4 millones como resultado de las actividades operativas, principalmente debido a un aumento de \$ 167,8 millones en deudas comerciales y otras deudas, un aumento de \$ 44,5 millones en cargas fiscales. Los créditos por venta y otros créditos aumentaron en \$ 398,4 millones. Durante este ejercicio también se registraron ajustes negativos de \$ 22,8 millones por impuesto a las ganancias devengado, de \$ 177,7 por intereses devengados, de \$ 359,7 millones por diferencias de cambio y de \$ 15,4 millones por resultado por medición al valor actual. El ajuste no monetario negativo contra resultados por depreciación de propiedades, plata y equipo fue de aproximadamente \$ 75,5 millones.

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

Los fondos netos utilizados en actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 fueron de aproximadamente \$ 273,1 millones, debido principalmente a fondos aplicados por \$ 89,4 millones y \$ 24,5 millones para operaciones con fondos comunes de inversión y para la adquisición de propiedades, planta y equipo, respectivamente. Adicionalmente, se otorgaron \$ 100,5 millones por préstamos otorgados, neto de cobros. Adicionalmente, se aplicaron \$ 73,5 millones por el neto entre compra y venta de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

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

Los fondos netos aplicados a actividades de financiación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 fueron de aproximadamente \$ 34,9 millones, como consecuencia de la toma y el pago de préstamos financieros.

Al cierre del ejercicio la posición de efectivo era de aproximadamente \$ 2,5 millones.

## **Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012**

### *Efectivo neto generado por actividades operativas*

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012, se generaron fondos netos por \$ 577,1 millones como resultado de las actividades operativas, principalmente debido a un aumento de \$ 85,7 millones en deudas comerciales y otras deudas, un aumento de \$ 19,2 millones en cargas fiscales, y a una disminución de \$ 39,2 en créditos por venta y otros créditos. Durante este ejercicio también se registraron ajustes negativos de \$ 24,1 millones por impuesto a las ganancias devengado, de \$ 142,9 por intereses devengados, de \$ 142,1 millones por diferencias de cambio y de \$ 19,5 millones por resultado por medición al valor actual. El ajuste no monetario negativo contra resultados por depreciación de propiedades, plata y equipo fue de aproximadamente \$ 83,7 millones.

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

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012 fueron de aproximadamente \$ 104,7 millones, debido principalmente a fondos aplicados por \$ 65,1 millones y \$ 53,8 millones para operaciones con fondos comunes de inversión y para la adquisición de propiedades, planta y equipo, respectivamente, compensados parcialmente por los fondos netos generados entre los préstamos otorgados y cobrados por \$ 19,6 millones. Adicionalmente, se aplicaron \$ 5,4 millones por el neto entre compra y venta de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

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

Los fondos netos aplicados a actividades de financiación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012 fueron de aproximadamente \$ 452,6 millones, como consecuencia de la toma y el pago de préstamos financieros, entre los que se destaca el financiamiento obtenido de sociedades relacionadas, el préstamo obtenido del Banco Nación en Loma la Lata, adelantos en cuenta corriente, y obligaciones negociables. Adicionalmente, se registraron egresos de fondos por pagos de otras deudas con la sociedad controlante por \$ 43,7 millones y por recompra de obligaciones negociables por \$ 118,9 millones.

Al cierre del ejercicio la posición de efectivo era de aproximadamente \$ 27,7 millones.

## **Endeudamiento**

### **CTLL**

#### **Obligaciones negociables de CTLL**

##### *Asamblea de tenedores de Obligaciones negociables 2015*

En la Asamblea Extraordinaria de Tenedores de Obligaciones negociables celebrada el 1 de marzo de 2013, se aprobaron modificaciones en las condiciones de emisión de las Obligaciones negociables. Las principales modificaciones se describen a continuación:

- Intereses 2013: Se resolvió capitalizar los intereses con vencimiento en marzo y septiembre de 2013.
- Amortización: Las Obligaciones negociables se amortizarán en cuatro pagos semestrales y consecutivos comenzando el primero de ellos a los sesenta y seis meses contados desde la fecha de emisión. Los primeros tres pagos de amortización serán por un importe equivalente al 11,18% del capital emitido. El cuarto y último pago de amortización será realizado en la fecha de vencimiento por un monto equivalente al 66,46% del capital emitido.
- Rescate Anticipado: En caso de que la Sociedad realice un rescate anticipado hasta el sexto año desde la fecha de emisión se abonará una suma adicional equivalente al 50% de la tasa de interés

multiplicado por el monto de capital pendiente de pago que sea objeto del rescate. Si dicho rescate se realiza a partir del sexto año, dicho monto adicional se reducirá al 25% de la tasa de interés. Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de que la Sociedad decidiera rescatar sus Obligaciones negociables por hasta un monto equivalente a US\$ 22,4 millones al tipo de cambio de referencia de dos días hábiles anteriores a la fecha del rescate, en cualquier momento hasta la fecha de vencimiento de las Obligaciones negociables, no se abonará suma adicional alguna.

Los mencionados cambios han sido contabilizados como una modificación de deuda.

La Asamblea Extraordinaria de Tenedores de Obligaciones negociables con vencimiento original en 2015, del 4 de septiembre de 2014, resolvió por unanimidad modificar los términos y condiciones de emisión de las Obligaciones negociables que se mencionan a continuación:

- Amortización: el saldo de Obligaciones negociables por U\$S 188 millones (U\$S 163,9 millones neto de tenencias en cartera) se amortizarán en cinco cuotas, de acuerdo al siguiente esquema (a) una primera cuota con vencimiento el 8 de marzo de 2015, por un importe equivalente al 12,5% del capital; (b) una segunda, una tercera y una cuarta cuota con vencimiento el 7 de diciembre de 2015, 2016 y 2017, respectivamente, por importes equivalentes al 12,5% del capital cada una; y (c) una quinta y última cuota, con vencimiento el 7 de diciembre de 2018, por un importe equivalente al 50% del capital (las "Obligaciones negociables 2018").
- Fechas de pago de intereses: se modificaron para que las mismas coincidan mayoritariamente con las fechas de pago de capital indicadas en el punto anterior conforme al siguiente esquema: (i) 8 de septiembre de 2014; (ii) 8 de marzo de 2015; (iii) 7 de diciembre de 2015; (iv) por 2016, 2017 y 2018, se pagarán intereses los días 7 de junio y 7 de diciembre.
- Paquete de garantías: se modificó de manera tal que la cesión fiduciaria de derechos a percibir pagos y/o reclamar indemnizaciones que surjan de ventas de electricidad (energía y/o potencia) resultantes de la capacidad adicional generada por el Proyecto quede limitada al monto correspondiente a la próxima cuota de amortización, de acuerdo a lo establecido en el primer punto.
- Rescate Anticipado a opción de la Emisora: cualquier Rescate de Obligaciones negociables que la Emisora optare por hacer será aplicado a las cuotas de capital en orden cronológico directo a su vencimiento. Adicionalmente, en caso que la Sociedad decida realizar un rescate anticipado hasta el 7 de diciembre de 2015 inclusive, deberá abonar una suma adicional equivalente al 25% de la tasa de interés multiplicado por el monto de capital pendiente de pago que sea objeto del rescate. A partir de esa fecha, dicho monto adicional se reducirá al 10% de la tasa de interés. Sin perjuicio de lo anterior, en el caso que la Sociedad decidiera rescatar Obligaciones negociables por hasta un monto equivalente a US\$ 22,4 millones al tipo de cambio de referencia de dos días hábiles anteriores a la fecha del rescate, en cualquier momento hasta la fecha de vencimiento de las Obligaciones negociables, no se abonará suma adicional alguna.
- Limitaciones para incurrir en endeudamiento: se agregaron dos nuevos supuestos de Endeudamiento Permitido, incorporándose el "Endeudamiento Reglamentario" (cualquier endeudamiento a favor de CAMMESA o de cualquier entidad gubernamental responsable de la regulación del mercado eléctrico en Argentina), y cartas de crédito, aceptaciones bancarias, cartas de garantía o instrumentos similares, otorgados a pedido de la Sociedad por cualquier entidad financiera como respaldo de cualquier compromiso comercial que asuma la misma.

*Venta de Obligaciones negociables 2018*

Con fecha 25 de septiembre de 2014 y 3 de octubre de 2014, la Sociedad vendió la totalidad de las Obligaciones negociables que poseía en cartera por un valor nominal de U\$S 23,2 millones. Por dichas operaciones la Sociedad recibió fondos por \$ 198 millones.

#### *Rescates anticipados de Obligaciones negociables 2018*

En sucesivos rescates parciales, siendo el primero de ellos el 26 de septiembre de 2014 y el último el 2 de diciembre de 2014, la Sociedad ha rescatado en su totalidad las Obligaciones negociables 2018.

Por la totalidad de los rescates la Sociedad abonó: (i) \$ 1.595,1 millones (equivalentes a US\$ 188,0 millones convertidos a los tipos de cambio de referencia aplicables correspondientes a cada rescate parcial) en concepto de capital; (ii) \$ 25,4 millones (equivalentes a US\$ 3,0 millones convertidos a los tipos de cambio de referencia aplicables correspondientes a cada rescate parcial) en concepto de intereses y (iii) \$ 40,4 millones (equivalentes a US\$ 4,8 millones convertidos a los tipos de cambio de referencia aplicables correspondientes a cada rescate parcial) en concepto de pago adicional.

La Sociedad financió dichos rescates mediante la emisión de las Obligaciones negociables clase 2, 3 y 4 en el mercado local, la toma del préstamo sindicado, préstamos financieros de corto plazo y adelantos en cuenta corriente, la toma de préstamos con sociedades relacionadas, la venta de Obligaciones negociables 2018 que la Sociedad poseía en cartera y con disponibilidades y activos financieros a valor razonable.

#### *Emisión de Obligaciones negociables Clase 1, 2, 3 y 4*

Bajo el Programa de Obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) por hasta U\$S 350 millones (o su equivalente en otras monedas), con fecha 30 de octubre de 2014 la Sociedad emitió las siguientes Obligaciones negociables:

- La Sociedad resolvió dejar sin efecto la licitación de la Clase 1.
- Clase 2: por un valor nominal de \$ 96,4 millones a la Tasa Badlar Privada más un margen de 400 puntos básicos. El capital se amortizará en su totalidad el 30 de abril de 2016 y los intereses serán pagaderos trimestralmente.
- Clase 3: por un valor nominal de \$ 50,8 millones a la Tasa Badlar Privada más un margen de 500 puntos básicos. El capital se amortizará en tres cuotas con vencimiento el 30 de abril de 2017 (33,34%), 30 de julio de 2017 (33,33%) y 30 de octubre de 2017 (33,33%) y los intereses serán pagaderos trimestralmente.
- Clase 4: por un valor nominal de U\$S 29,9 millones al tipo de cambio de \$ 8,4917 y a una tasa fija nominal anual del 6,25%. El capital se amortizará en su totalidad el 30 de octubre de 2020. Los intereses que se devenguen sobre el capital pendiente hasta el 31 de octubre de 2016 serán capitalizados trimestralmente. Los intereses que se devenguen sobre el capital pendiente de pago entre el 1 de noviembre de 2016 y la fecha de vencimiento, serán abonados trimestralmente.

Los fondos obtenidos de la colocación de las nuevas Obligaciones negociables fueron utilizados en su totalidad para rescatar anticipadamente Obligaciones negociables 2018

### **Préstamo Sindicado de CTLL**

Con fecha 11 de noviembre de 2014, en línea con la estrategia financiera de la Sociedad de mejorar la estructura y costo de su financiamiento, la Sociedad tomó un nuevo endeudamiento consistente en un préstamo sindicado por un monto de hasta \$ 450 millones (el "Préstamo Sindicado") con el Banco de Crédito y Securitización S.A., Banco Hipotecario S.A., Industrial and Commercial Bank of China S.A. y Citibank N.A (los "Bancos"), con el propósito de refinanciar el pasivo financiero existente a dicha fecha. Los principales términos y condiciones se describen a continuación:

- Amortización: en ocho cuotas de 11% y una última cuota de 12%, todas ellas trimestrales y consecutivas, pagadera la primera de ellas a los doce meses contados desde la fecha de desembolso del préstamo;
- Intereses compensatorios: a la tasa Badlar privada corregida más un margen de 575 puntos básicos, pagaderos en forma trimestral;
- Garantías:
  - (i) la Sociedad emitió pagarés a la vista en garantía a favor de cada uno de los Bancos por el monto de capital e intereses adeudado a cada uno de ellos según su participación proporcional en el préstamo;
  - (ii) PESA, controlante de la Sociedad, actúa como fiador solidario, liso, llano y principal pagador de todas y cada una de las obligaciones de pago asumidas por la Sociedad frente a los Bancos, avalando todos los pagarés;
- Subordinación: el contrato establece la subordinación de ciertos endeudamientos que la Sociedad mantiene con la sociedad relacionada PISA, al endeudamiento contraído con los Bancos.

Los fondos netos provenientes del préstamo sindicado fueron utilizados en su totalidad para rescatar anticipadamente Obligaciones negociables 2018.

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad se encontraba en cumplimiento de la totalidad de los compromisos asumidos.

### **Financiamientos CAMMESA de CTLL**

A) Con fecha 1 de diciembre de 2014 se suscribió el Convenio de Financiamiento y Cesión de Créditos en Garantía entre la Sociedad y CAMMESA con el objeto de financiar la instalación de nueva capacidad de generación en la Central de propiedad de la Sociedad incorporando 115 MW de potencia mediante la instalación de dos motogeneradores y una TG de alta eficiencia (de 15 MW y 100 MW, respectivamente), con una inversión estimada de \$ 930 millones.

A continuación se resumen las principales características del Financiamiento:

- (i) Monto: hasta la suma equivalente al monto de Acreencias devengadas y a devengarse hasta el 31 de diciembre del 2015;
- (ii) Tasa de interés: tasa equivalente al rendimiento medio obtenido por CAMMESA en las colocaciones financieras del MEM.
- (iii) Devolución: en un solo pago junto con el vencimiento de la transacción económica correspondiente al trigésimo sexto mes contado a partir del mes siguiente al de la habilitación comercial de la última de las unidades de generación que conforman el Proyecto; a opción de la Sociedad, a través de un pago en efectivo o mediante la compensación con las Acreencias.

- (iv) Garantía de pago: la Sociedad cede en garantía a favor del Fondo de Estabilización y hasta el monto total del financiamiento, el 100% de las Acreencias.

B) Con fecha 5 de marzo de 2015, se suscribió un Contrato de Mutuo de Cesión de Créditos en Garantía entre la Sociedad y CAMMESA con el objeto de financiar la ejecución de mantenimientos extraordinarios en la unidad LDLATG02.

A continuación se resumen las principales características del Financiamiento:

- (i) Monto: el equivalente en Pesos a U.S.\$ 11.799.879 y \$ 7.217.000, ambas sumas más IVA y costos de nacionalización;
- (ii) Tasa de interés: tasa equivalente al rendimiento medio obtenido por CAMMESA en las colocaciones financieras del MEM.
- (iii) Devolución: a partir de la transacción económica del mes siguiente al de la finalización de las obras y de la puesta en disponibilidad para el despacho de la unidad LDLATG02, en 36 cuotas mensuales iguales y consecutivas con posibilidad de extender dicho plazo por 12 meses.
- (iv) Garantía de pago: la Sociedad cede en garantía 100% de sus créditos actuales y futuros, devengados y a devengarse derivados de la Remuneración Adicional Directa a Generadores, de la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes y el 100% de las liquidación de venta y/o facturas emitidas aún no cobradas y a emitirse correspondientes a dichas acreencias.

Con fecha 27 de marzo de 2015, se solicitó la ampliación del monto del financiamiento por hasta la suma de Dólares Estadounidenses Cuatro Millones Setecientos Noventa y Cinco Mil Trescientos Veinte (U\$S 4.795.320) y Pesos Dieciocho Millones Ciento Noventa y Ocho Mil Quinientos Cuarenta y Uno (\$ 18.198.541), en ambos casos más IVA y con más los costos de nacionalización (derechos de importación, tasa de estadística, etc.) y logística (transporte, seguros, gastos portuarios, etc.) correspondientes, para la financiación del mantenimiento a ejecutarse sobre la unidad LDLATG03, la cual no ha sido aprobada a la fecha del presente por la Secretaría de Energía.

#### **Préstamos financieros CTLL**

Con fecha 5 de abril de 2013, la sucursal argentina del Citibank NA, otorgó un financiamiento a la Sociedad por un monto de \$ 49 millones. Posteriormente, con fecha 27 de septiembre de 2013, la sucursal argentina del Citibank NA desembolsó el segundo tramo del préstamo antedicho, por un monto de \$ 24 millones. Al 31 de diciembre de 2014 el capital pendiente de pago de los préstamos mencionados ascendía a \$ 12,3 millones. A la fecha de emisión de los estados financieros el financiamiento ha sido cancelado en su totalidad.

Por último, la Sociedad es parte de ciertos préstamos celebrados con partes relacionadas. Para mayor información, por favor ver la sección "Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas" en este Prospecto.



## CTG

A continuación se detalla la composición de las deudas financieras en Pesos de CTG al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	2014	2013
Obligaciones negociables	146.835.743	112.991.586
Adelantos en cuenta corriente	1.476	-
Préstamos financieros	54.594.865	79.437.624
Saldos con partes relacionadas	686.731	6.774.013
	<b>202.118.815</b>	<b>199.203.223</b>

B) Con fecha 18 de mayo de 2015, se suscribió un Contrato de Mutuo de Cesión de Créditos en Garantía entre la Sociedad y CAMMESA con el objeto de financiar la ejecución de mantenimientos extraordinarios en la unidad TV11.

A continuación se resumen las principales características del Financiamiento:

- (i) Monto: el equivalente en Pesos a U.S.\$ 10.3 millones, más IVA y costos de nacionalización;
- (ii) Tasa de interés: tasa equivalente al rendimiento medio obtenido por CAMMESA en las colocaciones financieras del MEM.
- (iii) Devolución: a partir de la transacción económica del mes siguiente al de la finalización de las obras y de la puesta en disponibilidad para el despacho de la unidad GUEMTV11, en 36 cuotas mensuales iguales y consecutivas con posibilidad de extender dicho plazo por 12 meses.
- (iv) Garantía de pago: la Sociedad cede en garantía 100% de sus créditos actuales y futuros, devengados y a devengarse derivados de la Remuneración Adicional Directa a Generadores, de la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes y el 100% de las liquidación de venta y/o facturas emitidas aún no cobradas y a emitirse correspondientes a dichas acreencias.

## DIRECTORES, ADMINISTRADORES, GERENCIA Y EMPLEADOS

### Directores titulares, suplentes y gerentes de primera línea

El siguiente cuadro detalla los nombres de los miembros del directorio de la Emisora:

Nombre	DNI	CUIL	Domicilio especial	Cargo	Independencia	Año de designación	Fecha de Vencimiento del mandato
Marcos Marcelo Mindlin	16.785.538	20-16785538-6	Ortiz de Ocampo 3302, edificio 4	Presidente	No Independiente	2013	31/12/2015
Gustavo Mariani	21.820.607	20-21820607-8	Ortiz de Ocampo 3302, edificio 4	Vicepresidente	No Independiente	2013	31/12/2015
Ricardo Alejandro Torres	11.986.407	20-11986407-1	Ortiz de Ocampo 3302, edificio 4	Director Titular	No independiente	2014	31/12/2016
Damián Miguel Mindlin	17.819.888	20-17819888-3	Ortiz de Ocampo 3302, edificio 4	Director Titular	No independiente	2014	31/12/2016
Javier Alberto Douer	23.567.712	20-23567712-2	Ortiz de Ocampo 3302, edificio 4	Director Suplente	No Independiente	2013	31/12/2015
Maia Chmielewski	28.033.835	23-28033835-4	Ortiz de Ocampo 3302, edificio 4	Directora Suplente	No Independiente	2013	31/12/2015
Pablo Diaz	12.991.543	20-12991543-9	Ortiz de Ocampo 3302, edificio 4	Director Suplente	No Independiente	2013	31/12/2015

Para una breve descripción biográfica de los miembros del directorio y los cargos que ocupan en otras sociedades, véase la sección “*Datos sobre directores y administradores, gerentes, asesores y miembros del órgano de fiscalización – Directorio*” en este Prospecto.

## Órgano de fiscalización

El siguiente cuadro detalla los nombres de los miembros de la comisión fiscalizadora de la Emisora:

Nombre	DNI	CUIL	Domicilio especial	Cargo	Carácter (*)	Año de designación	Fecha de Vencimiento del mandato
Damián Burgio	16.765.366	20-16765366-9	Av. del Libertador 602, Piso 2	Síndico Titular	Independiente	2015	31/12/2017
José Daniel Abelovich	12.076.652	20-12076652-0	25 de Mayo 596 - 8º piso	Síndico Titular	Independiente	2015	31/12/2017
Germán Wetzler Malbrán	21.644.017	20-21644017-0	Av. del Libertador 602, Piso 2	Síndico Titular	Independiente	2015	31/12/2017
Santiago Dellatorre	18.110.378	20-18110378-8	Av. del Libertador 602, Piso 2	Síndico Suplente	Independiente	2015	31/12/2017
Victoria Hitce	25.665.595	27-25665595-6	Av. del Libertador 602, Piso 2	Síndico Suplente	Independiente	2015	31/12/2017
Marcelo Fuxman	11.889.826	20-11889826-6	25 de Mayo 596 - 8º piso	Síndico Suplente	Independiente	2015	31/12/2017

Para una breve descripción biográfica de los miembros de la comisión fiscalizadora de la Compañía y los cargos que ocupan en otras sociedades, véase la sección “*Datos sobre directores y administradores, gerentes, asesores y miembros del órgano de fiscalización– Comisión Fiscalizadora*” en este Prospecto.

## Empleados de la Emisora

Al 31 de diciembre de 2014, la dotación de la Emisora es de 88 empleados, de los cuales cumplen las siguientes funciones en la Planta CTLL: (i) Mantenimiento: 18; (ii) Operaciones: 24; (iii) Gerencia: 2; (iv) Seguridad e higiene: 2; (v) Almacén: 1; y (vi) Compras: 1. En sede Buenos Aires, cumplen las siguientes funciones: (i) Contabilidad: 7; (ii) Relaciones con el inversor: 4; (iii) Finanzas Corporativas: 1; (iv) Tesorería: 3; (v) Sistemas: 3; (vi) Recursos Humanos: 2; (vii) Relaciones Institucionales: 1; (viii) Prod. Norte: 3; (ix) Prod. Sur: 1; (x) Seguros: 1; (xi) Administración: 3; (xii) Comercial: 2; (xiii) Compras: 1; (xiv) Legal y Regulatorio: 3; (xv) Legal Corporativo: 2; (xvi) Impuestos: 2; (xvii) Dirección: 1.

Ninguno de los empleados de la Compañía está afiliado a ningún sindicato. Desde la adquisición de la Planta CTLL se ha estado trabajando estrechamente con los empleados con el objeto de minimizar el impacto del proceso de transición (especialmente en cuestiones relacionadas con los beneficios y condiciones laborales). Por ende, a la fecha no existen contingencias de magnitud.

## Propiedad Accionaria de los Empleados en la Emisora

Las personas que se mencionan en la sección precedente “*Empleados de la Emisora*” no poseen participación accionaria en la Emisora ni existen convenios que otorguen participación a los empleados en el capital de la Emisora.

## ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

### Capital Social; Accionistas Principales

El capital social de la Compañía es de AR\$ 534.400.000, representado por 534.400.000 acciones con un valor nominal de AR\$ 1 por acción y con derecho a un voto cada una.

La Compañía se constituyó el 4 de enero de 2007 con 50.000 acciones ordinarias con un valor nominal de AR\$ 1,00 por acción. El 11 de junio de 2007, la Asamblea Extraordinaria de Accionistas de la Compañía resolvió incrementar el capital de la Compañía en AR\$ 214.350.000, habiéndose integrado dicho incremento entre el 17 de mayo de 2007 y el 11 de junio de 2007 mediante aportes en efectivo y pagos en representación de la Compañía para la adquisición de la Central CTLL.

Además, con el objeto de financiar nuevos proyectos de generación de energía eléctrica, el 19 de junio de 2007 la Asamblea Extraordinaria de Accionistas resolvió incrementar el capital social de la Compañía en AR\$ 300.000.000 que fue integrado con aportes en efectivo y pagos efectuados en representación de la Compañía en concepto de anticipo a proveedores. Esta Asamblea de Accionistas aprobó la reforma del estatuto para reflejar el incremento del capital social, el cual fuera inscripto ante el Registro Público de Comercio con fecha 31 de julio de 2008.

Por último, con fecha 16 de julio de 2014, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad resolvió aumentar el capital social de la Compañía dentro del quintuplo en AR\$ 20.000.000 como consecuencia de la Fusión con Powerco.

A continuación se establecen los accionistas de la Compañía y sus respectivas participaciones a la fecha del presente:

Nombre del Accionista	Cantidad de Acciones	Porcentaje de capital (%)	Porcentaje de votos (%)
Pampa Energía.....	534.397.500	99,9995%	99,9995%
Pampa Participaciones S.A.....	2.500	0,0005%	0,0005%
<b>Total.....</b>	<b>534.400.000</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

### Transacciones con Partes Relacionadas

*Cesión de LVFVD's con HINISA, HIDISA CTG y CPB*

Véase "Información sobre la Emisora – Central Térmica Loma de la Lata - Convenio Marco para el Cierre del Ciclo Combinado - Cesión LVFVD's" del presente Prospecto para una descripción detallada del particular.

### *Financiamientos Transitorios*

La Compañía recibió de sus sociedades relacionadas financiamiento adicional de carácter transitorio. En este sentido, al 31 de diciembre de 2014 se encontraban vigentes las siguientes facilidades crediticias otorgadas a la Compañía: (i) un préstamo de US\$ 345.000 de HINISA, que devenga un interés compensatorio del 2,0% anual y tiene vencimiento el 15/05/2015; (ii) un préstamo de US\$ 250.000 de Inversora Diamante S.A., que devenga un interés compensatorio del 2,0% anual y tiene vencimiento el 15/05/2015; (iii) cuatro préstamos de US\$ 254.452,93, US\$ 4.180.441,40, US\$ 1.411.831,95 y US\$ 513.640,94 de HIDISA, los cuales devengan un interés compensatorio del 7,50% anual y tienen vencimiento el 28/01/2015, 30/09/2015, 31/08/2015 y 28/01/2015, respectivamente; (iv) dos préstamos de US\$ 1.000.000 y US\$ 499.526,87 de CTG, que devenga un interés compensatorio del 2,0% anual y tiene vencimiento el 15/05/2015; (v) seis préstamos de US\$ 5.484.330,48, US\$3.528.715,22, US\$ 8.426.035,50, US\$ 1.762.270,85, US\$ 5.875.440,65 y US\$ 6.884.822,89 de Pampa Inversiones S.A., que devenga un interés compensatorio del 2,0% anual y tiene vencimiento el 15/05/2015; y (vi) un préstamo

de \$ 2.151.340 de Inversora Nihules S.A., que devenga un interés compensatorio a una tasa variable equivalente a Badlar más 200 puntos básicos y tiene vencimiento el 15/05/2015;

Asimismo, la Compañía otorgó de sus sociedades relacionadas financiamiento adicional de carácter transitorio. En este sentido, al 31 de diciembre de 2014 se encontraban vigentes las siguientes facilidades crediticias otorgadas por la Compañía: (i) un préstamo de \$ 5.500.000 a Central Piedra Buena S.A., que devenga un interés compensatorio a una tasa variable equivalente a Badlar más 200 puntos básicos y tiene vencimiento el 15/05/2015; (ii) un préstamo de \$ 10.000.000 a Electricidad Argentina S.A., que devenga un interés compensatorio a una tasa variable equivalente a Badlar más 200 puntos básicos y tiene vencimiento el 15/05/2015; y (iii) diecisiete préstamos de \$400.000, \$2.000.000, \$130.010,40, \$2.373.457,6, \$7.246.250, \$7.246.250, \$12.000.000, \$4.491.485, \$1.000.000, \$6.000.000, \$1.000.000, \$2.500.000, \$11.810.370, \$8.523.770,96, \$1.500.000, \$3.000.000 y \$9.845.645,57, que devengan un interés compensatorio a una tasa variable equivalente a Badlar más 200 puntos básicos y tienen vencimiento el 15/05/2015.

## INFORMACIÓN CONTABLE

### Estados Financieros y Otra Información Contable

Adjuntos al presente Prospecto se incluyen los estados financieros auditados de la Compañía al 31 de diciembre de 2012, al 31 de diciembre de 2013 y por el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2014.

Para toda la información referente a procesos judiciales y administrativos de la Emisora, remitirse a “*Información de la Emisora – Acciones Legales de la Emisora*” e “*Información de la Emisora – Contingencias*”. A continuación se detallan los principales procesos judiciales en las cuales el resto del Grupo son parte.

### Política de Dividendos

La Compañía no tiene una política de dividendos determinada. La política de dividendos de la Compañía dependerá, entre otras cosas, de los resultados de sus operaciones, los requerimientos de inversión, las posibilidades y costos de financiación de los proyectos de inversión, la cancelación de obligaciones, las restricciones legales y contractuales existentes, las perspectivas futuras y cualquier otro factor que el directorio de la Compañía considere relevante.

#### *Montos Disponibles para Distribución*

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

De acuerdo con la Ley de Sociedades y con el estatuto de la Sociedad, se debe mantener una reserva legal de un 5% por año y hasta un máximo de hasta el 20% del capital accionario en circulación. La reserva legal no puede ser distribuida a los accionistas. En virtud de la Ley de Sociedades y del estatuto de la Sociedad, la ganancia neta anual de la Compañía (ajustada para reflejar los cambios de los resultados anteriores) se asigna en el siguiente orden: (i) para cumplir con el requisito de la reserva legal; (ii) para pagar los honorarios devengados a favor de los miembros del directorio y de la comisión fiscalizadora; (iii) para pagar dividendos sobre las acciones preferidas; y (iv) el remanente de la ganancia neta del ejercicio se puede distribuir como dividendos sobre las acciones ordinarias, o para reservas voluntarias o contingentes, o de cualquier otro modo que sea decidido por los accionistas en la asamblea anual ordinaria.

El directorio somete a consideración y aprobación de la asamblea de accionistas anual ordinaria los estados contables de la Sociedad correspondientes al ejercicio anterior, juntamente con el informe que sobre ellos emite la comisión fiscalizadora. En un período de cuatro meses contados desde el cierre del ejercicio, se debe celebrar una asamblea de accionistas ordinaria para considerar los estados contables y determinar el destino de la ganancia neta del ejercicio.

## DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

### **Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables**

*A continuación se detallan los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que podrán ser emitidas por la Sociedad en el marco del Programa. Dichos términos y condiciones generales serán aplicables a las Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa, sin perjuicio de lo cual en los Suplementos correspondientes se detallarán los términos y condiciones específicos de las Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie en cuestión, los cuales complementarán y/o reemplazarán los presentes términos y condiciones generales con relación a las Obligaciones Negociables de dicha Clase y/o Serie. En caso de contradicción entre los términos y condiciones generales detallados a continuación y los términos y condiciones específicos que se detallan en los Suplementos correspondientes, estos últimos prevalecerán por sobre los primeros con respecto a las Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie en cuestión.*

### **Descripción**

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, con garantía común, especial y/o flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros), subordinadas o no.

### **Monto Máximo**

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de U.S.\$350.000.000, o su equivalente en otras monedas. A fin de determinar el monto total de las Obligaciones Negociables en circulación en la fecha de emisión de nuevas Obligaciones Negociables, se incluirá en los Suplementos correspondientes, en caso que las Obligaciones Negociables en cuestión se emitan en una moneda diferente al Dólar, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el Dólar.

### **Monedas**

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en cualquier moneda según especifique el respectivo Suplemento. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital e intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por la ley aplicable.

### **Precio de Emisión**

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a la par, con descuento o con prima sobre el valor par, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

### **Clases y Series**

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas Clases con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas Clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en distintas Series con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma Clase, y aunque podrán tener las Obligaciones Negociables de las distintas Series diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma Serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión.

### ***Plazos y Formas de Amortización***

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

### ***Intereses***

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o flotante o de cualquier otra manera, o no devengar intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables devengarán intereses desde su fecha de emisión. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifique en los Suplementos correspondientes y, a menos que en dichos documentos se especifique lo contrario, para el cálculo de los mismos se considerará un año de 365 días (cantidad de días transcurridos/365).

Todo importe adeudado bajo las Obligaciones Negociables que no sea abonado puntualmente y en la forma estipulada, cualquiera fuera la causa o motivo de ello, devengará intereses punitivos de acuerdo a lo que se especifique oportunamente en el Suplemento correspondiente. .

### ***Montos Adicionales***

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todos los pagos que efectúe la Emisora bajo las Obligaciones Negociables serán realizados sin deducciones y/o retenciones por, o a cuenta de, cualquier impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental argentina presente o futura de cualquier naturaleza (incluyendo, sin limitación, intereses, multas y/o cualquier otro cargo), salvo en los casos en que la Emisora estuviera obligada por las normas vigentes a efectuar deducciones y/o retenciones por, o a cuenta de, cualquier impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental argentina presente o futura de cualquier naturaleza (incluyendo, sin limitación, intereses, multas y/o cualquier otro cargo). En tales casos, la Emisora efectuará las deducciones y/o retenciones en cuestión y pagará a los tenedores de dichas Obligaciones Negociables, en el mismo momento en el cual efectúe los pagos respecto de los cuales se efectuó dicha deducción y/o retención, los montos adicionales que sean necesarios para permitir que los montos recibidos por tales tenedores, luego de efectuadas las deducciones y/o retenciones en cuestión, sean iguales a los montos que los mismos hubieran recibido bajo tales Obligaciones Negociables en ausencia de las deducciones y/o retenciones en cuestión.

Sin embargo, la Emisora no abonará tales montos adicionales al tenedor de las Obligaciones Negociables en cuestión cuando (i) en el caso de pagos para los cuales se requiere la presentación de las Obligaciones Negociables para su cancelación, cualquiera de dichas Obligaciones Negociables no fuera presentada por dicho tenedor dentro de los 30 días posteriores a la fecha en que dicho pago se tornó pagadero; (ii) tales deducciones y/o retenciones resulten aplicables en virtud de una conexión entre dicho tenedor y la Argentina, cualquier subdivisión política de la misma, y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales, que no sea la mera tenencia de las Obligaciones Negociables y la percepción de pagos de capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo las mismas; (iii) tales deducciones y/o retenciones fueran impuestas como resultado de la falta de cumplimiento por parte de dicho tenedor (dentro de los 30 días de así serle requerido por escrito por la Emisora) de cualquier requisito de información (incluyendo, sin limitación, la entrega de cualquier documento y/u otra prueba relativa a la nacionalidad, residencia, identidad, conexión con Argentina, etc.) requerido por las normas vigentes (incluyendo, sin limitación, leyes, decretos, resoluciones, instrucciones escritas de la AFIP y/o tratados internacionales de los cuales la Argentina sea parte), y en la forma prevista en las mismas, como condición previa para eliminar y/o reducir tales deducciones y/o retenciones (estableciéndose que en caso que el tenedor en cuestión no cumpla con dichos requisitos de información, la Emisora actuará según su razonable criterio); (iv) tales deducciones y/o retenciones sean, en su caso, efectuadas por la Emisora por haber actuado la misma como "obligado sustituto" del impuesto a los bienes personales argentino con respecto a las Obligaciones Negociables en cuestión, o a



cuenta de cualquier obligado sustituto de dicho impuesto; y/o (v) cualquier combinación de (i) a (iv) anteriores.

### **Forma**

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o en forma de títulos nominativos no endosables (con o sin cupones de interés), representados por títulos globales o definitivos, según se determine en cada emisión en particular. En caso que así lo permitieran las normas vigentes (lo cual no ocurre actualmente por encontrarse vigente la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados), también podrán ser al portador si así se especifica en los Suplementos correspondientes. Las Obligaciones Negociables representadas por títulos globales o emitidas en forma escritural serán depositadas y/o registradas en sistemas autorizados por las normas vigentes.

### **Denominaciones**

Las Obligaciones Negociables serán emitidas en aquellas denominaciones que sean establecidas oportunamente sujeto a las denominaciones mínimas que exijan las normas aplicables.

### **Registro, Transferencias, Gravámenes y Medidas Precautorias**

El agente de registro de las Obligaciones Negociables escriturales será aquel que se especifique en los Suplementos correspondientes. El agente de registro de las Obligaciones Negociables nominativas no endosables representadas por títulos globales y/o por títulos definitivos será aquel que se especifique en los Suplementos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las transferencias de Obligaciones Negociables escriturales y de Obligaciones Negociables representadas por títulos globales serán efectuadas de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de registro en cuestión. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las transferencias de Obligaciones Negociables representadas por títulos definitivos serán efectuadas por los titulares registrales mediante la entrega de los títulos definitivos en cuestión al correspondiente agente de registro conjuntamente con una solicitud escrita aceptable para dicho agente de registro en la cual solicite la transferencia de las mismas, en cuyo caso el agente de registro registrará la transferencia y entregará al nuevo titular registral uno o más nuevos títulos definitivos debidamente firmados por la Emisora, en canje de los anteriores.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, el correspondiente agente de registro anotará en el registro de las Obligaciones Negociables en cuestión todo gravamen y/o medida precautoria que se constituya sobre las mismas de acuerdo con cualquier instrucción escrita recibida del tenedor de las Obligaciones Negociables en cuestión y/o con cualquier orden dictada por un tribunal y/u otra autoridad competente.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser ingresadas en sistemas de depósito colectivo autorizados por las normas vigentes, en cuyo caso resultarán aplicables a las Obligaciones Negociables en cuestión los procedimientos aplicables del sistema de depósito colectivo en cuestión (incluyendo, sin limitación, los relativos al registro, transferencias, gravámenes y medidas precautorias).

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, “tenedor” de Obligaciones Negociables es aquel que, en la correspondiente fecha de determinación, figura como tal en el registro que a tal fin lleve el correspondiente agente de registro.

### **Reemplazo**

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en caso que cualquier título global o título definitivo sea dañado y/o mutilado, o se encuentre aparentemente destruido,

extraviado, hurtado o robado, la Emisora, a solicitud escrita del titular registral del título en cuestión, emitirá un nuevo título en reemplazo del mismo.

En todos los casos, el titular registral que solicite el reemplazo proveerá a la Emisora, juntamente con su solicitud, garantías e indemnizaciones aceptables para la Emisora a fin de que la Emisora y sus agentes sean exentos de toda responsabilidad en relación con el reemplazo en cuestión. Cuando el reemplazo sea de títulos dañados y/o mutilados, el titular registral en cuestión deberá entregar a la Emisora, juntamente con su solicitud, el título dañado y/o mutilado. Cuando el reemplazo sea de títulos aparentemente destruidos, extraviados, hurtados o robados, el titular registral en cuestión deberá entregar a la Emisora, juntamente con su solicitud, prueba de la aparente destrucción, extravío, hurto o robo.

Los títulos emitidos en virtud de cualquier reemplazo de títulos serán obligaciones válidas de la Emisora y evidenciarán la misma deuda y tendrán derecho a los mismos beneficios que los títulos reemplazados. En todos los casos, los nuevos títulos serán entregados en las oficinas de la Emisora que se detallan en el presente Prospecto. Los gastos y costos derivados de la realización de cualquier reemplazo de Obligaciones Negociables, incluyendo el pago de las sumas suficientes para cubrir cualquier impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental presente o futura de cualquier naturaleza, serán soportados por el titular registral que solicite el reemplazo en cuestión.

### **Pagos**

El agente de pago de las Obligaciones Negociables nominativas no endosables representadas por títulos globales y/o por títulos definitivos será aquel que se especifique en los Suplementos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables escriturales serán efectuados por la Emisora a través del correspondiente agente de pago de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de pago en cuestión.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos y denominadas en Pesos, serán efectuados por la Emisora a través del correspondiente agente de pago con fondos de disponibilidad inmediata y mediante cheque o transferencia electrónica a cuentas mantenidas en la Argentina por los titulares registrales de las correspondientes Obligaciones Negociables. Todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos y denominados en monedas distintas de Pesos, serán efectuados por la Emisora a través del correspondiente agente de pago según se especifique en los Suplementos correspondientes. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los pagos de capital adeudado bajo las Obligaciones Negociables nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos, serán efectuados contra la entrega de las Obligaciones Negociables en cuestión al agente de pago para su cancelación (estableciéndose que en caso de amortizaciones parciales dicha entrega solo será necesaria contra la entrega de nuevas Obligaciones Negociables representativas del saldo de capital no amortizado). A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los pagos de intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos, serán efectuados a las personas a cuyo nombre estén registradas las Obligaciones Negociables al final del quinto Día Hábil (según se define más adelante) anterior a la fecha en la cual se deban pagar los intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto en cuestión.

Todos los pagos que la Emisora deba realizar en virtud de las Obligaciones Negociables se efectuarán en la moneda prevista en los Suplementos correspondientes. En el supuesto de Obligaciones Negociables pagaderas en una moneda que no sea Pesos, los pagos serán efectuados en la moneda determinada en cumplimiento de las normas que pudieran resultar aplicables al respecto.

Los pagos a realizarse en relación con las Obligaciones Negociables en concepto de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto deberán ser realizados en las fechas que se establezcan en los Suplementos correspondientes. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, si el correspondiente día de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables no fuera un Día Hábil, dicho pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto no será efectuado en dicha fecha sino en el Día Hábil inmediatamente posterior. Cualquier pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables efectuado en dicho Día Hábil inmediatamente posterior tendrá la misma validez que si hubiera sido efectuado en la fecha en la cual vencía el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado en cuestión, sin perjuicio de que se devengarán los correspondientes intereses hasta dicho Día Hábil inmediatamente posterior. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, se considerará "Día Hábil" cualquier día que no sea sábado, domingo o cualquier otro día en el cual los bancos comerciales en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires estuvieran autorizados o requeridos por las normas vigentes a cerrar o que, de otra forma, no estuvieran abiertos para operar.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo Obligaciones Negociables ingresadas en sistemas de depósito colectivo serán efectuados de acuerdo con los procedimientos aplicables del sistema de depósito colectivo en cuestión.

Se podrá solicitar, según se establezca en el Suplemento correspondiente, la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación en la compañía Euroclear SA/NV, Clearstream Banking, Société Anonyme, Depositary Trust Company, o en cualquier otro sistema de compensación que allí se establezca.

#### ***Compromisos***

La Sociedad podrá asumir compromisos en relación a cada clase de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en el Suplemento aplicable a dicha clase.

#### ***Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de la Emisora***

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora podrá, de acuerdo con las normas vigentes, en cualquier momento y de cualquier forma, comprar o de cualquier otra forma adquirir Obligaciones Negociables en circulación y realizar con ellas cualquier acto jurídico, pudiendo en tal caso la Emisora, sin carácter limitativo, mantener en cartera, transferir a terceros y/o cancelar tales Obligaciones Negociables. Las compras y/o adquisiciones que realice la Emisora y/o cualquier parte relacionada a ella en el mercado secundario serán realizadas al precio de mercado vigente al momento de tales operaciones, y respetando el principio de transparencia.

La Emisora también podrá realizar una oferta pública de adquisición de Obligaciones Negociables en circulación, en cuyo caso la Emisora informará previamente el precio y las restantes condiciones aplicables a dicha oferta pública de adquisición, y respetará el principio de trato igualitario entre inversores.

Las Obligaciones Negociables así adquiridas por la Emisora, mientras no sean transferidas a un tercero, no serán consideradas en circulación a los efectos de calcular el quórum y/o las mayorías en las asambleas de tenedores de las Obligaciones Negociables en cuestión y no darán a la Emisora, derecho a voto en tales asambleas, ni tampoco serán consideradas a los fines de computar cualquier porcentaje de tenedores referido en el presente y/o en los Suplementos correspondientes.

#### ***Rescate a Opción de la Emisora***

En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora con anterioridad al vencimiento de

las mismas, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. El procedimiento para el rescate anticipado parcial, el cual se especificará en los Suplementos correspondientes, se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.

#### ***Rescate a opción de los tenedores***

Las Obligaciones Negociables no serán rescatables total o parcialmente a opción de los tenedores de las mismas con anterioridad a su fecha de vencimiento, ni los tenedores tendrán derecho a solicitar a la Emisora la adquisición de las mismas de otra manera con anterioridad a dicha fecha, excepto en caso que así se especifique en el Suplemento correspondiente y de conformidad con los términos y condiciones especificados en el mismo.

#### ***Rescate por Razones Impositivas***

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables de cualquier Clase o Serie podrán ser rescatadas a opción de la Sociedad en su totalidad, pero no parcialmente, en cualquier momento con la condición que:

(i) en ocasión del próximo pago exigible en virtud de las Obligaciones Negociables de la Clase o Serie en cuestión, la Sociedad haya sido obligada o estuviera obligada a pagar montos adicionales según lo previsto en “*De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Montos Adicionales*” del presente como resultado de cualquier modificación o reforma de las normas vigentes de la Argentina (y/o de cualquier subdivisión política de la misma y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales), y/o cualquier cambio en la aplicación y/o interpretación oficial de dichas normas vigentes, cuya modificación o reforma sea efectiva en la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables de la Clase o Serie en cuestión y/o con posterioridad a dicha fecha de emisión, y dicha obligación de pago de montos adicionales sea con respecto a, por lo menos, el 20% de las Obligaciones Negociables de la Clase o Serie en cuestión en circulación; y

(ii) la Sociedad no pueda evitar dichas obligaciones tomando medidas razonables disponibles para hacerlo.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, el rescate por razones impositivas se efectuará mediante el pago del monto de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase o Serie en cuestión no amortizado, los intereses devengados sobre el mismo y cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la Clase o Serie en cuestión. El rescate por razones impositivas sólo podrá tener lugar en una fecha de pago de intereses y deberá contar con un aviso por parte de la Sociedad publicado en el Boletín Diario de la BCBA con no menos de 15 días de anticipación a dicha fecha de pago de intereses. Dicho aviso será irrevocable.

#### ***Eventos de Incumplimiento***

Los supuestos de incumplimiento relativos a las Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa, en caso de existir, se especificarán en los Suplementos aplicables.

#### ***Rango***

Las Obligaciones Negociables constituirán (salvo que se disponga lo contrario en el Suplemento aplicable) obligaciones directas e incondicionales de la Emisora, con garantía común sobre su patrimonio y gozarán como mínimo del mismo grado de privilegio entre sí y respecto de las demás deudas no subordinadas de la Emisora. Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las obligaciones de pago de la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables, salvo lo dispuesto o lo que pudiera ser contemplado por la ley argentina, tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones con garantía común y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora oportunamente vigentes.

## **Asambleas**

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase serán convocadas por la Sociedad cuando lo juzgue necesario y/o le fuera solicitado por tenedores que representen, por lo menos, el 5% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación. En este último supuesto, la solicitud indicará los temas a tratar y la asamblea deberá ser convocada para que se celebre dentro de los 40 días de recibida la solicitud de los tenedores en cuestión.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las asambleas serán convocadas por publicaciones durante cinco días, con diez días de anticipación por lo menos y no más de 30, en el Boletín Oficial de la República Argentina y en uno de los diarios de mayor circulación general en la Argentina. En las publicaciones deberá mencionarse fecha, hora, lugar de reunión, orden del día y requisitos de asistencia. Las asambleas en segunda convocatoria por haber fracasado la primera deberán celebrarse dentro de los treinta días siguientes, y las publicaciones se harán por tres días con ocho de anticipación como mínimo. Ambas convocatorias podrán realizarse simultáneamente, estableciéndose que si la asamblea en segunda convocatoria fuera citada para celebrarse el mismo día que la asamblea en primera convocatoria, la segunda deberá serlo con un intervalo no inferior a una hora de la fijada para la primera. Las asambleas podrán celebrarse sin publicación de la convocatoria cuando se reúnan tenedores que representen el monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación y las decisiones se adopten por unanimidad de dichos tenedores.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las asambleas deberán reunirse en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Para asistir a las asambleas los tenedores deberán, con no menos de tres días hábiles de anticipación al de la fecha fijada para la asamblea en cuestión, comunicar por escrito a la Sociedad que asistirán a tal asamblea adjuntando a dicha comunicación un certificado emitido por el agente de registro a tal fin (estableciéndose, sin embargo, que en el caso de Obligaciones Negociables al portador los tenedores deberán, en vez de adjuntar dicho certificado, depositar con la Sociedad las correspondientes Obligaciones Negociables al portador). Los tenedores no podrán disponer las Obligaciones Negociables a las cuales correspondan dichas comunicaciones hasta después de realizada la asamblea, a menos que sea cancelada la comunicación relativa a tales Obligaciones Negociables.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las asambleas serán presididas por quien la mayoría de los tenedores presentes en la asamblea en cuestión elija entre los presentes en la misma.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la constitución de las asambleas en primera convocatoria requiere la presencia de tenedores, por sí o por representación, que representen por lo menos el 60% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación, y la constitución de las asambleas en segunda convocatoria requiere la presencia de tenedores que representen, por sí o por representación, por lo menos el 30% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las resoluciones en ambos casos serán tomadas por mayoría absoluta de los votos presentes; estableciéndose, sin embargo, que se requerirá el voto afirmativo de tenedores que representen la totalidad del monto de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación para modificar las condiciones fundamentales de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión, incluyendo, sin limitación, las siguientes: (1) cambio de las fechas de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión; (2) reducción del monto de capital, de la tasa de interés y/o de cualquier otro monto pagadero bajo las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión; (3) cambio del lugar y/o de la moneda de los pagos bajo las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión; (4) la reducción o liberación de las garantías que se hubieran otorgado respecto de las Obligaciones Negociables; y (5) modificación de este párrafo.

Las asambleas podrán pasar a cuarto intermedio por una vez a fin de continuar dentro de los 30 días siguientes. Sólo podrán participar en la segunda reunión los tenedores que hubieran efectuado la comunicación a la Sociedad referida más arriba.

Las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables de distintas Clases se celebrarán en forma separada, estableciéndose, sin embargo, que se podrá convocar a asambleas conjuntas de tenedores de Obligaciones Negociables de distintas Clases a fin de tratar cuestiones comunes a las distintas Clases de Obligaciones Negociables en cuestión. A los fines de computar el quórum y las mayorías en tales asambleas conjuntas, las distintas Clases de Obligaciones Negociables en cuestión serán consideradas como una única Clase, estableciéndose que en caso que las Obligaciones Negociables de las distintas Clases estuvieran denominadas en más de una moneda, se tomará el monto de capital de las mismas en Dólares conforme con la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el Dólar referido en “*Monto Máximo*” del presente.

Las Obligaciones Negociables que hayan sido rescatadas y/o adquiridas por la Emisora conforme con lo dispuesto en “*Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de la Emisora*” y/o “*Rescate a Opción de la Emisora*” del presente, mientras no sean transferidas a un tercero, no serán consideradas en circulación a los efectos de calcular el quórum y/o las mayorías en las asambleas.

Todas las decisiones adoptadas por las asambleas serán concluyentes y vinculantes para todos los tenedores de Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión, independientemente de si estaban o no presentes en las asambleas en cuestión.

Todas las cuestiones relativas a las asambleas no contempladas en el presente se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables.

### **Notificaciones**

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todas las notificaciones a los tenedores de Obligaciones Negociables se considerarán debidamente efectuadas si se publican por un día en el Boletín Diario de la BCBA y si se ingresan en la página web de la CNV <http://www.cnv.gob.ar> en el ítem Información Financiera. Las notificaciones se considerarán efectuadas el día en que se realizó dicha publicación. El costo de cualquier publicación y/o notificación estará a cargo de la Emisora. Sin perjuicio de ello, la Emisora deberá efectuar todas las publicaciones que requieran las Normas de la CNV y las demás normas vigentes, y asimismo, en su caso, todas las publicaciones que requieran las normas vigentes de las bolsas y/o mercados autorizados del país y/o del exterior donde coticen y/o negocien las Obligaciones Negociables.

### **Modificación de Ciertos Términos y Condiciones**

La Emisora puede, sin necesidad del consentimiento de ningún tenedor, modificar y reformar los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, para cualquiera de los siguientes fines:

- (1) agregar compromisos en beneficio de los tenedores de todas y cada una de las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables;
- (2) agregar Eventos de Incumplimiento en beneficio de los tenedores de todas y cada una de las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables;
- (3) designar un sucesor de cualquier agente de registro, co-agente de registro o agente de pago designados en relación con las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie;
- (4) subsanar cualquier ambigüedad, defecto o inconsistencia en los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables;

- (5) introducir cualquier cambio no sustancial que, en opinión de buena fe del directorio de la Sociedad, no afecte de modo adverso el derecho de ningún tenedor de la Clase y/o Serie pertinente de Obligaciones Negociables.

#### ***Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes***

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco de contratos de fideicomiso y/o de contratos de agencia fiscal que oportunamente la Emisora celebre con entidades que actúen como fiduciarios y/o agentes fiscales, lo cual será especificado en los Suplementos correspondientes. Tales fiduciarios y/o agentes fiscales desempeñarán funciones solamente respecto de las Clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en los respectivos contratos, y tendrán los derechos y obligaciones que se especifiquen en los mismos. Asimismo, la Emisora podrá designar otros agentes en relación con las Obligaciones Negociables para que desempeñen funciones solamente respecto de las Clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en cada caso.

#### ***Agentes Colocadores***

La Emisora podrá designar uno o más agentes colocadores para la colocación de una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables. El o los agentes colocadores de las Obligaciones Negociables, en su caso, serán aquéllos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

#### ***Sistemas de compensación***

Se podrá solicitar, según se establezca en el Suplemento correspondiente, la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación en la compañía Euroclear SA/NV, Clearstream Banking, Société Anonyme, el Depository Trust Company, o cualquier otro sistema de compensación que allí se establezca.

#### ***Agentes de Registro y Pago***

Serán el agente de registro y el agente de pago que se designen en el Suplemento respectivo.

#### ***Listado y Negociación***

La Emisora podrá solicitar autorización para el listado y/o la negociación de una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa en una o más bolsas y/o mercados autorizados del país y/o del exterior, según se especifique en los Suplementos correspondientes. En la medida que así lo exija la normativa aplicable, las Obligaciones Negociables de una Clase deberán contar con autorización de listado y/o negociación en al menos un mercado autorizado.

#### ***Otras Emisiones de Obligaciones Negociables***

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en circulación, podrá en cualquier momento, pero sujeto a la autorización de la CNV, emitir nuevas Obligaciones Negociables de diferentes Series dentro de una misma Clase que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de dicha Clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios de emisión, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma Clase que dichas Obligaciones Negociables en circulación y sean fungibles con las mismas. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora tampoco requerirá el consentimiento de los tenedores de las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en circulación para emitir nuevas Clases bajo el Programa, sin perjuicio de que, al igual que en el caso mencionado en el párrafo precedente, dicha emisión estará sujeta a la autorización de la CNV.

#### ***Ley Aplicable***

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

### ***Jurisdicción***

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, toda controversia que se suscite entre la Emisora y los tenedores de Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables se resolverá definitivamente por el Tribunal de Arbitraje General de la BCBA, o el que se cree en el futuro en la BCBA. No obstante lo anterior, de conformidad con el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, y en virtud de la delegación de facultades otorgadas por el MVBA a la BCBA en materia de constitución de tribunales arbitrales, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución N° 17.501 de la CNV, los inversores tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación se efectuará ante el tribunal judicial competente.

### ***Acción Ejecutiva***

Las Obligaciones Negociables serán emitidas conforme con la Ley de Obligaciones Negociables y constituirán “obligaciones negociables” conforme con las disposiciones de la misma y gozarán de los derechos allí establecidos. En particular, conforme con el artículo 29 de dicha ley, en el supuesto de incumplimiento por parte de la Emisora en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los tenedores de las mismas podrán iniciar acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por la Emisora.

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

### ***Calificación de Riesgo***

La Emisora ha optado por que el Programa no cuente con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Sociedad podrá optar por calificar o no cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emita bajo el mismo, y hará constar la calificación otorgada en los Suplementos correspondientes. En caso que la Sociedad opte por calificar una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables, éstas podrán contar con una o más calificaciones de riesgo.

### ***Procedimiento de Entrega de Obligaciones Negociables Definitivas***

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, si se produce y subsiste un Evento de Incumplimiento y como consecuencia de ello se produce la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los beneficiarios de participaciones en Obligaciones Negociables representadas por títulos globales podrán solicitar a la Emisora la entrega de Obligaciones Negociables representadas por títulos definitivos, debidamente firmados por la Emisora, contra presentación del comprobante de tenencia (con bloqueo de la cuenta) expedido por el depositario en cuestión. Dichas Obligaciones Negociables



representadas por títulos definitivos se encontrarán a disposición del peticionante en las oficinas de la Emisora que se detallan en el presente Prospecto dentro de los siguientes 15 días de la presentación del pedido.

### ***Prescripción***

Los reclamos contra la Emisora por el pago de capital y/o intereses bajo las Obligaciones Negociables prescribirán a los diez y cuatro años, respectivamente, contados desde la fecha de vencimiento del pago correspondiente.

### ***Duración del Programa***

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de cinco años contados desde la fecha de autorización por parte del Directorio de la CNV de la creación del Programa y de oferta pública de los títulos a ser emitidos bajo éste. Dicho plazo podrá ser prorrogado a opción de la Emisora y con la obtención de las correspondientes autorizaciones regulatorias.

### ***Plan de Distribución***

El plan de distribución aplicable a las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie se detallará en el Suplemento correspondiente.

La Emisora podrá vender Obligaciones Negociables periódicamente por sí misma, o través de uno o más agentes colocadores. En el caso en que la Emisora decida designar uno o más colocadores respecto de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables emitida en el marco del Programa, la Emisora celebrará con cada agente colocador un convenio de colocación. En tal caso, los agentes colocadores de las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie, que serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes, podrán actuar como tales sobre la base de mejores esfuerzos y/o suscripción en firme, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Las Obligaciones Negociables serán colocadas por oferta pública en Argentina conforme con los términos de la Ley de Mercado de Capitales, y demás normas vigentes, que incluyen, sin limitación, las Normas de la CNV. A tal fin, se podrá distribuir el presente Prospecto y/o los Suplementos correspondientes (incluyendo versiones preliminares de los mismos conforme con las Normas de la CNV) por medios físicos y/o electrónicos (pudiendo adjuntarse a dichos documentos una síntesis de la Emisora y/o de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables que incluya solamente, y sea consistente con, la información contenida en el presente Prospecto y/o en los Suplementos correspondientes), realizar reuniones informativas, publicar avisos ofreciendo las Obligaciones Negociables (incluyendo el correspondiente aviso de suscripción), realizar contactos y/u ofrecimientos personales y/o telefónicos y/o realizar otros procedimientos de difusión que la Emisora estime adecuados.

### ***Colocación, Suscripción y Adjudicación***

En los Suplementos correspondientes se detallará el proceso de colocación, suscripción y adjudicación aplicable a las Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie en cuestión. Dicho proceso deberá ajustarse a lo previsto en el artículo 1 y concordantes de la sección I del capítulo IV del Título VI de las Normas de la CNV. El Suplemento podrá establecer que las Obligaciones Negociables sean integradas por los correspondientes suscriptores en efectivo y/o mediante la entrega de Obligaciones Negociables de cualquier otra Clase y/o Serie en circulación.

## INFORMACIÓN ADICIONAL

Bajo el presente título se consigna cierta información relacionada con el capital social de la Compañía, incluidas ciertas disposiciones resumidas de los estatutos sociales de la Compañía, la Ley de Sociedades y ciertas leyes y reglamentaciones argentinas relacionadas, todo ello vigente a la fecha del presente. La presente descripción no pretende ser completa y se encuentra sujeta en su totalidad por referencia a los estatutos sociales de la Compañía, la Ley de Sociedades y las disposiciones de otras leyes y reglamentaciones de Argentina aplicables, incluidas las Normas de la CNV y la BCBA.

### **Acta Constitutiva y Estatutos**

La Compañía fue constituida como una sociedad anónima en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 4 de enero de 2007 e inscripta en el Registro Público de Comercio el 12 de enero de 2007, bajo el número de registro 786, Tomo 34 de Sociedades Anónimas y opera bajo las leyes de la República Argentina.

### **Capital Social**

El capital social original a la fecha de constitución de la Compañía era de AR\$ 50.000 y el capital social actual es de AR\$ 534.400.000. Desde la fecha de constitución, el capital social experimentó las siguientes variaciones:

1. *Primer aumento del capital social.* La asamblea de accionistas celebrada el 11 de junio de 2007 resolvió aumentar el capital social de AR\$ 50.000 a AR\$ 214.400.000 con el objeto de capitalizar los aportes de capital realizados por la sociedad controlante, Pampa Energía, para el pago del precio de compra de la Planta CTLL, impuestos aplicables y gastos relacionados con su toma de control y operaciones iniciales. Este aumento de capital fue debidamente inscripto en el Registro Público de Comercio el 21 de agosto de 2007.
2. *Segundo aumento del capital social.* La asamblea de accionistas celebrada el 19 de junio de 2007 resolvió aumentar el capital social de AR\$ 214.400.000 a AR\$ 299.400.000 con el objeto de aportar fondos a la Sociedad por AR\$ 33.344.572, y de capitalizar los aportes de capital realizados por Pampa Energía para anticipos a proveedores por la compra de la siguiente maquinaria destinada a proyectos de generación: (i) adquisición de dos motogeneradores Man ciclo OTTO alimentados a gas natural con una potencia total de 8 MW cada uno; (ii) adquisición de un turbogenerador de alto rendimiento alimentado a gas natural marca Alstom, modelo GT13E2, con una potencia de aproximadamente 176 MW, y (iii) adquisición de un turbogenerador aeroderivado alimentado a gas natural marca General Electric, modelo LMS100, con una potencia de 98 MW.
3. *Tercer aumento del capital social.* La misma asamblea de accionistas celebrada el 19 de junio de 2007 resolvió aumentar el capital social de AR\$ 299.400.000 a AR\$ 514.400.000 con el objeto de capitalizar los aportes de capital realizados por Pampa Energía tomando en consideración las obligaciones financieras inmediatas que se tenían en ese momento en relación con la compra de maquinaria de generación (Man Ferrolstar, General Electric, Santos), pagos a Central Puerto en relación con la compra de la Planta CTLL y pagos en relación con el Proyecto CTLL. Asimismo, se aportaron títulos valores por la suma de AR\$ 124.584.717.
4. *Cuarto aumento de capital social.* La asamblea de accionistas celebrada con fecha 16 de julio de 2014 resolvió aumentar el capital social de la Compañía dentro del quintuplo de la suma de AR\$ 514.400.000 a la suma de AR\$ 534.400.000, es decir, en la suma de AR\$ 20.000.000 como consecuencia de la Fusión por absorción de Powerco. Este aumento fue totalmente suscripto por Pampa Energía S.A.

Los aumentos de capital señalados en los incisos dos y tres, fueron debidamente inscriptos en el Registro Público de Comercio el 31 de julio de 2008, mientras que el aumento mencionado en el último inciso fue presentado para ser inscripto junto con la fusión de la Sociedad con Powerco.

Excepto por los aumentos descriptos precedentemente, desde la constitución de la Compañía no se han registrado variaciones en el capital social de la misma. CTLL no es poseedora, por si misma ni por medio de subsidiarias, de ninguna de sus acciones, y no existen personas que tengan opción, o hubiesen acordado, realizar opciones sobre el capital social de CTLL.

La Sociedad no posee capital autorizado pero no emitido, ni compromisos de incrementar su capital social.

### ***Objeto social***

Originalmente, el objeto social de la Compañía consistía únicamente en la realización de actividades de financiación o inversión. Posteriormente, el 28 de febrero de 2007, el objeto social de la Compañía fue modificado a fin de incluir la operación o explotación de centrales energéticas para la generación, producción y comercialización de electricidad.

### ***Domicilio social***

Según surge del artículo 1 del Estatuto, la Compañía se encuentra domiciliada legalmente en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Sujeto al cumplimiento de ciertas formalidades, el Directorio podrá sesionar, aun encontrándose sus miembros en diferentes lugares geográficos, mediante el sistema de videoconferencia, siempre y cuando se pueda establecer claramente la identidad de los miembros que participan de la reunión. Pueden establecerse agencias, sucursales o cualquier otra especie de representación dentro o fuera del país.

### ***Cierre del ejercicio social***

De conformidad con lo establecido en el estatuto de la Compañía, el cierre del ejercicio fiscal opera el 31 de diciembre de cada año.

### ***Asambleas***

Las asambleas de accionistas pueden ser ordinarias o extraordinarias.

La Compañía deberá convocar y celebrar una asamblea ordinaria de accionistas dentro de los cuatro meses del cierre de cada ejercicio económico para considerar los asuntos descriptos en los dos primeros párrafos del Artículo 234 de la Ley de Sociedades, tales como, aprobación de estados contables, distribución de utilidades, aprobación de los informes del directorio y comisión fiscalizadora, y elección, desempeño y remuneración de directores y miembros de la comisión fiscalizadora. Otras cuestiones que deben ser consideradas en una asamblea ordinaria convocada y celebrada en cualquier momento incluyen cuestiones vinculadas con la responsabilidad de los directores y miembros de la comisión fiscalizadora, aumentos de capital y emisión de ciertos títulos de deuda privados.

Las asambleas extraordinarias de accionistas pueden ser convocadas en cualquier oportunidad para tratar asuntos que no sean de la competencia de la asamblea ordinaria, incluyendo, sin limitación, la reforma de los estatutos sociales, emisión de debentures, disolución anticipada, fusión, escisión, reducción del capital social y rescate de acciones, transformación de la sociedad en otro tipo societario, designación, remoción y retribución de liquidadores y limitación o suspensión de los derechos de preferencia de los accionistas en la suscripción de acciones.

El quórum para las asambleas ordinarias en primera convocatoria quedará constituido con la presencia de accionistas que representen la mayoría de las acciones con derecho de voto. La asamblea extraordinaria se reúne en primera convocatoria con la presencia de los accionistas que representen el 60% de las acciones con derecho de voto. Las asambleas ordinarias y las asambleas extraordinarias en segunda convocatoria, por haber fracasado la primera, se considerarán constituidas cualquiera sea el número de acciones presentes.

En todos los casos, salvo las excepciones que se mencionan a continuación, las resoluciones en las asambleas extraordinarias se adoptarán por mayoría absoluta de votos presentes que puedan emitirse en la respectiva decisión. Cuando se tratare de: (i) la transformación, prórroga o reconducción; (ii) la transferencia del domicilio al extranjero; (iii) el cambio fundamental del objeto; (iv) la disolución anticipada de la Compañía; (v) la reintegración total o parcial del capital; (vi) la fusión y la escisión de la Compañía, salvo que sea la sociedad que se incorpore, en cuyo caso se regirá por las normas sobre aumento de capital; (vii) la limitación o suspensión del derecho de preferencia en la suscripción de nuevas acciones bajo las condiciones del art. 197 de la Ley de Sociedades; (viii) la constitución de reservas facultativas, cuando su monto exceda del capital y de las reservas legales; y (ix) la continuación de la Compañía luego de la cancelación de oferta pública o de negociación de sus valores negociables; tanto en la primera cuanto en segunda convocatoria, las resoluciones se adoptarán por el voto favorable de la mayoría de acciones con derecho a voto (inclusive aquellas acciones con preferencia patrimonial que carezcan de voto, bajo estos supuestos tendrá derecho a un voto), sin aplicarse la pluralidad de voto.

Las asambleas de accionistas podrán ser convocadas por el directorio o los miembros de la comisión fiscalizadora toda vez que lo requieran las leyes o cuando éstos juzguen procedente. Asimismo, el directorio o la comisión fiscalizadora deben convocar a asamblea de accionistas a solicitud de los accionistas que representen por lo menos el 5% del capital social en circulación de la Compañía, en cuyo caso la asamblea se celebrará dentro de los 40 días de la solicitud de dichos accionistas. Si el directorio o la comisión fiscalizadora no convocaran una asamblea luego de recibir la solicitud de los accionistas, la CNV o los tribunales podrán ordenar su celebración. Un accionista con derecho a asistir a una asamblea podrá hacerlo mediante apoderado. No podrán otorgarse poderes a los directores, miembros de la comisión fiscalizadora, funcionarios o empleados.

#### Tipos de cambio

Desde el 1 de abril de 1991 hasta fines de 2001 la Ley de Convertibilidad establecía un tipo de cambio fijo bajo el cual el Banco Central estaba obligado a vender Dólares a un tipo de cambio fijo de un Peso por Dólar. El 6 de enero de 2002, el Congreso Nacional sancionó la Ley de Emergencia Pública, la cual declaró la emergencia pública social, económica, administrativa, financiera y del sistema cambiario, poniendo fin al régimen de la Ley de Convertibilidad y abandonando formalmente más de diez años de paridad fija Peso-Dólar. La Ley de Emergencia Pública otorgó al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de fijar el tipo de cambio entre el Peso y las divisas extranjeras y de emitir reglamentaciones relacionadas con el mercado de cambios. Luego de un breve período durante el cual el Gobierno Nacional estableció un sistema de tipo de cambio dual temporario de acuerdo con la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido la libre flotación del Peso contra las demás monedas.

La siguiente tabla muestra los tipos de cambio anuales más altos, más bajos, promedio y al cierre del período para el Dólar en cada uno de los períodos indicados, expresados en Peso por Dólar sin ajustes por inflación. Al confeccionar los estados financieros, se emplearon los tipos de cambio cotizados por el Banco Nación para convertir a Pesos los activos denominados en Dólares y los pasivos denominados en moneda extranjera.

Año	Tipos de Cambio (1)			
	Más Alto	Más Bajo	Promedio (2)	Cierre del ejercicio/período
2001	1	1	1	1
2002	3,9	1,55	3,236	3,367
2003	3,335	2,76	2,949	2,93
2004	3,06	2,803	2,942	2,979
2005	3,04	2,859	2,923	3,032
2006	3,107	3,03	3,075	3,062
2007	3,18	3,058	3,116	3,149
2008	3,468	3,014	3,162	3,453
2009	3,854	3,449	3,73	3,8
2010	3,985	3,794	3,912	9,976

2011	4,304	3,972	4,132	4,304
2012	4,918	4,304	4,552	4,918
2013	6,521	4,925	5,47	6,521
2014	8,557	6,545	8,119	8,551

(1) Cotización de cierre tipo vendedor según cotización del Banco Nación Argentina.

(2) En base a promedios diarios.

### Prevención del lavado de activos

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

El 13 de abril de 2000, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 25.246 (modificada posteriormente entre otras por las Leyes N° 26.087, N° 26.119, N°26.268 ,N° 26.683 y N° 26.734, la “Ley de Prevención del Lavado de Activos”), que establece un régimen penal administrativo, reemplaza a varios artículos del Código Penal argentino y tipifica el lavado de activos como un tipo de 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 ilícito penal, con la consecuencia posible de que el origen de los bienes originarios o los subrogantes adquieran la apariencia de un origen lícito, y siempre que su valor supere la suma de \$300.000, sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí.

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

Por otra parte, mediante la ley N° 25.246, y a fin de prevenir e impedir el delito de lavado de activos, y financiación del terrorismo, se creó la Unidad de Información Financiera (“UIF”) bajo la jurisdicción del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos de la Nación, a quien se le encargó el análisis, tratamiento y la transmisión de información a los efectos de prevenir e impedir:

(1) El delito de lavado de activos (artículo 303 del Código Penal) preferentemente proveniente de la comisión de:

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

- Trata de Personas.
- (2) El delito de financiación del terrorismo (artículos 41 quinquies y 306 del Código Penal).

En línea con la práctica internacionalmente aceptada, la mencionada ley no atribuye la responsabilidad de controlar estas transacciones delictivas sólo a los organismos del Gobierno Nacional, sino que también asigna determinadas obligaciones a diversas entidades del sector privado tales como bancos, agentes de bolsa, sociedades de bolsa y compañías de seguro, entre otras (enumeradas en el artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos). Asimismo, la reciente modificación a la Ley N°. 25.246 introdujo dentro de las categorías de sujetos obligados, entre otros, a las personas físicas o jurídicas que actúen como fiduciarios, en cualquier tipo de fideicomiso y las personas físicas o jurídicas titulares de o vinculadas, directa o indirectamente, con cuentas de fideicomisos, fiduciantes y fiduciarios en virtud de contratos de fideicomiso. Estas obligaciones consisten básicamente en funciones de captación de información y suministro de información canalizada por la UIF. Tanto las normas de la UIF (Resolución N° 121/11) como las normas del Banco Central requieren que los bancos tomen ciertas precauciones mínimas para impedir el lavado de activos.

En virtud del listado de sujetos obligados previsto en la Ley de Prevención del Lavado de Dinero indicado más arriba, podría ocurrir que uno o más participantes en el proceso de colocación y emisión de las Obligaciones Negociables se encuentren obligados a recolectar información vinculada con los suscriptores de Obligaciones Negociables. Asimismo, dichos sujetos obligados deberán emitir un reporte de operación sospechosa a la UIF en aquellos casos en los que se encontrasen con operaciones inusuales que puedan ser consideradas sospechosas (ya sea por carecer de justificación económica, jurídica, por ser innecesariamente complejas, entre otros motivos), independientemente de que fueran realizadas en oportunidades aisladas o en forma reiterada.

Asimismo, la Ley de Prevención del Lavado de Activos establece que: a) los sujetos obligados a informar enumerados en el artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos antes indicado, no podrán oponer a la UIF el secreto bancario, fiscal, bursátil o profesional, ni los compromisos legales o contractuales de confidencialidad, en el marco del análisis de un reporte de operación sospechosa; y b) la UIF comunicará las operaciones sospechosas al Ministerio Público a fin de establecer si corresponde ejercer acción penal cuando haya agotado el análisis de la operación reportada y surgieran elementos de convicción suficientes para confirmar el carácter de sospechosa de lavado de activos o de la financiación del terrorismo.

Entre algunas de las facultades que la Ley de Prevención del Lavado de Activos le asigna a la UIF se destacan la posibilidad de: (a) solicitar informes, documentos, antecedentes y todo otro elemento que estime útil para el cumplimiento de sus funciones a cualquier organismo público, nacional, provincial o municipal, y a personas físicas y/o jurídicas, públicas o privadas, todos, los cuales están obligados a proporcionarlos dentro del término que se les fije, bajo apercibimiento de ley; b) recibir declaraciones voluntarias (que en ningún caso podrán ser anónimas); c) solicitar al ministerio público para que éste requiera al juez competente que resuelva la suspensión, por el plazo que éste determine, de la ejecución de cualquier operación o acto informado a la UIF por los sujetos obligados como sospechosos de lavado de activo o financiación del terrorismo o cualquier otro acto vinculado a éstos, antes de su realización, cuando se investiguen actividades sospechosas y existan indicios serios y graves de que se trata de lavado de activos o de financiación del terrorismo; d) solicitar al ministerio público para que (1) requiera al juez competente el allanamiento de lugares públicos y privados, la requisita personal y el secuestro de documentación o elementos útiles para la investigación y (2) arbitre todos los medios legales necesarios para la obtención de información de cualquier fuente u origen, y e) aplicar las sanciones previstas en la Ley de Prevención del Lavado.

Los correspondientes agentes colocadores cumplirán con todas las reglamentaciones aplicables sobre prevención del lavado de activos establecidas por el Banco Central y la UIF; en particular con la Resolución N° 229/2011 de la UIF, que reglamenta el Artículo 21 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos en relación con los sujetos obligados del artículo 20 incisos 4 y 5 de dicha ley, al estipular la obligación de informar con respecto a operaciones sospechosas y su informe a las autoridades.

La Resolución N° 229/2011 de la UIF, establece ciertas medidas que los agentes y sociedades de bolsa, sociedades gerente de fondos comunes de inversión, agentes de mercado abierto electrónico, intermediarios en la compra, alquiler o préstamo 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 (los “Sujetos Obligados de la Resolución 229”), deberán observar para prevenir, detectar y reportar los hechos, actos, operaciones u omisiones que, de acuerdo al análisis efectuado – y de conformidad con la idoneidad exigible en función de la actividad que desarrollan, consideren que puedan provenir de la comisión de los delitos de lavado de activos y financiación del terrorismo en el mercado de capitales. A tales efectos la Resolución N° 229/2011 establece en su artículo 26 aquellas circunstancias que deberán ser especialmente consideradas, como ser entre otras tantas: i) los montos, tipos, frecuencia y naturaleza de las operaciones que realicen los clientes que no guarden relación con los antecedentes y la actividad económica de ellos; ii) los montos inusualmente elevados, la complejidad y las modalidades no habituales de las operaciones que realicen los clientes.

Asimismo, la Resolución N° 229/2011 establece pautas generales acerca de la identificación del cliente (incluyendo la distinción entre clientes habituales, ocasionales e inactivos), la información a requerir, la documentación a conservar y los procedimientos para detectar y reportar operaciones sospechosas. Las principales obligaciones establecidas por la Resolución N° 229/2011 son las siguientes: a) la elaboración de un manual que establezca los mecanismos y procedimientos para la prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo; b) la designación de un oficial de cumplimiento; c) la implementación de auditorías periódicas; d) la capacitación del personal; e) la implementación de medidas que permitan a los Sujetos Obligados de la Resolución N° 229/2011 consolidar electrónicamente las operaciones que realizan con los clientes, así como herramientas tecnológicas, que posibiliten analizar o monitorear distintas variables para identificar ciertos comportamientos y visualizar posibles operaciones sospechosas; f) la implementación de herramientas tecnológicas que permitan establecer de una manera eficaz los sistemas de control y prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo; y g) la elaboración de registros de análisis y gestión de riesgo de las operaciones inusuales detectadas y aquellas que por haber sido consideradas sospechosas hayan sido reportadas.

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

Las Normas de la CNV prevén también que los agentes que operan bajo su jurisdicción solo den curso a operaciones dentro del ámbito de la oferta pública, cuando éstas sean efectuadas u ordenadas por (i) personas o entidades con domicilio, constituidas y/o residentes en los países que figuren incluidos dentro del listado de países cooperadores previsto en el artículo 2 inciso b) del Decreto N° 589/2013, o (ii) por personas o entidades que, si bien constituidas, domiciliadas y/o residentes en dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados no incluidos dentro del listado de jurisdicciones cooperadoras antes mencionado,, se encuentren bajo control y fiscalización de un organismo que cumpla similares funciones a las de la CNV en dicho país, y tal organismo no hubiera firmado un memorando de entendimiento, cooperación e intercambio de información con la CNV.

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

En línea con lo expuesto, los agentes colocadores correspondientes podrían solicitar, y los inversores deben presentar a su simple requerimiento, toda la información y documentación que se les solicite, o que pudiera ser solicitada por los agentes colocadores correspondientes para el cumplimiento de las

normas legales penales sobre lavado de activos, las normas del mercado de capitales que impiden y prohíben el lavado de activos emitidas por la UIF, y de las Normas de la CNV y/o el Banco Central. La Emisora y los agentes colocadores correspondientes podrán rechazar manifestaciones de interés y/u órdenes de compra de no cumplirse con tales normas o requisitos, y dichos rechazos no darán derecho a reclamo alguno contra la Sociedad, los organizadores y/o los correspondientes agentes colocadores.

A fines de 2011, con la sanción de las leyes N° 26.733 y N° 26.734 se introdujeron nuevos delitos al Código Penal para proteger las actividades financieras y bursátiles e impedir la financiación del terrorismo. Por un lado, la Ley N° 26.733 estableció penas de prisión, multa e inhabilitación para quien: utilice o suministre información privilegiada para realizar transacciones de valores negociables (artículos 307 y 308); manipule los mercados bursátiles ofreciendo o realizando transacciones de valores negociables mediante noticias falsas, negociaciones fingidas, reunión o coalición de los principales tenedores a fin de negociar a determinado precio (artículo 309); y realice actividades financieras y bursátiles sin la correspondiente autorización (artículo 310). Por su parte, mediante la Ley N° 26.734 se incorporó al Código Penal el artículo 306 que sanciona con penas de prisión y multa a aquel que directa o indirectamente recolecte o provea bienes o dinero a ser utilizados para financiar la comisión de un delito, individuo u organización que aterrorice a la población u obligue a autoridades nacionales, extranjeras o de una organización internacional a realizar o abstenerse de realizar un determinado acto. Las penas se aplicarán independientemente de si el delito fuera cometido o el financiamiento utilizado. Igualmente será penado si el delito, individuo u organización que se pretende financiar se desarrolle o encuentren fuera de la Argentina. Asimismo, se facultó a la UIF para que pueda congelar los activos vinculados con la financiación del terrorismo mediante una resolución fundada y comunicación inmediata al juez competente.

Para un análisis más exhaustivo del régimen de prevención del lavado de activos vigente al día de la fecha, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa del Título XIII, Libro Segundo del Código Penal argentino, a cuyo efecto los interesados podrán consultar en el sitio web del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas o en [www.infoleg.gov.ar](http://www.infoleg.gov.ar).

## **Controles de cambio**

### ***Advertencia***

A continuación se presenta un resumen de ciertas cuestiones relativas al acceso al mercado cambiario en Argentina para la transferencia de divisas al exterior. Dicho resumen (i) no es un análisis completo ni una enumeración de la totalidad de las regulaciones, cuestiones o consecuencias cambiarias que puedan resultar de interés para un tenedor de Obligaciones Negociables; (ii) se realiza a título meramente informativo; (iii) se basa en las reglamentaciones vigentes en la Argentina a la fecha del presente Prospecto; y (iv) se encuentra sujeto a cualquier modificación posterior de dichas leyes y reglamentaciones que puedan entrar en vigencia con posterioridad a dicha fecha. No puede garantizarse que los tribunales y autoridades responsables de la aplicación de dichas reglamentaciones estarán de acuerdo con la interpretación de dichas reglamentaciones que se efectúa en el siguiente resumen o que no habrá cambios en dichas reglamentaciones o en la interpretación de las mismas por parte de tales tribunales y autoridades. En consecuencia, se aconseja a todo posible interesado consultar con sus propios asesores legales acerca de las consecuencias cambiarias, en sus circunstancias particulares, relacionadas con el pago, adquisición, titularidad, disposición y con el cobro de cualquier suma adeudada en virtud de Obligaciones Negociables, conforme a las reglamentaciones que puedan resultarle aplicables.

### ***Introducción***

En enero de 2002, con la sanción de la Ley N° 25.561 de Emergencia, se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y se facultó al Poder Ejecutivo Nacional para establecer el sistema que determinará la relación de cambio entre el Peso y las divisas extranjeras, y dictar regulaciones cambiarias. En tal contexto, el 8 de febrero de 2002 a través del Decreto N° 260/2002 el Poder Ejecutivo Nacional estableció un mercado único y libre de cambios (el "MULC") por el cual se deben cursar todas las operaciones de cambio en divisas extranjeras, y que las



operaciones de cambio en divisas extranjeras serán realizadas al tipo de cambio que sea libremente pactado y deberán sujetarse a los requisitos y a la reglamentación que establezca el Banco Central (la cual, en sus aspectos principales, se detalla más abajo).

El 9 de junio de 2005, a través del Decreto N° 616/2005 el Poder Ejecutivo Nacional estableció que (a) todo ingreso de fondos al mercado local de cambios originado en el endeudamiento con el exterior de personas físicas o jurídicas pertenecientes al sector privado, excluyendo los referidos al financiamiento del comercio exterior y a las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y listado en mercados autorizados; (b) todo ingreso de fondos de no residentes cursados por el mercado local de cambios destinados a: tenencias de moneda local, adquisición de activos o pasivos financieros de todo tipo del sector privado financiero o no financiero, excluyendo la inversión extranjera directa y las emisiones primarias de títulos de deuda y de acciones que cuenten con oferta pública y listado en mercados autorizados, e inversiones en valores emitidos por el sector público que sean adquiridos en mercados secundarios; deberán cumplir los siguientes requisitos: (i) los fondos ingresados sólo podrán ser transferidos fuera del mercado local de cambios al vencimiento de un plazo de 365 días corridos, a contar desde la fecha de toma de razón del ingreso de los mismos; (ii) el resultado de la negociación de cambios de los fondos ingresados deberá acreditarse en una cuenta del sistema bancario local; (iii) la constitución de un depósito nominativo, no transferible y no remunerado, por el 30% del monto involucrado en la operación correspondiente, durante un plazo de 365 días corridos, de acuerdo a las condiciones que se establezcan en la reglamentación; y (iv) el depósito mencionado en el punto anterior será constituido en Dólares en las entidades financieras del país, no devengando intereses ni beneficios de ningún tipo, ni pudiendo ser utilizado como garantía o colateral de operaciones de crédito de ningún tipo. Cabe aclarar que existen diversas excepciones a los requisitos del Decreto N° 616/2005, incluyendo, entre otras, las que se detallan más abajo.

A continuación se detallan los aspectos más relevantes de la normativa del Banco Central a los fines del presente, relativos al ingreso y egreso de fondos de la Argentina.

### ***Ingreso de Fondos***

#### *Rentas y Transferencias Corrientes*

Las rentas percibidas por residentes no tienen la obligación de ingreso y liquidación en el mercado local de cambios, salvo en el caso de empresas adquirentes de activos externos de inversión directa que se financiaron en forma total o parcial con endeudamiento externo, cuando por el monto de la inversión, requirieron la autorización previa del Banco Central para acceder al mercado de cambios. En este último caso, estas empresas deben acreditar en forma previa a acceder al mercado de cambios para cancelar los servicios o amortizaciones de dicho financiamiento, que han ingresado y liquidado las rentas percibidas por las inversiones realizadas con endeudamiento externo (Comunicación "A" 5265).

#### *Capitales*

La Comunicación "A" 5265 del BCRA reordenó y modificó las normas aplicables en materia de deudas financieras, entendiendo deuda financiera con el exterior a aquellas deudas contraídas con no residentes que no tengan su origen en una operación de comercio exterior argentino, o que teniendo este origen, no califican en la normativa cambiaria como una deuda comercial con el exterior.

La normativa incluye a los bonos y a otros títulos de deuda externos a aquellos que cumplen con las siguientes condiciones:

- i. la emisión se efectúa en el extranjero de conformidad con las reglamentaciones del país de emisión y se rige por ley extranjera;
- ii. la emisión es ofrecida y suscripta en su mayor parte en el exterior, para lo cual la emisión debe cumplir con las reglamentaciones del país de suscripción;
- iii. debe ser integrada en su totalidad en el exterior;
- iv. los servicios de capital y renta deberán ser pagaderos en el exterior.

Las operaciones de endeudamiento con el exterior del sector privado no financiero y sector financiero por bonos, préstamos financieros (incluyendo operaciones de pase de valores), y las líneas de crédito del exterior de carácter financiero deben ingresarse y liquidarse en el MULC.

Las emisiones de títulos de deuda del sector privado (financiero y no financiero) denominados en moneda extranjera cuyos servicios de capital e intereses no sean exclusivamente pagaderos en Pesos en el país, deben ser suscriptos en moneda extranjera y los fondos obtenidos deben ser liquidados en el mercado local.

El ingreso y liquidación en el mercado de cambios puede realizarse en un plazo de hasta 30 días corridos de la fecha de desembolso de los fondos, siendo de aplicación las normas vigentes a la fecha de ingreso de las divisas por el mercado local de cambios (Comunicación "A" 5265).

Los nuevos endeudamientos financieros ingresados en el mercado local de cambios y las renovaciones de deudas con el exterior de residentes en el país del sector financiero y del sector privado no financiero, deben pactarse y mantenerse por plazos mínimos de 365 días corridos, no pudiendo ser cancelados con anterioridad al vencimiento de ese plazo, cualquiera sea la forma de cancelación de la obligación con el exterior e independientemente de si la misma se efectúa o no con acceso al mercado local de cambios (Comunicación "A" 5265).

Están exceptuados de lo dispuesto en el párrafo anterior, las operaciones de financiamiento del comercio exterior y los saldos de corresponsalía de las entidades autorizadas a operar en cambios, sólo en la medida que no constituyan líneas financieras de crédito, en cuyo caso deben cumplir con los requisitos para los ingresos de préstamos financieros, y las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y listado en mercados autorizados.

Asimismo, mediante el Art. 2° de la Resolución N° 280/2009, el Ministerio de Economía excluyó de la aplicación del plazo mínimo citado, a la transferencia de fondos fuera del mercado local que tenga como objeto la cancelación de endeudamientos con Organismos Multilaterales y Bilaterales de Crédito y con las Agencias Oficiales de Crédito, en forma directa o por medio de sus agencias vinculadas, en la medida que la deuda cancelada se hubiere originado en préstamos de fondos que éstos hubieran concedido en cumplimiento de su objeto (Comunicación "B" 9566).

El plazo mínimo de 365 días corridos exigido por las normas cambiarias para la renovación de deudas financieras a partir de la sanción del Decreto 616/05, debe considerarse como cumplido, cuando se realicen pagos de servicios de capital de las obligaciones emitidas para implementar acuerdos de refinanciación de deuda externa, en la medida que se cumplan ciertas condiciones.

Por otra parte, en función de lo dispuesto por el Decreto N° 616/2005, mediante Comunicación "A" 4359 y sus modificatorias se reglamentó la constitución del depósito nominativo, no transferible y no remunerado en entidades financieras locales con las características señaladas en la Comunicación "A" 4360, que debe ser constituido en Dólares por el 30% del equivalente en esa moneda del total de la operación que da lugar a la constitución del depósito, cuando se registren ingresos de moneda extranjera en el mercado de cambios por los siguientes conceptos:

- (a) Deudas financieras del sector financiero y privado no financiero, con la excepción de las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y listado en mercados autorizados.
- (b) Emisiones primarias de acciones de empresas residentes que no cuenten con oferta pública y listado en mercados autorizados, en la medida que no constituyan fondos de inversión directa.
- (c) Inversiones de portafolio de no residentes destinadas a tenencias de moneda local y de activos y pasivos financieros del sector financiero y privado no financiero, en la medida que no correspondan a la suscripción primaria de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y listado en mercados autorizados, y/o a la suscripción primaria de acciones de empresas residentes que cuenten con oferta pública y listado en mercados autorizados.

- (d) Inversiones de portafolio de no residentes destinados a la adquisición de algún derecho en mercados secundarios respecto a valores emitidos por el sector público.

En función de lo dispuesto por Resolución N° 365/2005 del Ministerio de Economía, se incorporaron mediante la Comunicación "A" 4377 las siguientes operaciones a partir del 29 de junio de 2005 inclusive:

- (e) Inversiones de portafolio de no residentes destinados a la suscripción primaria de títulos emitidos por el Banco Central.
- (f) Los ingresos en el mercado local de cambios por ventas de activos externos de residentes del sector privado, por el excedente que supere el equivalente de US\$2.000.000 por mes calendario, en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios.

Asimismo, mediante la Resolución N° 637/2005 del Ministerio de Economía, se incorporaron a partir del 17 de noviembre de 2005 las siguientes operaciones:

- (g) Todo ingreso de fondos al mercado local de cambios destinado a suscribir la emisión primaria de títulos, bonos o certificados de participación emitidos por el fiduciario de un fideicomiso, que cuenten o no con oferta pública y listado en mercados autorizados, cuando los requisitos mencionados resulten aplicables a la adquisición de alguno de los activos fideicomitidos (Comunicación "B" 8599).

Para los ingresos en monedas extranjeras distintas al Dólar, deben considerarse a los efectos de determinar el monto del depósito, los tipos de pase al cierre del mercado de cambios cotizados por el Banco Nación, el día hábil inmediato anterior a la fecha de su constitución.

Están exceptuadas de la constitución del depósito no remunerado, entre otras, las siguientes operaciones:

- (1) Las liquidaciones de moneda extranjera de residentes originadas en préstamos en moneda extranjera otorgados por las entidades financieras locales.
- (2) Los ingresos de divisas en el mercado de cambios por aportes de inversiones directas en el país y ventas de participaciones en empresas locales a inversores directos, en la medida que la entidad interviniente cuente con la documentación indicada en la Comunicación "A" 4762 (según fuera modificada por Comunicación "A" 4933).
- (3) Los ingresos por inversiones de no residentes aplicadas a la compra de inmuebles, en la medida que en el día de la liquidación se proceda en forma simultánea a la firma de la escritura traslativa de dominio a favor del no residente, destinando los fondos ingresados; o que los mismos sean depositados en una cuenta judicial, a fin de destinarlos a la compra de un inmueble cuya venta sea llevada a cabo en el trámite de un expediente judicial (Comunicación "A" 4923).
- (4) Los ingresos de fondos externos destinados al pago del boleto de compraventa y cuotas de inmuebles en construcción en el país, registrando los mismos como inversiones directas, siempre que se cumplan los requisitos establecidos por la Comunicación "A" 4762.
- (5) Los endeudamientos con Organismos Multilaterales y Bilaterales de Crédito y con las Agencias Oficiales de Crédito (listadas en Anexo de la Comunicación "A" 4662), en forma directa o por medio de sus agencias vinculadas (Comunicación "A" 4377).
- (6) Endeudamientos financieros con el exterior del sector financiero y privado no financiero, en la medida que simultáneamente se afecten los fondos resultantes de la liquidación de cambio, netos de impuestos y gastos, a: (i) la compra de divisas para la cancelación de servicios de

capital de deuda externa y/o (ii) la formación de activos externos de largo plazo (Comunicación “A” 4377).

- (7) Endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero, en la medida que sean contraídos y cancelados a una vida promedio no menor a los dos años, incluyendo en su cálculo los pagos de capital e intereses, y estén destinados a la inversión en activos no financieros (Comunicación “A” 4377).
- (8) Fondos resultantes de las ventas de activos externos de personas jurídicas residentes, que sean destinados por la empresa a la adquisición de activos no financieros que encuadren en las adquisiciones listadas en las Comunicaciones “C” 42303, 42884, 44670 y 46394 (Comunicación “A” 4711).
- (9) Fondos resultantes de las ventas de activos externos de personas físicas o jurídicas residentes, que sean destinados a realizar nuevos aportes de capital en empresas residentes, y la empresa receptora los aplica a la adquisición de activos no financieros listados en las Comunicaciones “C” 42303, 42884, 44670 y 46394 (Comunicación “A” 4711).

Las excepciones descritas en los puntos 7, 8 y 9 caducan automáticamente cuando sea modificado el destino declarado, debiéndose en ese caso, dentro de los diez días hábiles de producido dicho hecho, constituir el depósito establecido en el punto 6 de la Comunicación “A” 4359. En las excepciones descritas en los puntos 8 y 9, el depósito debe ser por los ingresos que hayan superado el tope mensual establecido en la Comunicación “A” 4377.

- (10) Otras excepciones: a) los fondos de financiamiento externos que sean contraídos y cancelados en un promedio no menor a dos años, otorgados al sector privado no financiero o al sector financiero para ser aplicados a la provisión de servicios de financiación, capacitación de microemprendimientos o para el mejoramiento de la vivienda única y familiar; b) ingresos de financiaciones de exportaciones de bienes con recurso al exportador; c) las compras de cambio realizadas para la aplicación de inversiones de portafolio con destino específico; d) las ventas de activos externos de residentes del sector privado destinados a la suscripción primaria de títulos emitidos por el Gobierno Nacional; e) los ingresos de divisas de residentes en el marco de la Ley N°26.860 y sus normas complementarias.

La presente enumeración no es exhaustiva, dado que fueron incluidas solamente las excepciones más relevantes, y aquellas que podrían resultar pertinentes y de interés para la presente emisión. Para más información sobre el tema, les recomendamos la lectura de las comunicaciones del Banco Central sobre el tema.

### ***Egreso de fondos***

#### ***Pago de servicios***

Los residentes pueden acceder al MULC para el pago al exterior de servicios prestados por no residentes, cualquiera sea el concepto (fletes, seguros, regalías, asesoramiento técnico, honorarios, etc.) (Comunicación “A” 3826). A tales efectos debe presentarse cierta documentación que, entre otras cosas, avale la genuinidad de la operación en cuanto al concepto, prestación del servicio del no residente al residente, y monto a girar al exterior (Comunicación “A” 5377) y cumplir con aquellos requisitos adicionales establecidos por la normativa aplicable.

#### ***Pago de rentas (intereses, utilidades y dividendos)***

Se admite el acceso al MULC para el pago al exterior de servicios de intereses del sector privado no financiero y del sector financiero, siempre que correspondan a deudas impagas o que son canceladas simultáneamente con el pago de intereses, en la medida que la norma cambiaria permita el acceso al mercado local de cambios para la cancelación de los servicios de capital de esa deuda y se cumplan la

totalidad de las condiciones generales establecidas para cursar dichos pagos de capital (Comunicación "A" 5264, modificada por la Comunicación "A" 5295).

El acceso al mercado local de cambios para el pago de servicios de intereses es por los montos impagos que estén devengados a partir de la fecha de la concertación de cambio por la venta de divisas que origina dicho endeudamiento con el exterior, o desde la fecha efectiva de desembolso de los fondos, si los mismos fueron acreditados en cuentas de corresponsalía de entidades autorizadas para su liquidación en el mercado local de cambios, dentro de las 48 (cuarenta y ocho) horas hábiles de la fecha de desembolso.

La concertación de cambio por la compra de las divisas podrá realizarse con una antelación no mayor a los 5 (cinco) días hábiles a la fecha de vencimiento de cada cuota de intereses computada por períodos vencidos, o por el monto devengado, en cualquier momento del período corriente de intereses.

Con anterioridad a dar curso a los pagos de intereses de deudas de todo carácter con el exterior, las entidades intervinientes deben comprobar que el deudor haya presentado, de corresponder, la declaración de la deuda de acuerdo al régimen informativo de la que estipula la Comunicación "A" 3602 y complementarias) y que cuente con la validación de los datos reportados y de aquellos correspondientes al relevamiento de inversiones directas establecido por la Comunicación "A" 4237, en el caso de que el acreedor del exterior pertenezca al mismo grupo económico.

También se permite el acceso al MULC para el pago de servicios de intereses de títulos de deuda emitidos localmente que cuenten con oferta pública y cotización en mercados autorizados, cuando fueran emitidos y suscriptos en moneda extranjera, los fondos fueran destinados a financiar obras de infraestructura en el país y se cumplan la totalidad de las condiciones señaladas en la Comunicación "A" 5265. Por los restantes títulos emitidos localmente, cualquiera sea la condición de emisión, el deudor no tiene acceso al mercado local de cambios para la atención de los servicios.

#### *Amortizaciones de capital*

La cancelación de amortizaciones de capital de deudas con el exterior de carácter financiero de residentes en el país del sector financiero y privado no financiero (excepto en el caso de amortizaciones de emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y listado en mercados autorizados) solo podrán efectuarse con acceso al MULC, luego de cumplidos los 365 días corridos desde la fecha de liquidación de las divisas en dicho mercado, o de la última renovación.

Si en los contratos de endeudamientos con el exterior, se incluyen cláusulas por las cuales a partir de la fecha de vencimiento, la obligación es ejecutable ante la demanda del acreedor o se establecen renovaciones automáticas sin fijar un período de renovación, se entiende a todos los efectos de la normativa cambiaria aplicable, que existe una renovación por el plazo mínimo establecido en la norma cambiaria vigente a la fecha de vencimiento del contrato (Comunicación "A" 5265).

Los deudores del sector financiero y del sector privado no financiero tienen acceso al MULC por los servicios de capital de sus deudas financieras con el exterior:

- a. En cualquier momento dentro de los 10 (diez) días hábiles previos al vencimiento, en la medida que se cumpla el plazo mínimo de permanencia establecido en la norma cambiaria que sea aplicable.
- b. Con la anticipación operativamente necesaria para el pago al acreedor a su vencimiento, de cuotas de capital cuya obligación de pago depende de la materialización de condiciones específicas expresamente contempladas en los contratos.
- c. Anticipadamente a plazos mayores a 10 (diez) días hábiles en forma parcial o total, en la medida que se cumpla el plazo mínimo de permanencia que sea aplicable, y que el pago se financie en su totalidad con el ingreso de fondos del exterior para aportes de capital.

- d. Anticipadamente a plazos mayores a 10 (diez) días hábiles en forma parcial o total, en la medida que se cumpla el plazo mínimo de permanencia que sea aplicable, y que el pago se financie en su totalidad con el ingreso en el mercado de cambios de nuevos endeudamientos con Organismos Internacionales y sus agencias, Agencias Oficiales de Crédito del Exterior y bancos del exterior, y en la medida que: a) dichas cancelaciones sean las condiciones expresamente previstas para el otorgamiento del nuevo endeudamiento, y b) que no implique para el deudor un aumento en el valor actual del endeudamiento con el exterior.

#### *Dividendos*

La transferencia al exterior de pagos de utilidades y dividendos a accionistas no residentes y tenedores de ADRs y BDRs se encuentra autorizada en la actualidad por las normas aplicables, cuando dichos pagos sean efectuados en relación con estados contables cerrados, auditados, aprobados en asamblea de accionistas y certificados por auditores externos, con las formalidades aplicables a la certificación del balance anual (Comunicación "A" 5264).

#### **Otras disposiciones**

##### *Ventas de cambio a no residentes*

Mediante la Comunicación "A" 4662 y sus modificatorias "A" 4692 "A" 4832, "A" 5011 y "A" 5186, se dio a conocer un reordenamiento y nuevas normas aplicables para el acceso al mercado de cambios por parte de no residentes (según definición vertida en el Manual de Balance de Pagos del FMI -quinta edición, capítulo IV-).

Al respecto se establece que se pueden cursar sin conformidad previa del Banco Central, en la medida que se cumplan los requisitos establecidos en cada caso, las siguientes operaciones de no residentes:

- (1) Compra de divisas para su transferencia al exterior, en la medida que se cuente con la documentación requerida en la mencionada norma, entre otros, en los siguientes casos, cuando las operaciones sean realizadas por, o correspondan a cobros en el país de:
  - (1.1) Organismos internacionales e institucionales que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación;
  - (1.2) Representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones;
  - (1.3) Representaciones en el país de Tribunales, autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones;
  - (1.4) Pagos de importaciones argentinas a la vista;
  - (1.5) Deudas externas de residentes por importaciones argentinas de bienes, en la medida que la concertación de cambio se realice dentro de los 20 días hábiles posteriores de la fecha de cobro, y se cumplan las condiciones establecidas en el punto 3.5.e. de la Comunicación "A" 5134 del Banco Central;
  - (1.6) Servicios, rentas y otras transferencias corrientes con el exterior;
  - (1.7) Deudas financieras originadas en préstamos externos de no residentes;
  - (1.8) Rentas de bonos y préstamos garantizados del Gobierno Nacional emitidos en moneda local;

- (1.9) Recuperos de créditos de quiebras locales y cobros de deudas concursales, en la medida que el cliente no residente, haya sido el titular de la acreencia judicialmente reconocida en la quiebra o concurso de acreedores, con resolución firme;
- (1.10) Herencias, de acuerdo a la declaratoria de herederos;
- (1.11) Beneficios, o de los servicios de venta de los valores recibidos, otorgados por el Gobierno Nacional en el marco de lo previsto en las Leyes 24.043, 24.411 y 25.914;
- (1.12) Por las operaciones cursadas a través de los convenios de pago y créditos recíprocos ALADI y República Dominicana y bilateral con Malasia descontadas por entidades en el exterior, cobradas a través del convenio con acreditación en cuentas de entidades locales, en la medida que el exportador haya ingresado y liquidado en el MULC los fondos recibidos del exterior por descuento;
- (1.13) Repatriaciones de inversiones directas en el sector privado no financiero, en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, y/o en propiedades inmuebles, en la medida que el inversor registre una permanencia en el país de esa inversión no menor a los 365 días corridos y el beneficiario no se encuentre comprendido en las disposiciones del punto I de la Comunicación "A" 4940, por los siguientes conceptos:
  - (1.13.1) Venta de la inversión directa.
  - (1.13.2) Liquidación definitiva de la inversión directa.
  - (1.13.3) Reducción de capital decidida por la empresa local.
  - (1.13.4) Devolución de aportes irrevocables efectuada por la empresa local.
- (1.14) Cobros de servicios o liquidación por venta de otras inversiones de portafolio (y sus rentas), en la medida que en conjunto no superen el equivalente de US\$500.000 por mes calendario por persona física o jurídica, en la totalidad de las entidades autorizadas a operar en cambios y el sujeto no se encuentre alcanzado por las disposiciones del Capítulo I, de la Comunicación "A" 4940. Estas repatriaciones de inversiones de portafolio comprenden entre otras: inversiones en cartera en acciones y participaciones en empresas locales, inversiones en fondos comunes de inversión y fideicomisos locales, compra de carteras de préstamos otorgados a residentes por bancos locales, compra de facturas y pagarés por operaciones comerciales locales, inversiones en bonos locales emitidos en Pesos y en moneda extranjera pagaderos localmente y las compras de otros créditos internos.
- (1.15) Indemnizaciones decididas por tribunales locales a favor de no residentes.

Conforme la Comunicación "C" 51232, en los casos donde se admite sin conformidad previa el acceso del no residente, también es posible el acceso al mercado del residente para la transferencia de los fondos a favor del no residente.

Conforme la Comunicación "A" 4940, se requiere la conformidad previa para las operaciones de repatriaciones de inversiones directas e inversiones de portafolio de no residentes comprendidas en los puntos 1.13 y 1.14 mencionados precedentemente, cuando el beneficiario del exterior, sea persona física o jurídica que resida o que esté constituida o domiciliada en dominios, jurisdicciones, territorios o Estados que se encuentren incluidos en el listado del Decreto N° 1344/1998.

- (2) Compras de divisas o billetes en moneda extranjera cuando no supere el equivalente de US\$5.000 por mes calendario en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios.

- (3) Compra de billetes, cheques y cheques del viajero en moneda extranjera, por el monto necesario para el ejercicio de sus funciones en el país de organismos internacionales, representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país, y representaciones en el país de Tribunales, autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la Argentina es parte.

Las operaciones que no encuadren en los puntos mencionados precedentemente, sólo podrán ser cursadas en la medida que cuenten con la previa conformidad del Banco Central.

#### *Formación de activos externos de residentes*

Las personas físicas y jurídicas residentes, patrimonios y otras universalidades constituidos en el país y los gobiernos locales, podrán acceder al MULC para formar activos externos cuando se reúnan las condiciones establecidas en la Comunicación "A" 5526, quedando el resto de las operaciones sujetas a la conformidad previa del Banco Central.

*Compras de moneda extranjera para su aplicación a destinos específicos en activos locales:* Se permite el acceso al MULC para la compra de activos externos, para su aplicación a un destino específico en activos locales, cuando se trate de las siguientes operaciones:

- (1) Compras de billetes en moneda extranjera que realicen los gobiernos locales sin límite de monto para depositar en cuentas locales de entidades financieras en el marco de las condiciones establecidas para los desembolsos de préstamos otorgados por Organismos Internacionales. Los fondos así constituidos, más sus intereses netos de gastos de la cuenta, deberán ser liquidados en el mercado local de cambios al momento de la utilización.
- (2) Compras de billetes en moneda extranjera para depositar en cuentas bancarias locales que se realicen simultáneamente al ingreso de fondos por ciertas financiaciones previstas en la Comunicaciones "A" 5526 y siempre que se cumpla con las condiciones que allí se establecen.
- (3) Compras de billetes en moneda extranjera que realicen las empresas públicas, empresas que aun estando constituidas como sujetos de derecho privado estén bajo el control del Estado Nacional y los fideicomisos constituidos con fondos aportados por el sector público nacional en la medida que correspondan a fondos aportados por el Tesoro Nacional depositados en cuentas locales en moneda extranjera abiertas en la entidad que cursa la operación destinadas a garantizar cartas de crédito u otros avales emitidos por las citadas entidades, para garantizar el pago de importaciones argentinas de bienes y servicios, y que se cumplan las restantes condiciones que se establecen en la Comunicación "A" 5526.
- (4) Compras de billetes en moneda extranjera para depositar en cuentas bancarias locales que realicen empresas del sector privado no financiero que registran deuda vencida e impaga con el exterior y que a la fecha de acceso al MULC hayan efectuado una oferta de refinanciación de su deuda a acreedores del exterior. Los montos adquiridos no deben superar el monto de los servicios de capital e intereses de deuda vencidos según el cronograma original ni el 75% de los pagos en efectivo incluidos en la oferta de refinanciación y se deben cumplir las restantes condiciones previstas en la Comunicación "A" 5526.
- (5) Compras de billetes en moneda extranjera que realicen fondos comunes de inversión para pagar en el país rescates de cuotas partes de clientes no alcanzados por lo dispuesto en el punto 1.b. de la Comunicación "A" 4377 y en la medida que hubieran ingresado divisas a tal fin por el mismo monto.
- (6) Compras de billetes que realicen agentes bursátiles residentes en el país que se ajusten a las condiciones previstas en la Comunicación "A" 5526 y se apliquen dentro de las 24 horas hábiles siguientes de la fecha de liquidación de cambio a cancelar compras de valores emitidos por no



residentes con cotización en el país y en el exterior efectuadas a clientes no alcanzados por lo dispuesto en el punto 1.b. de la Comunicación "A" 4377.

*Compra de divisas para su posterior aplicación a destinos específicos:* Las empresas residentes en el país autorizadas a prestar servicios de transporte internacional de cargas por carreteras, pueden acceder al mercado local de cambios para la compra de billetes en monedas extranjeras de los países signatarios del "Acuerdo de Transporte Internacional Terrestre" de conformidad con las pautas del punto 3.1. de la Comunicación "A" 5526.

*Compra de divisas para tenencia de billetes extranjeros en el país:* Las personas físicas residentes en el país podrán acceder al mercado local de cambios para las compras de billetes que realicen por el concepto "compra para tenencia de billetes extranjeros en el país" en función a los ingresos de su actividad declarados ante la AFIP y de los demás parámetros cuantitativos que se establezcan, en el marco de la política cambiaria, para su validación. El monto al que podrán acceder las personas físicas por este concepto se verá reflejado en el "Programa de Consulta de Operaciones Cambiarias" disponible en el sitio web de AFIP.

#### *Repatriación de activos externos*

Se permite el acceso al MULC por parte de residentes del sector privado no financiero para el ingreso de fondos de su propiedad percibidos en el exterior, incluyendo por cobros de deudas de no residentes, sujeto a los siguientes requisitos:

- (1) La transferencia deberá efectuarse desde una cuenta de titularidad del beneficiario local en bancos o instituciones del exterior a una cuenta de titularidad del beneficiario local en Argentina;
- (2) Los fondos percibidos deben haber permanecido al menos 10 días hábiles en la cuenta del exterior del beneficiario local. Este requisito de permanencia mínima no será de aplicación, entre otros supuestos, en caso de cobros de deudas financieras de no residentes con residentes; y
- (3) Los fondos ingresados en exceso de US\$2.000.000 por mes calendario en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios estarán sujetos al depósito obligatorio establecido en el Decreto N° 616/2005.

#### *Mercado de capitales*

Las operaciones de valores que se realicen en bolsas y mercados de valores autorizados, deberán abonarse por alguno de los siguientes mecanismos: (a) en Pesos utilizando las distintas modalidades que permiten los sistemas de pagos, (b) en moneda extranjera mediante transferencia electrónica de fondos desde y hacia cuentas a la vista en entidades financieras locales, y (c) contra cable sobre cuentas del exterior. En ningún caso, se permite la liquidación de estas operaciones de compra-venta de valores mediante el pago en billetes en moneda extranjera, o mediante su depósito en cuentas custodia o en cuentas de terceros (Comunicación "A" 4308).

A partir de lo dispuesto por Comunicación "A" 4864 del 3 de noviembre de 2008, el acceso al MULC de las entidades financieras por las operaciones de compra y venta de títulos valores en bolsas y mercados autorizados por operaciones propias o para la cobertura de clientes residentes o no residentes, en las condiciones establecidas en la Comunicación "A" 4308 del 4 de marzo de 2005 y complementarias, estará sujeta a la conformidad previa del BCRA cuando no sea posible demostrar que el valor transado ha permanecido en la cartera del vendedor por un período no menor a las 72 horas hábiles a contar a partir de la fecha de liquidación de la operación que dio lugar a la incorporación de los valores a la cartera del vendedor.

*Relevamiento de emisiones de títulos y de otras obligaciones externas del sector privado financiero y no financiero*

Mediante Comunicación "A" 3602 del 7 de mayo de 2002 se dispuso implementar un Sistema de Relevamiento de Pasivos Externos y Emisiones de Títulos, cuyas declaraciones corresponden al endeudamiento a fin de cada trimestre calendario, que deben cumplir las personas físicas y jurídicas del sector privado financiero y no financiero que registren pasivos de todo tipo con residentes en el exterior. La obligación de declaración está a cargo del deudor, quien debe presentar sus declaraciones a través de las entidades financieras. Dichas declaraciones tendrán el carácter de declaración jurada.

#### *Relevamiento de inversiones directas*

Mediante Comunicación "A" 4237 del 10 de noviembre de 2004 se dispuso implementar un Sistema de Relevamiento de Inversiones Directas en el país (por no residentes) y en el exterior (por residentes), que involucra a: (i) inversiones directas en el país de no residentes; (ii) inversiones directas en el exterior de residentes argentinos.

Se considera inversión indirecta aquella que refleja el interés duradero del residente de una economía (inversor directo) por una entidad residente de otra economía (empresa de inversión directa), con una participación en el capital no menor a un 10%. El régimen informativo establecido por esta Comunicación "A" 4237 tiene carácter semestral.

#### **Carga Tributaria**

#### **Carga Tributaria**

#### ***Generalidades***

La siguiente descripción se basa en las leyes tributarias de Argentina en vigencia a la fecha de este Prospecto y está sujeta a cualquier modificación legislativa que pudiera aplicarse en el futuro. Las consideraciones que siguen no importan un consejo u opinión legal respecto de las transacciones que puedan realizar los suscriptores de las Obligaciones Negociables, sino una breve descripción de ciertos (y no todos) aspectos del sistema impositivo argentino vinculado con la emisión de un programa de obligaciones negociables.

Se recomienda a los interesados consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias de participar en la oferta de adquisición de Obligaciones Negociables teniendo en cuenta situaciones particulares no previstas en esta descripción, en especial las que puedan tener relación con las leyes tributarias de su país de residencia.

La Argentina tiene celebrados aproximadamente una veintena de tratados impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso que algún inversor resida en uno de los países con convenio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto convencionalmente.

No obstante que la descripción que sigue se ampara en una interpretación razonable de las normas vigentes, no puede asegurarse que las autoridades de aplicación o los tribunales concuerden con todos y cada uno de los comentarios aquí efectuados.

## ***Impuesto a las ganancias***

### *Intereses*

Con excepción de lo que se describe más adelante, los pagos de intereses bajo las Obligaciones Negociables (incluido el descuento de emisión original, en su caso) estarán exentos del impuesto a las ganancias de Argentina siempre y cuando las Obligaciones Negociables se emitan de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables, y califiquen para la exención impositiva conforme al Artículo 36 de dicha ley. De conformidad con el Artículo 36, los intereses sobre las Obligaciones Negociables estarán exentos si se cumplen las siguientes condiciones (las “Condiciones del Artículo 36”):

- (a) las Obligaciones Negociables sean colocadas por oferta pública autorizada por la CNV;
- (b) los fondos obtenidos mediante la colocación de dichas Obligaciones Negociables, sean aplicados a uno o más de los siguientes destinos (i) inversiones en activos físicos situados en Argentina, (ii) integración de capital de trabajo en Argentina, (iii) refinanciación de pasivos y/o (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Compañía cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados; y
- (c) la Compañía acredite ante la CNV, en el tiempo, forma y condiciones determinados por ésta, que los fondos obtenidos fueron invertidos de acuerdo al plan aprobado.

A efectos de garantizar la transparencia de la emisión y asegurar que exista una colocación por oferta pública, las Normas de la CNV y demás normas vigentes, establecen requisitos adicionales que la emisión deberá cumplir.

El Decreto N° 1.076/1992, con sus modificaciones en virtud del Decreto N° 1.157/1992, ambos ratificados en virtud de la Ley N° 24.307 del 30 de diciembre de 1993, eliminó la exención correspondiente al impuesto a las ganancias por los intereses bajo las Obligaciones Negociables referida en los párrafos anteriores respecto de los contribuyentes sujetos a las normas impositivas de ajuste por inflación conforme al Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina (la “Ley de Impuesto a las Ganancias”) (en general, las sociedades creadas o constituidas conforme a la ley argentina, sucursales locales de sociedades extranjeras, empresas unipersonales y personas físicas que realizan ciertas actividades comerciales en Argentina) (“Entidades Argentinas”). En consecuencia, los pagos de intereses sobre las Obligaciones Negociables a Entidades Argentinas están sujetos al impuesto a las ganancias en Argentina a una alícuota del 35%.

Si bien en ciertos casos los pagos de intereses bajo las Obligaciones Negociables a Entidades Argentinas están sujetos a una retención fiscal del 35% a cuenta del impuesto a las ganancias antes descrito, cuando el tenedor es una entidad financiera regida por la Ley de Entidades Financieras N° 21.526 (la “Ley de Entidades Financieras”) dicha retención fiscal no resulta de aplicación (Artículo 81 de la Ley de Impuesto a las Ganancias).

Cuando los tenedores de las Obligaciones Negociables sean beneficiarios del exterior, no regirá lo dispuesto en los artículos 21 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y 106 de la Ley de Procedimiento Tributario que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del impuesto a las ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Por lo tanto, la exención establecida en virtud del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables es aplicable solamente a (i) personas físicas (incluidas sucesiones indivisas) residentes en Argentina, y (ii) beneficiarios del exterior (sean personas físicas o jurídicas).

Si la Emisora no cumple con las Condiciones del Artículo 36, el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece, que decaerán los beneficios resultantes del tratamiento impositivo, siendo la Emisora responsable del pago de los impuestos que le hubieran correspondido al inversor, calculados a la tasa máxima establecida por el artículo 90 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (35%).

### *Ganancias de capital*

Idéntico tratamiento al descrito en los párrafos anteriores respecto de los intereses bajo las Obligaciones Negociables se aplica sobre las ganancias de capital provenientes de la venta u otra forma de enajenación de las Obligaciones Negociables, siempre que se cumplan las Condiciones del Artículo 36.

### ***Impuesto sobre los bienes personales***

Las personas físicas domiciliadas y las sucesiones indivisas ubicadas en Argentina o en el extranjero deben incluir los títulos, tales como las Obligaciones Negociables, a fin de determinar su responsabilidad fiscal correspondiente al impuesto sobre los bienes personales (el "Impuesto sobre los Bienes Personales").

Para las personas físicas y sucesiones indivisas domiciliadas o radicadas en la Argentina, el impuesto grava todos los bienes situados en la Argentina o en el exterior al 31 de diciembre de cada año y se aplica con distintas alícuotas de acuerdo con el valor del patrimonio sujeto a impuesto. Esto es: 1) si los sujetos tienen bienes por una suma de más de \$305.000 y hasta \$750.000, se aplica una alícuota de 0,50% sobre el valor total de los bienes, 2) si los sujetos tienen bienes por una suma superior a \$750.000 y hasta \$2.000.000, se aplica una alícuota de 0,75% sobre el valor total de los bienes, 3) si los sujetos tienen bienes por una suma superior a \$2.000.000 y hasta \$5.000.000, se aplica una alícuota de 1,00% sobre el valor total de los bienes y 4) si los sujetos tienen bienes por una suma superior a \$5.000.000, se aplica una alícuota de 1,25% sobre el valor total de los bienes.

Por su parte, las personas físicas domiciliadas y las sucesiones indivisas ubicadas fuera de Argentina, tributan este impuesto por los bienes ubicados en Argentina (tales como las Obligaciones Negociables). La alícuota aplicable para estos contribuyentes es del 1,25%.

Si bien los títulos, tales como las Obligaciones Negociables, de propiedad de personas físicas domiciliadas o sucesiones indivisas ubicadas fuera de Argentina estarían técnicamente sujetos al Impuesto sobre los Bienes Personales de acuerdo con las disposiciones del Decreto N° 127/96, no se ha establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto en relación con tales títulos.

En algunos casos, respecto de ciertos bienes cuya titularidad directa corresponda a determinadas sociedades, empresas u otras entidades domiciliadas o, en su caso, radicadas en el exterior (específicamente, sociedades *off-shore* constituidas o radicadas en países que no apliquen regímenes de nominatividad de títulos valores privados; y que no sean compañías de seguros, fondos abiertos de inversión, fondos de pensión o entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países en los que sus bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Bancos de Basilea), la ley presume sin admitir prueba en contrario, que los mismos pertenecen a personas físicas o sucesiones indivisas domiciliadas o, en su caso, radicadas en el país. En consecuencia, esos bienes estarán alcanzados por el Impuesto sobre los Bienes Personales a la tasa de 2,5%. No obstante, el Decreto N° 812/1996, del 24 de julio de 1996, dispone que la presunción legal analizada precedentemente no se aplicará a las acciones y títulos de deuda privados, tales como las Obligaciones Negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se listen en los mercados ubicados en Argentina o en el extranjero.

Con el objeto de garantizar que esta presunción legal no se aplicará y en consecuencia, que la Compañía no será responsable en calidad de obligado sustituto respecto de las Obligaciones Negociables, la Compañía conservará en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las acciones o títulos de deuda privados y constancias que verifiquen que dicho certificado o autorización se hallaba en vigencia al 31 de diciembre del año en que tuvo lugar la obligación fiscal, conforme lo requiere la Resolución N° 2.151 de la AFIP de fecha 31 de octubre de 2006.

### ***Impuesto al valor agregado***

En tanto se cumplan las Condiciones del Artículo 36, las operaciones financieras y operaciones relacionadas con la emisión, colocación, compra, transferencia, pago de capital y/o intereses o rescate de las Obligaciones Negociables estarán exentas de cualquier impuesto al valor agregado en Argentina. Según lo previsto en el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables, si la emisora no cumpliera las Condiciones del Artículo 36, ésta será responsable por el pago de cualquiera de los impuestos resultantes.

De conformidad con la ley de impuesto al valor agregado, la transferencia de las Obligaciones Negociables está exenta del impuesto al valor agregado aun cuando no se reúnan las Condiciones del Artículo 36.

### ***Impuesto a la ganancia mínima presunta***

La Ley N° 25.063 establece un impuesto a la ganancia mínima presunta (“IGMP”) del 1% aplicable sobre el valor de los activos de las personas jurídicas locales, incluyendo las obligaciones negociables, siempre que dichos activos tengan un valor superior a \$200.000. Los sujetos pasivos del impuesto son las sociedades constituidas en el país, las asociaciones y fundaciones domiciliadas en el país, las empresas unipersonales ubicadas en el país, pertenecientes a personas domiciliadas en el mismo, las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1° de la Ley N° 22.016, los fideicomisos constituidos en el país conforme a las disposiciones de la Ley de Fideicomiso N° 24.441 (excepto los fideicomisos financieros), los fondos comunes de inversión constituidos en el país no comprendidos en el artículo 1° de la Ley N° 24.083 y sus modificaciones, y los establecimientos estables domiciliados o ubicados en el país para el desarrollo de actividades en el país pertenecientes a sujetos del exterior.

En el caso de las entidades sujetas a la Ley de Entidades Financieras, de las compañías de seguros sometidas al control de la Superintendencia de Seguros de la Nación y de las sociedades de leasing (cuyo objeto principal sea la dación de bienes en leasing de acuerdo con la Ley N° 24.548 y como actividad secundaria realicen exclusivamente actividades financieras), la base imponible del impuesto estará constituida por el 20% del valor de sus activos.

La Ley N° 25.063 del IGMP establece que el Impuesto a las Ganancias podrá computarse como pago a cuenta del IGMP. La ley del IGMP dispone que si en algún ejercicio, el monto a pagar en concepto de IGMP resultare mayor que el Impuesto a las Ganancias, la diferencia resultante podrá ser computada como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias que resulte a pagar en los diez ejercicios fiscales siguientes, y hasta la concurrencia del mayor monto que en concepto de Impuesto a las Ganancias resulte a pagar en dichos ejercicios.

Los tenedores de obligaciones negociables sujetos al impuesto deberán computarlas a los efectos de su pago.

El valor susceptible de gravamen impositivo de las obligaciones negociables se determinará: (i) sobre la base de la última cotización a la fecha de cierre del año fiscal en cuestión si las obligaciones negociables, según sea el caso, se listan en los mercados públicos; y (ii) si las obligaciones negociables, según sea el caso, no cotizan en los mercados autorizados, se tendrá en cuenta su costo, que sufrirá un incremento, en caso de ser relevante, sobre la base del monto de intereses y diferencias de cambio devengados a la fecha de cierre del año fiscal.

El IGMP está vigente hasta el 30 de diciembre de 2019, según lo dispuesto por la Ley N° 26.545.

### ***Impuestos sobre los débitos y créditos bancarios***

La Ley N° 25.413, con su modificatoria, establece, con ciertas excepciones, un impuesto que grava los débitos y créditos en cuentas corrientes mantenidas en entidades financieras de la Argentina y sobre otras operaciones que se utilizan en reemplazo del uso de cuentas corrientes bancarias. La alícuota general es del 0,6% por cada débito y crédito (a pesar de que, en ciertos casos, puede regir una alícuota mayor de 1,2% y una menor de 0,075%).

De acuerdo con la normativa vigente, el 34% del impuesto pagado sobre los créditos gravados con la alícuota del 0,6% y el 17% del impuesto pagado sobre operaciones gravadas con la alícuota de 1,2% se considerarán un pago a cuenta del impuesto a las ganancias y del impuesto a la ganancia mínima presunta.

Este crédito como pago a cuenta será imputado, indistintamente, contra el impuesto a las ganancias y/o el IGMP. El monto excedente no podrá ser compensado con otros impuestos ni transferido a favor de terceros, solamente podrá ser trasladado hasta su agotamiento, a otros períodos económicos de los citados impuestos.

Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3250 del Banco Central) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país (véase artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto N° 380/2001).

### ***Impuesto sobre los ingresos brutos***

Los inversores que en forma regular participan, o que se presume participan, en actividades en cualquier jurisdicción en la que perciban ingresos de los intereses derivados de la tenencia de Obligaciones Negociables, o de su venta o transmisión, podrían estar sujetos al pago del impuesto sobre los ingresos brutos según las alícuotas establecidas por las leyes específicas de cada provincia argentina, a menos que resulte aplicable una exención.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los ingresos brutos provenientes de toda operación sobre obligaciones negociables emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables -venta o disposición, cobro de intereses, amortizaciones, actualizaciones- se encuentran exentos del impuesto sobre los Ingresos Brutos. El Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que la exención es procedente mientras sea de aplicación la exención del impuesto a las ganancias.

De la misma manera, el artículo 207 inciso c) del Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires dispone que los ingresos derivados de cualquier obligación emergente de obligaciones negociables emitidas en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables, estarán exentos del Impuesto sobre los Ingresos Brutos, en la medida que se aplique la exención en el Impuesto a las Ganancias.

### ***Impuestos de sellos***

Según el Artículo 35 de la Ley de Obligaciones Negociables, las resoluciones, contratos y operaciones relacionadas con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables no están gravadas por el impuesto de sellos en el ámbito Nacional. En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los actos, contratos y operaciones relacionadas con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables no están sujetas al pago de impuestos de sellos. Si se realizaran en ciertas provincias, tales actos podrían estar gravados en las correspondientes jurisdicciones si no existiera una exención específica en el Código Fiscal Provincial correspondiente.

### ***Tasa de justicia***

En caso de que fuera necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se aplicará una tasa de justicia (actualmente a una alícuota del 3%) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales argentinos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

### ***Otras Consideraciones***

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires no se grava con impuestos a la transmisión gratuita de bienes a herederos, donantes, legatarios o donatarios. Otras provincias han sancionado un impuesto a la

transmisión gratuita de bienes (en adelante, el "ITGB"), como la Provincia de Buenos Aires, con vigencia a partir de 2010, cuyas características básicas son las siguientes:

- El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
- Son contribuyentes del ITGB las personas físicas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
- Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires.
- Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando éstos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de la transmisión, emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción; y (iii) los títulos, acciones y otros valores mobiliarios representativos de capital social o equivalente que al tiempo de la transmisión se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encontraren en la Provincia de Buenos Aires.

En cuanto a las alícuotas, las mismas varían según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

Respecto de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular.

Ningún impuesto a la transferencia de valores negociables, impuesto a la emisión, registro o similares debe ser pagado por los suscriptores de las Obligaciones Negociables.

#### ***Fondos con origen en países no colaboradores a los fines de la transparencia fiscal***

El Decreto N° 589/2013 modificó el régimen previsto por el Decreto N° 1.344/98 y sus modificatorias, estipulando que se consideran países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales cooperadores a los fines de la transparencia fiscal, aquellos que suscriban con el Gobierno de la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula de intercambio de información amplio, siempre que se cumpla el efectivo intercambio de información.

La consideración como país cooperador a los fines de la transparencia fiscal podrá ser reconocida también, en la medida en que el gobierno respectivo haya iniciado con el Gobierno de la República Argentina las negociaciones necesarias a los fines de suscribir un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula de intercambio de información amplio.

La AFIP dictó la Resolución General 3576/13. De acuerdo con el artículo 1 el listado establecido por el inciso b) del Artículo 2° del Decreto N° 589 del 27 de mayo de 2013 podrá ser consultado en el sitio "web" de la AFIP (<http://www.afip.gob.ar>).

Los países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados y regímenes tributarios especiales, considerados cooperadores a los fines de la transparencia fiscal se clasifican conforme se indica a continuación:

- a. Cooperadores que suscribieron Convenio de Doble Imposición o Acuerdo de Intercambio de Información, con evaluación positiva de efectivo cumplimiento de intercambio de información,
- b. cooperadores con los cuales habiéndose suscripto Convenio de Doble Imposición o Acuerdo de Intercambio de Información, no haya sido posible evaluar el efectivo intercambio, y
- c. cooperadores con los cuales se ha iniciado el proceso de negociación o de ratificación de un Convenio de Doble Imposición o Acuerdo de Intercambio de Información.

Asimismo, de acuerdo con el artículo 2, la inclusión de países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados y regímenes tributarios especiales, en el listado, así como la exclusión de los oportunamente designados, será establecida, por la AFIP mediante aprobación expresa y publicada en el referido sitio "web".

Conforme la presunción legal prevista en el artículo 18.1 de la Ley Nº 11.683, los fondos provenientes de países considerados no colaboradores a los fines de la transparencia fiscal serán gravados de la siguiente manera:

- (a) con el impuesto a las ganancias, a una tasa del 35%, aplicada sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- (b) con el impuesto al valor agregado, a una tasa del 21%, también aplicada sobre el 110% del monto de los fondos recibidos.

Aunque el significado del concepto ingresos provenientes no está claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- (1) desde una cuenta en un país no colaborador o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país no colaborador pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país no colaborador.
- (2) a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

El sujeto local o receptor local de los fondos puede refutar dicha presunción legal probando debidamente ante la autoridad impositiva que los fondos provienen de actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por una tercera persona en dicha jurisdicción o que dichos fondos fueron declarados con anterioridad.

#### ***Tratados para evitar la doble imposición***

La Argentina ha suscripto tratados para evitar la doble imposición con Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Italia, Holanda, Noruega, Suecia, el Reino Unido, Rusia, Uruguay y España. Actualmente no hay pactos ni convenciones fiscales vigentes entre Argentina y los Estados Unidos de América. No puede precisarse cuando, si lo hubiera, un pacto será ratificado o puesto en vigencia. Por lo tanto, las consecuencias fiscales en Argentina descritas en este capítulo se aplicarán, sin modificación a tenedores de Obligaciones Negociables que sea un residente estadounidense.

**EL RESUMEN PRECEDENTE NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TITULARIDAD DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES. LOS TENEDORES Y LOS POSIBLES COMPRADORES DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES DEBEN CONSULTAR A SUS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN SU SITUACIÓN PARTICULAR.**



**ANEXO A**

**ESTADOS FINANCIEROS**

**Correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012**

**EMISORA**

**CENTRAL TÉRMICA LOMA DE LA LATA S.A.**  
Ortiz de Ocampo 3302, Edificio 4  
C1425DSU – Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
Argentina

**ASESORES LEGALES DE LA EMISORA**

**SALAVERRI, DELLATORRE, BURGIO & WETZLER MALBRÁN**  
Av. Libertador 602, Piso 2° (C1001ABT)  
Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
Argentina

**AUDITORES EXTERNOS**

**PRICE WATERHOUSE & CO SRL**  
(firma miembro de PWC)  
Bouchard 557, Piso 7°  
C1106ABG- Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
Argentina