



CAPEX S.A.

Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables por un Valor Nominal de hasta U\$S 600.000.000 (o su equivalente en otras monedas)

En virtud del programa global de emisión de obligaciones negociables por un valor nominal de hasta U\$S 600.000.000 (o su equivalente en otras monedas) (el “Programa”) que se describe en el presente prospecto (el “Prospecto”), Capex S.A. (indistintamente, “Capex”, la “Sociedad”, la “Compañía” o la “Emisora”), podrá emitir periódicamente, en una o más series (cada una de ellas, una “Serie”) y/o en una o más clases (cada una de ellas, una “Clase”) obligaciones negociables simples no convertibles en acciones (las “Obligaciones Negociables”). El valor nominal total máximo de todas las Obligaciones Negociables que periódicamente se encuentren en circulación en el marco del Programa no excederá la suma de U\$S 600.000.000 (o su equivalente en otras monedas). A los fines del cómputo del monto total del Programa, el tipo de cambio a aplicar será el precio del Dólar “Vendedor Divisa” informado por el Banco de la Nación Argentina S.A. (el “Banco Nación”).

La Emisora podrá emitir las Obligaciones Negociables en distintas Clases y/o Series, pudiendo re-emitirse cualesquiera de ellas en los montos, a los precios y bajo las condiciones determinadas en oportunidad de la emisión conforme se especifique en el suplemento de precio aplicable a cada una de dichas Clases y/o Series de Obligaciones Negociables (cada uno de ellos, un “Suplemento de Precio”). El valor nominal, denominación, moneda, precio de emisión, vencimiento e intereses y los demás términos y condiciones específicos de cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables estarán detallados en el Suplemento de Precio correspondiente, que complementará, modificará y/o reemplazará las pautas generales establecidas en el Programa respecto de tal Clase y/o Serie y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables descriptos en el Prospecto bajo el Capítulo IX “*De la Oferta y la Negociación*” pero en ningún caso en detrimento del interés de los inversores.

Oferta Pública autorizada por Resolución N°18.632 de fecha 27 de abril de 2017 de la Comisión Nacional de Valores. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La Comisión Nacional de Valores no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Sociedad y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N° 26.831. El órgano de administración manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Sociedad y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

Las Obligaciones Negociables tendrán los plazos de vencimiento y los plazos y formas de amortización establecidos en el correspondiente Suplemento de Precio, respetando en todo momento los plazos mínimos y máximos que resulten aplicables de acuerdo con la normativa vigente, contados a partir de su fecha de emisión original. Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, no devengar intereses y ser emitidas con descuento sobre su valor nominal, y/o devengar intereses sobre la base de cualquier otro método que se indique en el Suplemento de Precio aplicable.

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones directas, con o sin garantía especial, subordinadas o no e incondicionales de la Emisora y gozarán del mismo grado de privilegio sin preferencia alguna entre sí. Las Obligaciones Negociables gozarán en todo momento de igual derecho de pago que todas las demás obligaciones no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora, salvo especificación en contrario o tratamiento preferencial según la ley aplicable.

Las Obligaciones Negociables a ser emitidas periódicamente en Series y/o Clases serán colocadas a través de uno o más colocadores designados en relación con dicha emisión (cada uno de ellos, un “Colocador”). La oferta, venta y suscripción de las Obligaciones Negociables estarán sujetas a las restricciones detalladas en el presente y adicionalmente podrán estar sujetas a aquellas restricciones que puedan determinarse en el Suplemento de Precio aplicable. El Prospecto podrá ser utilizado únicamente a los fines para los que fue publicado.

El presente Prospecto no podrá utilizarse para ofrecer las Obligaciones Negociables emitidas en virtud del Programa, a menos que estuviera acompañado por el correspondiente Suplemento de Precio.

Las Obligaciones Negociables constituirán, una vez emitidas, obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables de la República Argentina N° 23.576 y sus modificatorias y reglamentarias (la “Ley de Obligaciones Negociables”) y de las normas de la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”) conforme su texto ordenado vigente en virtud de la Resolución N° 622/13 y sus modificatorias y/o complementarias (las “Normas de la CNV”), y serán colocadas por oferta pública de acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 26.831, sus modificatorias y reglamentarias (la “Ley de Mercado de Capitales”). Las Obligaciones Negociables gozarán de los beneficios otorgados en la normativa vigente citada y se emitirán y colocarán de conformidad y en cumplimiento de todos sus requisitos.

Antes de adoptar cualquier decisión de inversión en las Obligaciones Negociables, los potenciales inversores deberán analizar ciertos factores detallados en el Capítulo III. “*Información clave sobre la Emisora*”, en su punto e) “*Factores de Riesgo*” del presente Prospecto.

Las Obligaciones Negociables serán listadas y negociadas en aquellos mercados que se especifiquen en los respectivos Suplementos de Precio.

<p>LA EMISORA HA DECIDIDO QUE EL PROGRAMA NO CUENTE CON CALIFICACIÓN DE RIESGO ALGUNA, SINO QUE PODRÁ CALIFICAR CADA CLASE Y/O SERIE EMITIDA BAJO EL MISMO Y HARÁ CONSTAR LA CALIFICACIÓN OTORGADA EN EL RESPECTIVO SUPLEMENTO DE PRECIO. VÉASE “CALIFICACIONES”, EN EL PRESENTE PROSPECTO.</p>
--

La fecha de este Prospecto es 28 de abril de 2017

NOTIFICACIÓN IMPORTANTE

El presente Prospecto contiene información relevante sobre la Emisora que ha sido suministrada por Capex y por aquellas fuentes que se indiquen en el presente. No se ha autorizado a persona alguna para dar información o realizar declaraciones no contenidas en el presente o que no sean compatibles con el mismo o con la demás información que la Emisora pudiera haber suministrado en relación con las Obligaciones Negociables, por lo que, de recibirse tal información o declaración, no podrá considerarse que ha sido autorizada por la Emisora o por aquellos Colocadores u agentes organizadores que se desempeñaren en una emisión de las Obligaciones Negociables en particular (los “Organizadores”).

PREVIO A ADOPTAR UNA DECISIÓN DE INVERSIÓN EN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES A EMITIRSE EN EL MARCO DEL PRESENTE, LOS POTENCIALES COMPRADORES DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES DEBERÁN ASEGURARSE HABER TOMADO CONOCIMIENTO DE TODOS LOS RIESGOS INVOLUCRADOS, INCLUYENDO ELLO NO SÓLO LOS TÉRMINOS EXPUESTOS EN EL PRESENTE SINO TAMBIÉN SU PROPIO EXAMEN DE LA EMISORA, Y HABER CONSIDERADO A SU VEZ LA CONVENIENCIA DE INVERTIR EN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN FUNCIÓN DE SU PROPIA SITUACIÓN PATRIMONIAL Y FINANCIERA, ENTRE OTRAS CIRCUNSTANCIAS. PARA OBTENER MAYOR INFORMACIÓN SOBRE CIERTOS FACTORES A SER CONSIDERADOS, VÉASE “FACTORES DE RIESGO” DEL PRESENTE PROSPECTO Y DEL SUPLEMENTO DE PRECIO APLICABLE, DE CORRESPONDER.

LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA EN EL PRESENTE PROSPECTO NO DEBERÁ SER INTERPRETADA COMO ASESORAMIENTO DE INVERSIÓN, IMPOSITIVO, LEGAL O DE OTRA ÍNDOLE. SE RECOMIENDA CONSULTAR A SU PROPIO ABOGADO, CONTADOR Y ASESOR DE NEGOCIOS RESPECTO DE CUALQUIER ASUNTO LEGAL, IMPOSITIVO, COMERCIAL Y CUALQUIER OTRO ASPECTO RELACIONADO CON LA COMPRA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES.

Con excepción de lo exigido por la ley o reglamentación aplicable, los Colocadores y Organizadores no formulan declaración, garantía ni compromiso alguno, expreso o implícito, ni han realizado verificación independiente alguna y no aceptan responsabilidad alguna respecto de la exactitud o integridad de la información contenida en este Prospecto o en cualquier Suplemento de Precio aplicable, o de cualquier otra información suministrada por la Emisora en relación con las Obligaciones Negociables. Ni los Colocadores ni los Organizadores aceptan responsabilidad alguna en relación con la información contenida en este Prospecto o cualquier otra información suministrada por la Emisora en relación con las Obligaciones Negociables, con excepción de la responsabilidad que surja de la normativa legal o reglamentaria aplicable.

Este Prospecto, así como toda otra información suministrada en relación con una eventual emisión de Obligaciones Negociables en el marco del Programa, no pretenden constituir la base de una evaluación crediticia o de cualquier otro tipo, y no deben ser considerados como una recomendación formulada por la Emisora, los Colocadores y/o los Organizadores. Todo inversor que considere la posibilidad de comprar las Obligaciones Negociables a ser emitidas en el marco del presente Programa, debe realizar su propia investigación independiente acerca de la situación patrimonial, financiera y resultados de las operaciones de la Emisora, así como su propia evaluación de la solvencia de ésta. Este Prospecto, así como toda otra información suministrada en relación con las Obligaciones Negociables, no constituye una oferta ni solicitud de ofertas formulada por la Emisora, los Colocadores y/u Organizadores, dirigida a persona alguna para la compra de obligaciones negociables distintas de las Obligaciones Negociables descritas en el Suplemento de Precio pertinente de este Prospecto.

La entrega de este Prospecto no implica en momento alguno que la información contenida en él referida a la Emisora sea correcta en cualquier oportunidad posterior a la fecha del presente, o que cualquier otra

información incluida en cualquier Suplemento de Precio aplicable relacionada con la emisión de las Obligaciones Negociables sea correcta a cualquier fecha posterior a la que se indica en el documento que contiene la misma. Los Colocadores y los Organizadores, en forma expresa, no se comprometen a examinar la situación patrimonial o los asuntos de la Emisora o de las subsidiarias de la Emisora durante la vigencia del Programa. Los inversores deben analizar los estados financieros más recientes de la Emisora al decidir sobre la potencial compra de cualquiera de las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables revestirán tal carácter en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables, con derecho a los beneficios allí establecidos y sujetas a los requisitos de procedimiento establecidos en la citada ley, la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV, las resoluciones aplicables de la Administración Federal de Ingresos Públicos (“AFIP”) y cualquier otra ley o reglamentación argentina aplicable.

Conforme a la normativa argentina aplicable, las Obligaciones Negociables no podrán ser ofrecidas directamente al público en la República Argentina salvo a través de agentes registrados ante la CNV en alguna de las categorías habilitadas a tal efecto y mediante un Suplemento de Precio aprobado por aquel organismo.

AVISO A LOS INVERSORES SOBRE NORMATIVA REFERENTE A LA PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y EL FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO

EL SISTEMA ARGENTINO DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y CONTRA EL FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO (“PLAFT”) SE ENCUENTRA VINCULADO CON EL PROCESO DE ADOPCIÓN DE LOS ESTÁNDARES NORMATIVOS INTERNACIONALES Y LAS RECOMENDACIONES DEL GRUPO DE ACCIÓN FINANCIERA (“GAFI”). EN ESTE SENTIDO, EN EL AÑO 2000, EL CONGRESO ARGENTINO APROBÓ LA LEY NO. 25.246 – MODIFICADA POR LAS LEYES NO. 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.831, 26.860 Y 27.260– (LA “LEY ANTILAVADO”). LA LEY ANTILAVADO SE ENCUENTRA ACTUALMENTE REGLAMENTADA POR EL DECRETO NO. 290/2007 (MODIFICADO POR EL DECRETO NO. 1936/2010, MODIFICADO A SU VEZ POR LOS DECRETOS N° 146/2016 Y 360/2016). LA REPÚBLICA ARGENTINA TAMBIÉN HA APROBADO Y RATIFICADO, ENTRE OTRAS, A LA CONVENCION DE LAS NACIONES UNIDAS CONTRA EL TRÁFICO ILÍCITO DE ESTUPEFACIENTES Y SUSTANCIAS SICOTRÓPICAS O CONVENCION DE VIENA DE 1988 (LEY NO. 24.072), LA CONVENCION DE LAS NACIONES UNIDAS CONTRA LA DELINCUENCIA ORGANIZADA TRANSNACIONAL O CONVENCION DE PALERMO DE 2001 (LEY NO. 25.632), LA CONVENCION DE LAS NACIONES UNIDAS CONTRA LA CORRUPCION O CONVENCION DE MÉRIDA DE 2003 (LEY NO. 26.097), LA CONVENCION INTERAMERICANA CONTRA LA CORRUPCION (LEY NO. 24.759) Y LA CONVENCION INTERNACIONAL DE LAS NACIONES UNIDAS PARA LA SUPRESION DE LA FINANCIACION DEL TERRORISMO (LEY NO. 26.024); APROBACION DE LAS RESOLUCIONES NO. 1267 (1999) Y 1373 (2001) DEL CONSEJO DE SEGURIDAD DE LAS NACIONES UNIDAS (“CSNU”) POR LOS DECRETOS NO. 253/2000 Y 1235/2001 RESPECTIVAMENTE, COMO ASÍ TAMBIÉN LA PUBLICIDAD DE LAS RESOLUCIONES DEL CSNU DISPUESTA POR EL DECRETO NO. 1521/2004 Y MODIFICATORIOS.

LA LEY ANTILAVADO CREA LA UNIDAD DE INFORMACIÓN FINANCIERA (“UIF”), ORGANISMO QUE FUNCIONA CON AUTONOMÍA Y AUTARQUÍA FINANCIERA DENTRO DE LA ÓRBITA DEL MINISTERIO DE FINANZAS, LUEGO DE LA MODIFICACIÓN OPERADA POR LEY N° 27.260 Y EL DECRETO N° 32/2017 Y QUE TIENE A SU CARGO EL ANÁLISIS, TRATAMIENTO Y TRANSMISIÓN DE INFORMACIÓN CON EL FIN DE PREVENIR E IMPEDIR EL LAVADO DE ACTIVOS Y LA FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO.

UNO DE LOS EJES CENTRALES DEL RÉGIMEN DE PREVENCIÓN, REPRESIÓN Y LUCHA CONTRA DICHOS DELITOS QUE ESTABLECE LA LEY ANTILAVADO CONSISTE EN LA OBLIGACIÓN DE INFORMAR A LA UIF, IMPUESTA A DETERMINADOS SUJETOS QUE –POR SU PROFESIÓN, ACTIVIDAD O INDUSTRIA– EL LEGISLADOR HA CONSIDERADO OCUPAN UNA POSICIÓN CLAVE PARA LA DETECCIÓN DE OPERACIONES SOSPECHOSAS DE LAVADO DE ACTIVOS Y/O FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO. DICHOS SUJETOS (LOS “SUJETOS OBLIGADOS”) SON LOS ENUMERADOS TAXATIVAMENTE EN EL ART. 20 DE LA LEY ANTILAVADO. ESTA NÓMINA COMPRENDE, ENTRE OTROS, A LAS “ENTIDADES FINANCIERAS SUJETAS AL RÉGIMEN DE LA LEY N° 21.526 Y MODIFICATORIAS”, A “LOS AGENTES Y SOCIEDADES DE BOLSA, SOCIEDADES GERENTE DE FONDOS COMUNES DE INVERSIÓN, AGENTES DE MERCADO ABIERTO ELECTRÓNICO, Y TODOS AQUELLOS INTERMEDIARIOS EN LA COMPRA, ALQUILER O PRÉSTAMO DE TÍTULOS VALORES QUE OPEREN BAJO LA ÓRBITA DE BOLSAS DE COMERCIO CON O SIN MERCADOS ADHERIDOS; LOS AGENTES INTERMEDIARIOS INSCRIPTOS EN LOS MERCADOS DE FUTUROS Y OPCIONES CUALQUIERA SEA SU OBJETO” Y 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”.

LAS OBLIGACIONES DE LOS SUJETOS OBLIGADOS SE ENCUENTRAN ESTABLECIDAS DE MANERA GENERAL EN LOS ARTS. 20 BIS, 21, 21 BIS Y 22 DE LA LEY ANTI LAVADO, Y SE REFIEREN BÁSICAMENTE AL DEBER DE CONOCER A LOS CLIENTES, REPORTAR OPERACIONES SOSPECHOSAS A LA UIF, DESIGNAR UN OFICIAL DE CUMPLIMIENTO EN LA MATERIA, ESTABLECER MANUALES DE PROCEDIMIENTO Y GUARDAR SECRETO RESPECTO DE LAS ACTUACIONES RELATIVAS AL CUMPLIMIENTO DE LA LEY ANTI LAVADO, ENTRE OTRAS. NO OBSTANTE, DADA LA VARIEDAD DE SUJETOS OBLIGADOS, LA LEY ANTI LAVADO DISPONE QUE LA UIF DEBE ESTABLECER PARA CADA UNO DE ELLOS MODALIDADES Y LÍMITES DE CUMPLIMIENTO ESPECÍFICOS, EN RAZÓN DE LAS PARTICULARIDADES DE SU INDUSTRIA O PROFESIÓN.

ADICIONALMENTE, LA LEY ANTI LAVADO ESTABLECE QUE CUANDO EL ÓRGANO O EJECUTOR DE UNA PERSONA JURÍDICA HUBIERA FALTADO AL DEBER DE GUARDAR SECRETO EN LOS TÉRMINOS DE LA MENCIONADA LEY, LA PERSONA JURÍDICA SERÁ PASIBLE DE MULTA DE \$ 50.000 A \$ 500.000.

ASÍ, A TRAVÉS DE LA RESOLUCIÓN UIF 121/2011 Y MODIFICATORIAS O COMPLEMENTARIAS (RESOLUCIONES UIF 1/2012, 2/2012, 140/2012, 68/2013, 3/2014, 196/2015, 94/2016, 104/2016, 141/2016 Y 4/2017), SE ESTABLECIERON LAS MEDIDAS Y PROCEDIMIENTOS QUE DEBERÁN OBSERVAR EN RELACIÓN CON ESTE TEMA LAS ENTIDADES FINANCIERAS. DEL MISMO MODO, MEDIANTE LA RESOLUCIÓN UIF 229/2011 Y MODIFICATORIAS O COMPLEMENTARIAS (RESOLUCIONES UIF 140/2012, 3/2014, 104/2016, 141/2016 Y 4/2017) SE REGLAMENTARON LAS OBLIGACIONES DE LOS INTERMEDIARIOS EN LA COMPRA, ALQUILER O PRÉSTAMO DE TÍTULOS VALORES QUE OPEREN BAJO LA ÓRBITA DE BOLSAS DE COMERCIO Y DEMÁS SUJETOS OBLIGADOS VINCULADOS AL MERCADO DE CAPITALES CITADOS SUPRA. FINALMENTE, MEDIANTE RESOLUCIÓN UIF 140/2012 Y MODIFICATORIAS O COMPLEMENTARIAS (RESOLUCIONES UIF 3/2014 Y 104/2016) SE REGLAMENTARON LAS OBLIGACIONES DE LAS PERSONAS FÍSICAS O JURÍDICAS QUE ACTÚEN COMO FIDUCIARIOS O ADMINISTRADORES EN CONTRATOS DE FIDEICOMISOS.

ASIMISMO, TODOS LOS SUJETOS OBLIGADOS –O SU MAYORÍA, SEGÚN EL CASO- SE ENCUENTRAN ALCANZADOS POR LAS RESOLUCIONES UIF 29/2013 (SOBRE PREVENCIÓN DE LA FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO), UIF 11/2011 (MODIFICADA POR LA RESOLUCIÓN UIF 52/2012, SOBRE PERSONAS EXPUESTAS POLÍTICAMENTE), 50, 51/2011 Y 460/2015 (SOBRE REGISTRACIÓN DE SUJETOS OBLIGADOS Y OFICIALES DE CUMPLIMIENTO Y REPORTE ONLINE DE OPERACIONES SOSPECHOSAS) Y 70/2011 (SOBRE REPORTE SISTEMÁTICO DE OPERACIONES), 3/2014 (SOBRE REPORTE DE REGISTRACIÓN), 300/2014 (SOBRE REPORTE DE MONEDAS VIRTUALES) Y 92/2016 (VINCULADO AL RÉGIMEN DE SINCERAMIENTO FISCAL).

LAS RESOLUCIONES UIF 121/2011, 229/2011 Y 140/2012 DEFINEN A LOS CLIENTES DE MANERA AMPLIA, COMO TODAS AQUELLAS PERSONAS FÍSICAS O JURÍDICAS CON LAS QUE SE ESTABLECE, DE MANERA OCASIONAL O PERMANENTE, UNA RELACIÓN CONTRACTUAL DE CARÁCTER FINANCIERO, ECONÓMICO O COMERCIAL, SIN PERJUICIO DE ESTABLECER DETERMINADAS ESPECIFICACIONES SEGÚN EL CASO, MONTOS, ENTRE OTROS. POR SU PARTE, LA RESOLUCIÓN UIF 140/2012 DISPONE UNA DEFINICIÓN ESPECÍFICA DE CLIENTES. TODOS LOS CLIENTES DE SUJETOS OBLIGADOS SE

ENCUENTRAN SUJETOS A ESTRICTOS PROCEDIMIENTOS DE IDENTIFICACIÓN, CONOCIMIENTO Y CONTROL, ENTRE OTRAS OBLIGACIONES.

ADEMÁS, BAJO LAS REFERIDAS RESOLUCIONES, LAS ENTIDADES FINANCIERAS, LOS AGENTES Y SOCIEDADES DE BOLSA, SOCIEDADES GERENTE DE FONDOS COMUNES DE INVERSIÓN, AGENTES DE MERCADO ABIERTO ELECTRÓNICO, TODOS AQUELLOS INTERMEDIARIOS EN LA COMPRA, ALQUILER O PRÉSTAMO DE TÍTULOS VALORES QUE OPEREN BAJO LA ÓRBITA DE BOLSAS DE COMERCIO CON O SIN MERCADOS ADHERIDOS, ASÍ COMO LOS AGENTES HABILITADOS INSCRIPTOS EN LOS MERCADOS DE FUTUROS Y OPCIONES CUALQUIERA SEA SU OBJETO Y LOS FIDUCIARIOS Y OTRAS PERSONAS VINCULADAS A FIDEICOMISOS, TODOS ELLOS SUJETOS OBLIGADOS, DEBERÁN REPORTAR A LA UIF, CONFORME LO ESTABLECIDO EN LA LEY ANTI-LAVADO, AQUELLAS OPERACIONES INUSUALES QUE, DE ACUERDO CON LA IDONEIDAD EXIGIBLE EN FUNCIÓN DE LA ACTIVIDAD QUE REALIZAN Y EL ANÁLISIS EFECTUADO, CONSIDEREN SOSPECHOSAS DE LAVADO DE ACTIVOS O FINANCIACIÓN DE TERRORISMO. DICHAS OPERACIONES DEBERÁN REPORTARSE, EN CASO DE OPERACIONES SOSPECHOSAS DE LAVADO DE ACTIVOS, EN UN PLAZO MÁXIMO DE 150 DÍAS CORRIDOS A PARTIR DE LA OPERACIÓN REALIZADA O TENTADA (Y DE ACUERDO CON LA RESOLUCIÓN 3/2014, DENTRO DE LOS 30 DÍAS CONTADOS DESDE QUE EL SUJETO OBLIGADO HUBIERE CALIFICADO EL HECHO O LA OPERACIÓN COMO SOSPECHOSA) Y EN CASO DE OPERACIONES SOSPECHOSAS DE FINANCIAMIENTO DE TERRORISMO, “SIN DEMORA” Y HASTA UN MÁXIMO DE 48 HORAS. GENERALMENTE, SE CONSIDERAN “OPERACIONES INUSUALES” A AQUELLAS OPERACIONES TENTADAS O REALIZADAS EN FORMA AISLADA O REITERADA, SIN JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA Y/O JURÍDICA, YA SEA PORQUE NO GUARDAN RELACIÓN CON EL PERFIL ECONÓMICO, FINANCIERO, PATRIMONIAL O TRIBUTARIO DEL CLIENTE, O PORQUE SE DESVÍAN DE LOS USOS Y COSTUMBRES EN LAS PRÁCTICAS DE MERCADO POR SU FRECUENCIA, HABITUALIDAD, MONTO, COMPLEJIDAD, NATURALEZA Y/O CARACTERÍSTICAS PARTICULARES Y, “OPERACIONES SOSPECHOSAS”, A AQUELLAS OPERACIONES TENTADAS O REALIZADAS, QUE HABIÉNDOSE IDENTIFICADO PREVIAMENTE COMO INUSUALES, LUEGO DEL ANÁLISIS Y EVALUACIÓN REALIZADOS POR EL SUJETO OBLIGADO, NO GUARDAN RELACIÓN CON EL PERFIL DEL CLIENTE O CON LAS ACTIVIDADES LÍCITAS DECLARADAS POR EL CLIENTE, O CUANDO SE VERIFIQUEN DUDAS RESPECTO DE LA AUTENTICIDAD, VERACIDAD O COHERENCIA DE LA DOCUMENTACIÓN PRESENTADA POR EL CLIENTE, OCACIONANDO SOSPECHA DE LAVADO DE ACTIVOS; O AUN CUANDO TRATÁNDOSE DE OPERACIONES RELACIONADAS CON ACTIVIDADES LÍCITAS, EXISTA SOSPECHA DE QUE ESTÉN VINCULADAS O QUE VAYAN A SER UTILIZADAS PARA LA FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO.

EN PARTICULAR, LA RESOLUCIÓN UIF 4/2017 DISPUSO QUE LOS SUJETOS OBLIGADOS DE LA CATEGORÍA ENTIDADES FINANCIERAS SUJETAS AL RÉGIMEN DE LA LEY 21.526 Y MODIFICATORIAS, AGENTES Y SOCIEDADES DE BOLSA, SOCIEDADES GERENTE DE FONDOS COMUNES DE INVERSIÓN, AGENTES DE MAE Y DEMÁS 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 CUALQUIERA SEA SU OBJETO (LEY ANTI-LAVADO, ART. 20, INCISOS 1, 4 Y 5) PODRÁN APLICAR MEDIDAS DE DEBIDA DILIGENCIA ESPECIAL DE IDENTIFICACIÓN A INVERSORES EXTRANJEROS Y NACIONALES EN LA ARGENTINA AL MOMENTO DE SOLICITAR LA APERTURA A DISTANCIA DE LAS CUENTAS ESPECIALES DE INVERSIÓN.

DE ACUERDO CON LA RESOLUCIÓN N° 229/2014 DE LA UIF, TANTO EL BANCO CENTRAL (“BCRA”) COMO LA CNV SON CONSIDERADOS “ÓRGANOS DE CONTRALOR ESPECÍFICOS” QUE EN TAL CARÁCTER DEBEN COLABORAR CON LA UIF EN LA EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS PROCEDIMIENTOS DE PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS POR PARTE DE LAS PARTES LEGALMENTE OBLIGADAS A INFORMAR SUJETAS A SU CONTROL. A ESTOS FINES, ESTÁN FACULTADOS A SUPERVISAR, MONITOREAR E INSPECCIONAR DICHAS ENTIDADES, Y DE SER NECESARIO, IMPLEMENTAR CIERTAS MEDIDAS Y ACCIONES CORRECTIVAS

EL ARTÍCULO 1 DEL TÍTULO XI SOBRE “NORMAS COMPLEMENTARIAS EN MATERIA DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE DINERO Y FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO” DE LAS NORMAS DE LA CNV DISPONE QUE “*A PARTIR DE LA ENTRADA EN VIGENCIA DE LA LEY N° 26.831, SE ENTENDERÁ QUE DENTRO DE LOS SUJETOS OBLIGADOS EN LOS TÉRMINOS DE LOS INCISOS 4, 5 Y 22 DEL ARTÍCULO 20 DE LA LEY N° 25.246 Y SUS MODIFICATORIAS, QUEDAN COMPRENDIDOS LOS AGENTES DE NEGOCIACIÓN, LOS AGENTES DE LIQUIDACIÓN Y COMPENSACIÓN, LOS AGENTES DE DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN, Y LOS AGENTES DE ADMINISTRACIÓN DE PRODUCTOS DE INVERSIÓN COLECTIVA. LOS SUJETOS OBLIGADOS DEBERÁN OBSERVAR LO ESTABLECIDO EN LA LEY N° 25.246 Y MODIFICATORIAS, EN LAS NORMAS REGLAMENTARIAS EMITIDAS POR LA UNIDAD DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y EN LA PRESENTE REGLAMENTACIÓN. ELLO INCLUYE LOS DECRETOS DEL PODER EJECUTIVO NACIONAL REFERIDOS A LAS DECISIONES ADOPTADAS POR EL CONSEJO DE SEGURIDAD DE LAS NACIONES UNIDAS, EN LA LUCHA CONTRA EL TERRORISMO, Y EL CUMPLIMIENTO DE LAS RESOLUCIONES (CON SUS RESPECTIVOS ANEXOS) DEL MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES, COMERCIO INTERNACIONAL Y CULTO. TALES DISPOSICIONES, ASIMISMO, DEBERÁN SER OBSERVADAS POR: - AGENTES DE CUSTODIA DE PRODUCTOS DE INVERSIÓN COLECTIVA (SOCIEDADES DEPOSITARIAS DE FONDOS COMUNES DE INVERSIÓN EN LOS TÉRMINOS DE LA LEY N° 24.083); - AGENTES DE CORRETAJE; - AGENTES DE DEPÓSITO COLECTIVO; Y - LAS SOCIEDADES EMISORAS RESPECTO DE AQUELLOS APORTES DE CAPITAL, APORTES IRREVOCABLES A CUENTA DE FUTURAS EMISIONES DE ACCIONES O PRÉSTAMOS SIGNIFICATIVOS QUE RECIBA, SEA QUE QUIEN LOS EFECTÚE TENGA LA CALIDAD DE ACCIONISTA O NO AL MOMENTO DE REALIZARLOS, ESPECIALMENTE EN LO REFERIDO A LA IDENTIFICACIÓN DE DICHAS PERSONAS Y AL ORIGEN Y LICITUD DE LOS FONDOS APORTADOS O PRESTADOS*”.

A SU VEZ, LA SECCIÓN II DEL REFERIDO TÍTULO XI ESTABLECE LAS MODALIDADES DE PAGO Y PROCEDIMIENTOS DE CONTROL PARA LA RECEPCIÓN Y ENTREGA DE FONDOS DE Y HACIA CLIENTES, ESTABLECIENDO, ENTRE OTRAS COSAS, UN MÁXIMO DE \$1.000 DIARIOS POR CLIENTE QUE LOS SUJETOS ENUNCIADOS EN EL ARTÍCULO 1 YA MENCIONADO PUEDEN RECIBIR EN EFECTIVO (CONFORME EL ARTÍCULO 1° DE LA LEY NO. 25.345). ADEMÁS, EL ARTÍCULO 5 ESTABLECE CIERTOS REQUISITOS PARA LA REALIZACIÓN DE OPERACIONES POR PARTE DE CLIENTES PROVENIENTES DE O QUE OPEREN DESDE PARAÍSO FISCALES, O A TRAVÉS DE SOCIEDADES OFF SHORE O SOCIEDADES CÁSCARA (CONFORME EL LISTADO PREVISTO EN EL ARTÍCULO 2° INCISO B) DEL DECRETO NO. 589/2013).

ADICIONALMENTE, LOS SUJETOS OBLIGADOS MENCIONADOS DEBEN CUMPLIR LO DISPUESTO EN EL DECRETO NO. 918/2012 Y RESOLUCIÓN UIF 29/2013. EL ARTÍCULO 1° DE ESA RESOLUCIÓN ESTABLECE QUE LOS SUJETOS OBLIGADOS ENUMERADOS EN EL ARTÍCULO 20 DE LA LEY N° 25.246 Y SUS MODIFICATORIAS DEBERÁN REPORTAR, SIN

DEMORA ALGUNA, COMO OPERACIÓN SOSPECHOSA DE FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO A LAS OPERACIONES REALIZADAS O TENTADAS EN LAS QUE SE CONSTATE ALGUNA DE LAS SIGUIENTES CIRCUNSTANCIAS: INCISO 1.A) QUE LOS BIENES O DINERO INVOLUCRADOS EN LA OPERACIÓN FUESEN DE PROPIEDAD DIRECTA O INDIRECTA DE UNA PERSONA FÍSICA O JURÍDICA O ENTIDAD DESIGNADA POR EL CSNU DE CONFORMIDAD CON LA RESOLUCIÓN 1267 (1999) Y SUS SUCESIVAS, O SEAN CONTROLADOS POR ELLA; B) QUE LAS PERSONAS FÍSICAS O JURÍDICAS O ENTIDADES QUE LLEVEN A CABO LA OPERACIÓN SEAN PERSONAS DESIGNADAS POR EL CSNU DE CONFORMIDAD CON LA RESOLUCIÓN 1267 (1999) Y SUS SUCESIVAS; C) QUE EL DESTINATARIO O BENEFICIARIO DE LA OPERACIÓN SEA UNA PERSONA FÍSICA O JURÍDICA O ENTIDAD DESIGNADA POR EL CSNU DE CONFORMIDAD CON LA RESOLUCIÓN 1267 (1999) Y SUS SUCESIVAS; E INCISO 2) QUE LOS BIENES O DINERO INVOLUCRADOS EN LA OPERACIÓN PUDIESEN ESTAR VINCULADOS CON LA FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO O CON ACTOS ILÍCITOS COMETIDOS CON FINALIDAD TERRORISTA, EN LOS TÉRMINOS DE LOS ARTÍCULOS 41 QUINQUIES Y 306 DEL CÓDIGO PENAL. ASIMISMO, EN LOS CASOS QUE LA RESOLUCIÓN QUE DISPONGA EL CONGELAMIENTO ADMINISTRATIVO DE BIENES O DINERO SE HUBIERA MOTIVADO EN ALGUNA DE LAS CIRCUNSTANCIAS EXPUESTAS EN EL ARTÍCULO 1º INCISO 1) DE LA RESOLUCIÓN UIF 29/2013, LA MISMA REGIRÁ MIENTRAS LAS PERSONAS FÍSICAS O JURÍDICAS O ENTIDADES DESIGNADAS POR EL CSNU DE CONFORMIDAD CON LA RESOLUCIÓN 1267 (1999) Y SUS SUCESIVAS, PERMANEZCA EN EL CITADO LISTADO, O HASTA TANTO SEA REVOCADA JUDICIALMENTE. SI LA RESOLUCIÓN QUE DISPONE EL CONGELAMIENTO ADMINISTRATIVO DE BIENES O DINERO SE HUBIERA MOTIVADO EN ALGUNA DE LAS CIRCUNSTANCIAS EXPUESTAS EN EL ARTÍCULO 1º INCISO 2) DE LA RESOLUCIÓN UIF 29/2013, LA MEDIDA SE ORDENARÁ POR UN PLAZO NO MAYOR A SEIS (6) MESES PRORROGABLE POR IGUAL TÉRMINO, POR ÚNICA VEZ. CUMPLIDO EL PLAZO, Y DE NO MEDIAR RESOLUCIÓN JUDICIAL EN CONTRARIO, EL CONGELAMIENTO CESARÁ.

POR OTRO LADO, EL ARTÍCULO 24 DE LA LEY ANTILAVADO DISPONE BAJO EL ACÁPITE “RÉGIMEN PENAL ADMINISTRATIVO” QUE *“1. LA PERSONA QUE ACTUANDO COMO ÓRGANO O EJECUTOR DE UNA PERSONA JURÍDICA O LA PERSONA DE EXISTENCIA VISIBLE QUE INCUMPLA ALGUNA DE LAS OBLIGACIONES ANTE LA UNIDAD DE INFORMACIÓN FINANCIERA (UIF) CREADA POR ESTA LEY, SERÁ SANCIONADA CON PENA DE MULTA DE UNA (1) A DIEZ (10) VECES DEL VALOR TOTAL DE LOS BIENES U OPERACIÓN A LOS QUE SE REFIERA LA INFRACCIÓN, SIEMPRE Y CUANDO EL HECHO NO CONSTITUYA UN DELITO MÁS GRAVE.*

2. LA MISMA SANCIÓN SERÁ APLICABLE A LA PERSONA JURÍDICA EN CUYO ORGANISMO SE DESEMPEÑARE EL SUJETO INFRACOR.

3. CUANDO NO SE PUEDA ESTABLECER EL VALOR REAL DE LOS BIENES, LA MULTA SERÁ DE DIEZ MIL PESOS (\$ 10.000) A CIEN MIL PESOS (\$ 100.000).

4. LA ACCIÓN PARA APLICAR LA SANCIÓN ESTABLECIDA EN ESTE ARTÍCULO PRESCRIBIRÁ A LOS CINCO (5) AÑOS DEL INCUMPLIMIENTO. IGUAL PLAZO REGIRÁ PARA LA EJECUCIÓN DE LA MULTA, COMPUTADOS A PARTIR DE QUE QUEDE FIRME EL ACTO QUE ASÍ LA DISPONGA.

5. EL CÓMPUTO DE LA PRESCRIPCIÓN DE LA ACCIÓN PARA APLICAR LA SANCIÓN PREVISTA EN ESTE ARTÍCULO SE INTERRUMPIRÁ: POR LA NOTIFICACIÓN DEL ACTO QUE DISPONGA LA APERTURA DE LA INSTRUCCIÓN SUMARIAL O POR LA NOTIFICACIÓN DEL ACTO ADMINISTRATIVO QUE DISPONGA SU APLICACIÓN”.

MEDIANTE EL DECRETO N° 360/2016, SE CREÓ EL “PROGRAMA DE COORDINACIÓN NACIONAL PARA EL COMBATE DEL LAVADO DE ACTIVOS Y LA FINANCIACIÓN DEL

TERRORISMO”, EN EL ÁMBITO DEL MINISTERIO DE JUSTICIA Y DERECHOS HUMANOS DE LA NACIÓN, OTORGÁNDOSELE LA FUNCIÓN DE REORGANIZAR, COORDINAR Y FORTALECER EL SISTEMA NACIONAL ANTI LAVADO DE ACTIVOS Y CONTRA LA FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO, EN ATENCIÓN A LOS RIESGOS CONCRETOS QUE PUEDAN TENER IMPACTO EN EL TERRITORIO NACIONAL Y A LAS EXIGENCIAS GLOBALES DE MAYOR EFECTIVIDAD EN EL CUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES Y RECOMENDACIONES INTERNACIONALES ESTABLECIDAS POR LAS CONVENCIONES DE LAS NACIONES UNIDAS Y LOS ESTÁNDARES DEL GAFI, LAS CUALES SERÁN LLEVADAS A CABO A TRAVÉS DE UN COORDINADOR NACIONAL DESIGNADO AL EFECTO; Y SE MODIFICÓ LA NORMATIVA VIGENTE ESTABLECIENDO QUE SEA EL MINISTERIO DE JUSTICIA Y DERECHOS HUMANOS DE LA NACIÓN LA AUTORIDAD CENTRAL DEL ESTADO NACIONAL PARA REALIZAR LAS FUNCIONES DE COORDINACIÓN INTERINSTITUCIONAL DE TODOS LOS ORGANISMOS Y ENTIDADES DEL SECTOR PÚBLICO Y PRIVADO CON COMPETENCIA EN ESTA MATERIA, RESERVANDO A LA UIF LA CAPACIDAD DE REALIZAR ACTIVIDADES DE COORDINACIÓN OPERATIVA EN EL ORDEN NACIONAL, PROVINCIAL Y MUNICIPAL EN LO ESTRICTAMENTE ATINENTE A SU COMPETENCIA DE ORGANISMO DE INFORMACIÓN FINANCIERA.

POR ÚLTIMO, SE INFORMA QUE EL CÓDIGO PENAL ARGENTINO TIPIFICA LOS DELITOS DE LAVADO DE ACTIVOS, TERRORISMO Y FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO EN SUS ARTÍCULOS 41 *QUINQUIES*, 303 A 304 Y 306. A CONTINUACIÓN SE REALIZA UNA BREVE RESEÑA DE LAS NORMAS PENALES RELEVANTES EN LA MATERIA:

LA LEY 26.683 CREÓ UN NUEVO TÍTULO EN EL LIBRO SEGUNDO DEL CÓDIGO PENAL DENOMINADO “DELITOS CONTRA EL ORDEN ECONÓMICO Y FINANCIERO”, INCORPORANDO, ENTRE OTROS, LOS ARTÍCULOS 303 Y 304. EL ARTÍCULO 303 ESTABLECE: “1) SERÁ REPRIMIDO CON PRISIÓN DE TRES (3) A DIEZ (10) AÑOS Y MULTA DE DOS (2) A DIEZ (10) VECES DEL MONTO DE LA OPERACIÓN, EL QUE CONVIRTIERE, TRANSFIRIERE, ADMINISTRARE, VENDIERE, GRAVARE, DISIMULARE O DE CUALQUIER OTRO MODO PUSIERE 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 PESOS TRESCIENTOS MIL (\$ 300.000), SEA EN UN SOLO ACTO O POR LA REITERACIÓN DE HECHOS DIVERSOS VINCULADOS ENTRE SÍ.

2) LA PENA PREVISTA EN EL INCISO 1 SERÁ AUMENTADA EN UN TERCIO DEL MÁXIMO Y EN LA MITAD DEL MÍNIMO, EN LOS SIGUIENTES CASOS:

A) CUANDO EL AUTOR REALIZARE EL HECHO CON HABITUALIDAD O COMO MIEMBRO DE UNA ASOCIACIÓN O BANDA FORMADA PARA LA COMISIÓN CONTINUADA DE HECHOS DE ESTA NATURALEZA; Y

B) CUANDO EL AUTOR FUERA FUNCIONARIO PÚBLICO QUE HUBIERA COMETIDO EL HECHO EN EJERCICIO U OCASIÓN DE SUS FUNCIONES. EN ESTE CASO, SUFRIRÁ ADEMÁS PENA DE INHABILITACIÓN ESPECIAL DE TRES (3) A DIEZ (10) AÑOS. LA MISMA PENA SUFRIRÁ EL QUE HUBIERE ACTUADO EN EJERCICIO DE UNA PROFESIÓN U OFICIO QUE REQUIRIERAN HABILITACIÓN ESPECIAL.

3) EL QUE RECIBIERE DINERO U OTROS BIENES PROVENIENTES DE UN ILÍCITO PENAL, CON EL FIN DE HACERLOS APLICAR EN UNA OPERACIÓN DE LAS PREVISTAS EN EL INCISO 1, QUE LES DÉ LA APARIENCIA POSIBLE DE UN ORIGEN LÍCITO, SERÁ REPRIMIDO CON LA PENA DE PRISIÓN DE SEIS (6) MESES A TRES (3) AÑOS.

4) SI EL VALOR DE LOS BIENES NO SUPERARE LA SUMA INDICADA EN EL INCISO 1, EL AUTOR SERÁ REPRIMIDO CON LA PENA DE PRISIÓN DE SEIS (6) MESES A TRES (3) AÑOS.

5) LAS DISPOSICIONES DE ESTE ARTÍCULO REGIRÁN AUN CUANDO EL ILÍCITO PENAL PRECEDENTE HUBIERA SIDO COMETIDO FUERA DEL ÁMBITO DE APLICACIÓN ESPACIAL DE ESTE CÓDIGO, EN TANTO EL HECHO QUE LO TIPIFICARA TAMBIÉN HUBIERA ESTADO SANCIONADO CON PENA EN EL LUGAR DE SU COMISIÓN”.

POR SU PARTE, EL ARTÍCULO 304 ESTABLECE: “CUANDO LOS HECHOS DELICTIVOS PREVISTOS EN EL ARTÍCULO PRECEDENTE HUBIEREN SIDO REALIZADOS EN NOMBRE, O CON LA INTERVENCIÓN, O EN BENEFICIO DE UNA PERSONA DE EXISTENCIA IDEAL, SE IMPONDRÁN A LA ENTIDAD LAS SIGUIENTES SANCIONES CONJUNTA O ALTERNATIVAMENTE:

1. MULTA DE DOS (2) A DIEZ (10) VECES EL VALOR DE LOS BIENES OBJETO DEL DELITO.
2. SUSPENSIÓN TOTAL O PARCIAL DE ACTIVIDADES, QUE EN NINGÚN CASO PODRÁ EXCEDER DE DIEZ (10) AÑOS.
3. SUSPENSIÓN PARA PARTICIPAR EN CONCURSOS O LICITACIONES ESTATALES DE OBRAS O SERVICIOS PÚBLICOS O EN CUALQUIER OTRA ACTIVIDAD VINCULADA CON EL ESTADO, QUE EN NINGÚN CASO PODRÁ EXCEDER DE DIEZ (10) AÑOS.
4. CANCELACIÓN DE LA PERSONERÍA CUANDO HUBIESE SIDO CREADA AL SOLO EFECTO DE LA COMISIÓN DEL DELITO, O ESOS ACTOS CONSTITUYAN LA PRINCIPAL ACTIVIDAD DE LA ENTIDAD.
5. PÉRDIDA O SUSPENSIÓN DE LOS BENEFICIOS ESTATALES QUE TUVIERE.
6. PUBLICACIÓN DE UN EXTRACTO DE LA SENTENCIA CONDENATORIA A COSTA DE LA PERSONA JURÍDICA.

PARA GRADUAR ESTAS SANCIONES, LOS JUECES TENDRÁN EN CUENTA EL INCUMPLIMIENTO DE REGLAS Y PROCEDIMIENTOS INTERNOS, LA OMISIÓN DE VIGILANCIA SOBRE LA ACTIVIDAD DE LOS AUTORES Y PARTÍCPES, LA EXTENSIÓN DEL DAÑO CAUSADO, EL MONTO DE DINERO INVOLUCRADO EN LA COMISIÓN DEL DELITO, EL TAMAÑO, LA NATURALEZA Y LA CAPACIDAD ECONÓMICA DE LA PERSONA JURÍDICA.

CUANDO FUERE INDISPENSABLE MANTENER LA CONTINUIDAD OPERATIVA DE LA ENTIDAD, O DE UNA OBRA, O DE UN SERVICIO EN PARTICULAR, NO SERÁN APLICABLES LAS SANCIONES PREVISTAS POR EL INCISO 2 Y EL INCISO 4”.

ASIMISMO, LA LEY 26.734 INCORPORÓ EL ARTÍCULO 41 QUINQUIES Y EL ARTÍCULO 306. EL PRIMERO MENCIONADO ESTABLECE: “CUANDO ALGUNO DE LOS DELITOS PREVISTOS EN ESTE CÓDIGO HUBIERE SIDO COMETIDO CON LA FINALIDAD DE ATERRORIZAR A LA POBLACIÓN U OBLIGAR A LAS AUTORIDADES PÚBLICAS NACIONALES O GOBIERNOS EXTRANJEROS O AGENTES DE UNA ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL A REALIZAR UN ACTO O ABSTENERSE DE HACERLO, LA ESCALA SE INCREMENTARÁ EN EL DOBLE DEL MÍNIMO Y EL MÁXIMO.

LAS AGRAVANTES PREVISTAS EN ESTE ARTÍCULO NO SE APLICARÁN CUANDO EL O LOS HECHOS DE QUE SE TRATEN TUVIEREN LUGAR EN OCASIÓN DEL EJERCICIO DE DERECHOS HUMANOS Y/O SOCIALES O DE CUALQUIER OTRO DERECHO CONSTITUCIONAL”.

EL ARTÍCULO 306, POR SU PARTE, DISPONE: “1. SERÁ REPRIMIDO CON PRISIÓN DE CINCO (5) A QUINCE (15) AÑOS Y MULTA DE DOS (2) A DIEZ (10) VECES DEL MONTO DE LA OPERACIÓN, EL QUE DIRECTA O INDIRECTAMENTE RECOLECTARE O PROVEYERE BIENES O DINERO, CON LA INTENCIÓN DE QUE SE UTILICEN, O A SABIENDAS DE QUE SERÁN UTILIZADOS, EN TODO O EN PARTE:

A) PARA FINANCIAR LA COMISIÓN DE UN DELITO CON LA FINALIDAD ESTABLECIDA EN EL ARTÍCULO 41 QUINQUIES;

B) POR UNA ORGANIZACIÓN QUE COMETA O INTENTE COMETER DELITOS CON LA FINALIDAD ESTABLECIDA EN EL ARTÍCULO 41 QUINQUIES;

C) POR UN INDIVIDUO QUE COMETA, INTENTE COMETER O PARTICIPE DE CUALQUIER MODO EN LA COMISIÓN DE DELITOS CON LA FINALIDAD ESTABLECIDA EN EL ARTÍCULO 41 QUINQUIES.

2. LAS PENAS ESTABLECIDAS SE APLICARÁN INDEPENDIENTEMENTE DEL ACAECIMIENTO DEL DELITO AL QUE SE DESTINARA EL FINANCIAMIENTO Y, SI ÉSTE SE COMETIERE, AUN SI LOS BIENES O EL DINERO NO FUERAN UTILIZADOS PARA SU COMISIÓN.

3. SI LA ESCALA PENAL PREVISTA PARA EL DELITO QUE SE FINANCIA O PRETENDE FINANCIAR FUERA MENOR QUE LA ESTABLECIDA EN ESTE ARTÍCULO, SE APLICARÁ AL CASO LA ESCALA PENAL DEL DELITO QUE SE TRATE.

4. LAS DISPOSICIONES DE ESTE ARTÍCULO REGIRÁN AUN CUANDO EL ILÍCITO PENAL QUE SE PRETENDE FINANCIAR TUVIERE LUGAR FUERA DEL ÁMBITO DE APLICACIÓN ESPACIAL DE ESTE CÓDIGO, O CUANDO EN EL CASO DEL INCISO B) Y C) LA ORGANIZACIÓN O EL INDIVIDUO SE ENCONTRAREN FUERA DEL TERRITORIO NACIONAL, EN TANTO EL HECHO TAMBIÉN HUBIERA ESTADO SANCIONADO CON PENA EN LA JURISDICCIÓN COMPETENTE PARA SU JUZGAMIENTO”.

A LOS EFECTOS DE SUSCRIBIR LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, LOS OFERENTES DEBERÁN SUMINISTRAR TODA AQUELLA INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN QUE DEBAN PRESENTAR O SER REQUERIDA POR LOS COLOCADORES Y/O EL EMISOR PARA EL CUMPLIMIENTO DE, ENTRE OTRAS, LAS NORMAS SOBRE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO EMANADAS DE LA UIF O ESTABLECIDAS POR LA CNV O EL BCRA.

PARA UN ANÁLISIS MÁS EXHAUSTIVO DEL RÉGIMEN DE PREVENCIÓN, REPRESIÓN Y LUCHA CONTRA EL LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO VIGENTE AL DÍA DE LA FECHA, SE SUGIERE A LOS INVERSORES CONSULTAR CON SUS ASESORES LEGALES DE LA NORMATIVA VIGENTE Y APLICABLE, A CUYO EFECTO LOS INTERESADOS PODRÁN CONSULTAR SU TEXTO ACTUALIZADO EN LA PÁGINA DEL BOLETIN OFICIAL O EN WWW.INFOLEG.GOB.AR O EN EL SITIO WEB DE LA UIF: WWW.ARGENTINA.GOB.AR/UIF.

INTRODUCCIÓN

El Prospecto contiene los términos y condiciones del Programa, los factores de riesgo relacionados con una inversión en las Obligaciones Negociables, información sobre el negocio, los bienes, los resultados de las operaciones y situación patrimonial y financiera de la Emisora, un análisis de la dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones, los estados financieros individuales y consolidados y demás información contable y de otra naturaleza relacionada con la Emisora. Oportunamente y con motivo de una emisión de Obligaciones Negociables la Emisora actualizará, modificará y/o complementará el Prospecto, actualizaciones, modificaciones o suplementos que podrán ser incluidos en un suplemento de precio o en otros suplementos del presente. Si hubiera diferencias entre la información aquí contenida y la contenida en un Suplemento de Precio, los inversores deberán basarse en el Suplemento de Precio y se considerará que el mismo reemplaza a la información del Prospecto.

Antes de invertir en las obligaciones negociables, deberán leer cuidadosamente este Prospecto, junto con el respectivo Suplemento de Precio y cualquier otro suplemento o modificación del presente.

NOTA ESPECIAL RELACIONADA CON DECLARACIONES RESPECTO DEL FUTURO

Este Prospecto contiene manifestaciones estimativas sobre el futuro que están sujetas a riesgos e incertidumbre, tales como manifestaciones sobre planes, estrategias, perspectivas y objetivos, por lo que los resultados reales podrían diferir de las estimaciones efectuadas. Toda manifestación no referida a hechos históricos, contenida en este Prospecto, incluyendo aquéllas referidas a la situación patrimonial y de resultados futura de la Emisora, su estrategia de negocios así como presupuestos, costos proyectados, planes y objetivos de la gerencia, es una manifestación estimativa sobre el futuro. Asimismo, es posible identificar las manifestaciones de este tipo por el uso de terminología como “puede”, “podrá”, “espera”, “hará”, “tiene la intención de”, “estima”, “prevé”, “cree” o “sigue”, o las formas negativas de estas palabras, o términos similares. Aunque la Emisora cree que las expectativas reflejadas en dichas manifestaciones son razonables, no otorga garantía alguna en tal sentido. Dado que dichas manifestaciones se encuentran sujetas a riesgos e incertidumbres, los resultados reales podrían diferir sustancialmente respecto de aquéllos expresados en dichas manifestaciones o implícitos en ellas. Los factores que podrían provocar que los resultados reales difieran sustancialmente incluyen, entre otros:

- (1) cambios en la situación económica, política, legal y de negocios general de la República Argentina, Latinoamérica y en mercados en donde la Emisora opere;
- (2) aumento de la inflación;
- (3) fluctuación del tipo de cambio, incluida una significativa devaluación del Peso.
- (4) políticas y regulaciones gubernamentales existentes y futuras en la República Argentina y en mercados en donde la Emisora opere;
- (5) la disponibilidad de financiación en condiciones razonables;
- (6) cambios en los precios de la energía eléctrica, del petróleo, del gas y de los derivados del gas;
- (7) el aumento de costos;
- (8) riesgos operativos inherentes a la generación de energía eléctrica, la producción y venta de propano y butano, la exploración y explotación de petróleo y gas, y la venta de petróleo y gas;
- (9) incertidumbre respecto a la estimación de reservas y la capacidad de la Emisora de descubrir o adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas de hidrocarburos;
- (10) riesgos inherentes a la demanda y venta de la energía eléctrica;
- (11) riesgos inherentes a la capacidad de transporte de la energía eléctrica;
- (12) competencia en el sector energético argentino, como resultado de la construcción de nueva

- capacidad de generación;
- (13) riesgos inherentes a la generación de energía eólica y a la producción de oxígeno e hidrógeno;
 - (14) riesgos inherentes a las condiciones contractuales bajo las que Capex desempeña su actividad.
 - (15) variaciones en los mercados de capitales que afecten las posibilidades de otorgar préstamos o de invertir en compañías argentinas;
 - (16) incremento en los costos de fondeo o la imposibilidad de obtener fondos bajo términos aceptables;
 - y
 - (17) otros factores que se describen en el capítulo “Factores de Riesgo”, en el presente.

A modo de ejemplo, pueden encontrarse las siguientes declaraciones respecto del futuro:

- (1) declaraciones sobre los futuros planes de negocios, objetivos y metas de Capex, incluyendo aquéllas referidas a actividades de exploración y generación de energías renovables así como tendencias del mercado, inversiones y regulaciones;
- (2) declaraciones acerca de la situación financiera de Capex o sobre las condiciones económicas de la República Argentina en el futuro; y
- (3) declaraciones o premisas basadas en los puntos anteriores.

Todas las declaraciones sobre hechos futuros contenidas en este Prospecto están condicionadas en su totalidad por estos riesgos, incertidumbres y otros factores. Se recomienda no basarse en ellas sin la debida precaución, ya que sólo se relacionan con la fecha en la que son enunciadas. La Emisora rechaza toda responsabilidad u obligación de actualizar públicamente o revisar cualquier declaración respecto del futuro contenida en este Prospecto, tanto como resultado de la existencia de nueva información, por hechos futuros o por otro motivo. Los hechos o circunstancias futuros podrían originar que los resultados reales difieran significativamente de los resultados históricos o previstos.

PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN CONTABLE Y OTRAS CUESTIONES

Este Prospecto incluye los estados financieros consolidados de la Compañía para cada uno de los tres ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014, que exponen la situación financiera consolidada de la Compañía al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 y los estados consolidados de resultados integrales y de flujos de efectivo para los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 (los “Estados Financieros Consolidados Anuales Auditados”), y los estados financieros consolidados condensados intermedios no auditados sujetos a revisión limitada correspondientes a los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016, que exponen la situación financiera consolidada de la Compañía al 31 de enero de 2017 y los estados de resultados consolidados integrales y de flujos de efectivo para los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016 (los “Estados Financieros Consolidados Intermedios No Auditados” y, en conjunto con los Estados Financieros Consolidados Anuales Auditados, los “Estados Financieros Consolidados”). Los referidos Estados Financieros Consolidados reflejan la información financiera de la subsidiaria de la Emisora, Servicios Buproneu S.A. e Hychico S.A.

Los Estados Financieros Consolidados Anuales Auditados fueron auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L., Buenos Aires, Argentina, firma miembro de PricewaterhouseCoopers global network, auditores independientes, (“PwC”), cuyo informe de fecha 5 de julio de 2016 se encuentra incluido en dichos estados financieros, adjuntos como Anexo I de este Prospecto.

Los Estados Financieros Consolidados Anuales Auditados de la Compañía, adjuntos como Anexo I, están expresados en Pesos y fueron preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board, en adelante “IASB”), y expresan en forma completa, explícita y sin reservas la adopción de dichas medidas.

Los Estados Financieros Consolidados Intermedios No Auditados, adjuntos como Anexo II de este Prospecto, están expresados en Pesos y fueron preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 “Información Financiera Intermedia” (“NIC 34”) y deben ser leídos conjuntamente con los Estados Financieros Consolidados Anuales Auditados. Las normas contables utilizadas para la preparación de los Estados Financieros Consolidados Intermedios No Auditados están basadas en iguales términos que las utilizadas para la preparación de los Estados Financieros Consolidados Anuales Auditados. Los resultados de la Compañía para el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 no indican, necesariamente, los resultados esperados para el ejercicio que finalizará el 30 de abril de 2017, ni para un período futuro. Con respecto a los Estados Financieros Consolidados Intermedios No Auditados, PwC llevó a cabo procedimientos para la revisión de la información financiera del período de acuerdo con lo previsto en la Norma Internacional de Encargos de Revisión NIER 2410 “Revisión de información financiera intermedia desarrollada por el auditor independiente de la entidad”, y ha emitido el informe de revisión de fecha 13 de marzo de 2017, que se encuentra incluido en dichos estados financieros. En opinión del directorio de Capex, a los Estados Financieros Consolidados Intermedios No Auditados se le han realizado todos los ajustes necesarios para guardar consistencia con los Estados Financieros Consolidados Anuales Auditados; sin embargo, no son indicativos de los resultados de los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2017 y de 2016 o de cualquier otro período intermedio o ejercicio. El alcance de esta revisión es sustancialmente inferior al de un examen de auditoría realizado de acuerdo con las normas internacionales de auditoría; en consecuencia, dicha revisión no permite asegurar que se ha tomado conocimiento sobre todos los temas significativos que podrían identificarse en una auditoría. Por lo tanto, PwC no expresó ninguna opinión de auditoría sobre los Estados Financieros Consolidados Intermedios No Auditados.

El ejercicio económico de la Compañía finaliza el 30 de abril. Todas las referencias al “ejercicio” contenidas en este Prospecto se refieren al ejercicio económico finalizado el 30 de abril de ese año calendario.

En el Prospecto, las referencias a “U\$S”, “Dólares”, “Dólares Estadounidenses” corresponden a dólares estadounidenses y las referencias a “\$” o “Pesos” corresponden a Pesos, moneda de curso legal en la República Argentina.

Consideración de los efectos de la inflación

De acuerdo con el Decreto N° 664/2003 y con las Normas de la CNV, los Estados Financieros correspondientes a períodos posteriores al 28 de febrero de 2003 no se ajustan por inflación en Argentina.

Los Estados Financieros Consolidados han sido preparados de conformidad con las *International Accounting Standard (IAS) N° 29*.

La NIC 29 sobre “*Información financiera en economías hiperinflacionarias*” requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente, sean expresados en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del período sobre el que se informa. Para ello, en términos generales, se debe computar en las partidas no monetarias la inflación producida desde la fecha de adquisición o desde la fecha de revaluación según corresponda. A los efectos de concluir sobre la existencia de una economía hiperinflacionaria, la norma detalla una serie de factores a considerar, entre los que se incluye una tasa acumulada de inflación en tres años que se aproxime o exceda el 100%.

Teniendo en consideración principalmente, la inconsistencia de los datos de inflación publicados, la tendencia decreciente de inflación y demás indicadores macroeconómicos, la Dirección de la Sociedad entiende que al 31 de enero de 2017 no se puede concluir que la economía argentina sea hiperinflacionaria. Por lo tanto, no se han aplicado en los estados contables del ejercicio corriente de la Sociedad los criterios de reexpresión de la información financiera establecidos en la NIC 29.

La Sociedad ha evaluado que el Peso no reúne las características para ser calificado como la moneda de una economía hiperinflacionaria según las pautas establecidas en la NIC 29 y la expectativa gubernamental hacia la baja del nivel de inflación y, por lo tanto, los Estados Financieros Consolidados condensados intermedios no han sido reexpresados en moneda constante.

Redondeo

Ciertos montos, incluidos los montos en porcentaje, publicados en este Prospecto han sido objeto de redondeo a efectos de la presentación. Las cifras en porcentaje y totales incluidos en este Prospecto han sido, en algunos casos, calculados sobre la base de tales cifras antes del redondeo. El criterio de redondeo aplicado por la Emisora es el siguiente: del decimal 1 al 4, se redondea hacia abajo y del decimal 5 al 9, se redondea hacia arriba. Por esta razón, ciertos porcentajes y sumas totales en este Prospecto pueden variar de las obtenidas mediante la realización de los mismos cálculos utilizando las cifras de los Estados Financieros Consolidados y las cifras indicadas como totales en ciertos cuadros pueden no ser una exacta suma aritmética de las otras sumas indicadas en dichos cuadros.

Tipos de cambio

Solamente para conveniencia del lector, ciertas cifras incluidas en este Prospecto han sido convertidas de Pesos a Dólares. Estas conversiones no deben ser consideradas representaciones de que los importes han sido, podrían haber sido o podrían ser convertidos en Dólares a éste o a cualquier otro tipo de cambio. A menos que se indique lo contrario, las cifras se han convertido utilizando un tipo de cambio de \$8,002/U\$S 1, que era el tipo de cambio vendedor informado por el Banco Nación al 30 de abril de 2014, de \$8,907/U\$S 1, que era el tipo de cambio vendedor informado por el Banco Nación al 30 de abril de 2015, de \$13,96/U\$S 1, que era el tipo de cambio vendedor informado por el Banco Nación al 31 de enero de 2016, de \$14,25/U\$S 1, que era el tipo de cambio vendedor informado por el Banco Nación al 30 de abril de 2016 y de \$15,89/U\$S 1, que era el tipo de cambio vendedor informado por el Banco Nación al 31 de enero de 2017. Los datos de los estados de resultados han sido convertidos al tipo de cambio promedio del cierre día para cada día del período relevante y los datos del estado de situación patrimonial han sido convertidos al tipo de cambio del cierre del período relevante. Ver el capítulo “*Tipos de Cambio y Controles de Cambio*” para obtener información sobre tipos de cambio históricos entre el Peso y el Dólar y controles de cambio.

Presentación de la información adicional

Gastos de Exploración

La actividad en Áreas de Exploración implica en muchos casos la perforación de múltiples pozos, durante varios años, con el objetivo de evaluar completamente los proyectos exploratorios. Esto último tiene como consecuencia, entre otras, la posibilidad de que existan pozos exploratorios que se mantienen en evaluación por períodos prolongados, a la espera de la conclusión de los pozos y actividades exploratorias adicionales necesarias para poder evaluar y cuantificar el resultado final de los proyectos. Las inversiones realizadas en estas áreas no se incorporan al activo como activos terminados sino como obras en curso.

Por este mismo concepto, en caso de no ser exitosa la actividad exploratoria y las reservas del área no resultan comercialmente viables, aquellas inversiones realizadas en dichas áreas son cargadas como un resultado negativo (Gastos de Exploración) y no como una amortización.

EBITDA Ajustado

La medida EBITDA Ajustado contenida en el presente puede no ser comparable a la de otras empresas. A los efectos del presente, se calcula el EBITDA Ajustado como Resultado Operativo más la amortización de propiedad, planta y equipo, y los Gastos de Exploración (ver “*Gastos de Exploración*”), en la medida que este último sea incluido en el resultado operativo. En consecuencia, la medida EBITDA Ajustado contenida en el presente podría no calcularse de la misma manera que otras medidas de denominación similar utilizadas por otras compañías, lo que podría limitar su utilidad como medida de comparación. Debido a estas limitaciones, la medida de EBITDA Ajustado contenida en el presente no debe considerarse como una medida discrecional de efectivo a nuestra disposición para invertir en el crecimiento de nuestro negocio o como una medida de efectivo que estará disponible para cumplir nuestras obligaciones. EBITDA Ajustado no es una medida financiera reconocida por las NIIF.

Al 30 de abril de 2016, las ventas netas, las ganancias brutas y el EBITDA Ajustado de Capex eran de \$1.844,8 millones (U\$S 165,3 millones), \$1255,3 millones (U\$S 109,8 millones) y \$1.113,4 millones (U\$S 99,8 millones), respectivamente. Al 31 de enero de 2017, las ventas netas, las ganancias brutas y el EBITDA Ajustado eran de \$2.145,2 millones (U\$S 142,7 millones), \$1.462,9 millones (U\$S 97,3 millones) y \$1.358,3 millones (U\$S 90,4 millones), respectivamente.

Los inversores deben, por lo tanto, basarse principalmente en los resultados de las operaciones de la Compañía contenidos en los Estados Financieros Consolidados y usar la medida EBITDA Ajustado

incluida en el presente sólo como una medida adicional.

Estimaciones de reservas

La ingeniería de reservas de gas y petróleo es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de gas y petróleo que se obtiene a partir de información geológica y técnica con el fin de determinar si el petróleo crudo o el gas natural en ciertos yacimientos es recuperable bajo las condiciones económicas y operativas vigentes. Esta estimación no puede ser medida en forma exacta, por lo que las estimaciones de otros ingenieros pueden diferir significativamente de las incluidas en este Prospecto. Numerosos supuestos e incertidumbres son inherentes a la estimación de las cantidades de reservas de gas y petróleo y la proyección de tasas de producción futura y a la oportunidad de las inversiones en desarrollo, muchos de los cuales están fuera del control de Capex. Los resultados de una perforación, testeo y producción luego de la fecha de la estimación podrán requerir revisiones. En consecuencia, las estimaciones de reservas a menudo son significativamente diferentes de las cantidades de gas y petróleo que se obtienen en última instancia.

La certeza de las estimaciones de reservas probadas depende de una serie de premisas y variables, dentro de las cuales las más importantes son:

- El resultado de las perforaciones, pruebas y de la producción luego de la fecha de las estimaciones;
- La calidad de la información geológica, técnica y económica disponible y su interpretación y apreciación;
- El rendimiento de la producción de los yacimientos;
- Desarrollos, tales como las adquisiciones y disposiciones, nuevos descubrimientos y extensiones de yacimientos existentes y la aplicación de técnicas de recuperación mejoradas; y
- Cambios en los precios del petróleo y del gas natural, lo cual podría afectar la cantidad de reservas probadas ya que las estimaciones de reservas son calculadas bajo determinadas condiciones económicas cuando dichas estimaciones son realizadas.

Muchos de estos factores, premisas y variables relacionados con la estimación de reservas probadas están fuera del control de Capex y pueden cambiar en el futuro. Consecuentemente, la cantidad de reservas no es precisa y se encuentra sujeta a revisión. Véase el apartado e) “Factores de Riesgo” – “Riesgos relacionados con el negocio del petróleo y gas” bajo el Capítulo III “Información Clave sobre la Emisora” del presente Prospecto. Las reservas de petróleo y gas de Capex son estimadas.

Las estimaciones de reservas de gas y petróleo de Capex al 31 de diciembre de 2015 fueron preparadas por la Emisora, auditadas por la Licenciada Ana M. Nardone (auditora de reservas independiente habilitada por el Ministerio de Energía y Minería de la Nación). A nivel internacional, las estimaciones de reservas de gas y petróleo al 31 de diciembre de 2016 fueron preparadas por Capex, certificadas por DeGolyer and MacNaughton y auditadas por el Licenciado Héctor López (auditor de reservas independiente habilitado por el Ministerio de Energía y Minería de la Nación) el 31 de marzo de 2017.

Fuentes de cierta información sobre la industria

Las siguientes fuentes han sido utilizadas para obtener información sobre participación de mercado y otra información estadística relacionada con la industria del gas, petróleo, líquidos derivados del gas (“GLP”) y

electricidad de la República Argentina, presentada en el Prospecto: el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, la Secretaría de Energía de la Nación (la “Secretaría de Energía” o la “SE”) la entidad que reemplaza a la SE, la Secretaría de Energía Eléctrica (la “SEE”), la Subsecretaría de Hidrocarburos, Energía y Minería de la Provincia del Neuquén, la Secretaría de Minería e Hidrocarburos de las Provincias de Río Negro y Chubut y Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”). Cierta información se encuentra basada en estimaciones de la Emisora, las cuales son obtenidas de su revisión interna así como también de fuentes independientes. Si bien la Emisora confía en la credibilidad de aquellas fuentes, no ha verificado independientemente la información y no puede asegurar su exactitud o integridad.

Definiciones y Tabla de Conversión

Se incluyen las definiciones de ciertos hidrocarburos y otros términos y una tabla de conversión en el capítulo titulado “Glosario de Ciertos Términos de Hidrocarburos y Otros Términos y Tabla de Conversión”, en el Anexo A.

Las referencias a “Capex” y/o la “Emisora” sólo significan Capex S.A. y no comprende a ninguna de las sociedades controladas de Capex.

DOCUMENTOS INCORPORADOS POR REFERENCIA

Se interpretará que los siguientes documentos han sido incorporados a este Prospecto y forman parte del mismo:

- las modificaciones y suplementos de este Prospecto que Capex entrega a los Colocadores para su circulación en relación con la oferta y venta de una Serie y/o Clase determinada de Obligaciones Negociables;
- respecto de una Serie y/o Clase determinada de Obligaciones Negociables, el Suplemento de Precio preparado en relación con ella; y
- los Estados Financieros Consolidados de Capex a ser publicados con posterioridad a la fecha de este Prospecto.

Se interpretará que toda declaración o información contenida en el Prospecto o incorporada por referencia a él ha sido modificada a efectos del mismo en la medida en que dicha declaración o información contenida en cualquiera de los documentos presentados con posterioridad que asimismo se encuentre, o se interprete que se encuentra incorporado por referencia a este Prospecto, modifica o deroga dicha declaración. No se interpretará que tal declaración o información así modificada o derogada constituye parte de este Prospecto, salvo conforme haya sido modificada o derogada en tal sentido.

Se entregarán sin cargo copias de todos los documentos que se consideran incorporados por referencia al presente (con excepción de los anexos de dichos documentos, salvo que dichos anexos se hallen específicamente incorporados por referencia a tales documentos). Adicionalmente los estados financieros consolidados que la Emisora emite periódicamente se encuentran disponibles en la página de la CNV (<http://www.cnv.gob.ar>) en el ítem Información Financiera. Salvo lo específicamente dispuesto anteriormente, ninguno de los Estados Financieros Consolidados ni ninguna otra información obtenida en dicha página web se incorpora al presente por referencia.

OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DE MERCADO

Los agentes que participen en la organización y coordinación de la colocación y distribución de las Obligaciones Negociables a ser emitidas en el marco del Programa, podrán realizar operaciones destinadas a estabilizar el precio de mercado de dichos valores, una vez que los valores negociables ingresan en la negociación secundaria, únicamente a través de los sistemas informáticos de negociación por interferencia de ofertas que aseguren la prioridad precio tiempo, garantizados por el Mercado y/o la Cámara Compensadora en su caso.

En este marco, se deberán seguir las siguientes condiciones: a) El prospecto correspondiente a la oferta pública en cuestión deberá haber incluido una advertencia dirigida a los inversores respecto de la posibilidad de realización de estas operaciones, su duración y condiciones. b) Las operaciones podrán ser realizadas por agentes que hayan participado en la organización y coordinación de la colocación y distribución de la emisión. c) Las operaciones no podrán extenderse más allá de los primeros 30 días corridos desde el primer día en el cual se haya iniciado la negociación secundaria del valor negociable en el Mercado. d) Podrán realizarse operaciones de estabilización destinadas a evitar o moderar alteraciones

bruscas en el precio al cual se negocien los valores negociables que han sido objeto de colocación primaria por medio del sistema de formación de libro o por subasta o licitación pública. e) Ninguna operación de estabilización que se realice en el período autorizado podrá efectuarse a precios superiores a aquéllos a los que se haya negociado el valor en cuestión en los Mercados autorizados, en operaciones entre partes no vinculadas con las actividades de organización, colocación y distribución. f) Los agentes que realicen operaciones en los términos antes indicados deberán informar a los Mercados la individualización de las mismas. Los Mercados deberán hacer públicas las operaciones de estabilización, ya fuere en cada operación individual o al cierre diario de las operaciones.

ÍNDICE

AVISO A LOS INVERSORES SOBRE NORMATIVA REFERENTE A LA PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y EL FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO.....	5
INTRODUCCIÓN.....	13
PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN CONTABLE Y OTRAS CUESTIONES.....	15
DOCUMENTOS INCORPORADOS POR REFERENCIA.....	20
OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DE MERCADO.....	20
I. DATOS SOBRE DIRECTORES Y ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN.....	23
II. DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA.....	30
III. INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA.....	34
IV. INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA.....	67
V. RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA.....	152
VI. DIRECTORES, ADMINISTRADORES, GERENCIA Y EMPLEADOS.....	195
VII. ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	199
VIII. INFORMACIÓN CONTABLE.....	206
IX. DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN.....	219
X. INFORMACIÓN ADICIONAL.....	233
ÍNDICE DE LOS ESTADOS FINANCIEROS.....	257
ANEXO A.....	258
ANEXO B.....	262

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

Directores y administradores titulares y suplentes, y gerentes

Las operaciones de Capex son conducidas por el Directorio, de acuerdo con el estatuto de la Emisora y la Ley General de Sociedades N° 19.550 (la “Ley General de Sociedades”). El estatuto de la Emisora establece que el Directorio estará compuesto por el número de miembros que fije la asamblea de accionistas entre un mínimo de tres y un máximo de seis miembros por mandatos de un año. La asamblea de accionistas también deberá designar suplentes en igual o menor número que los titulares y por el mismo plazo a fin de llenar las vacantes que se produjeran en el orden de su elección. El mandato de los directores se entiende prorrogado hasta que sean designados sus sucesores por la asamblea de accionistas y los nuevos miembros hayan tomado posesión de sus cargos.

A continuación se indican los actuales miembros del Directorio de Capex de conformidad con lo decidido por la Asamblea General Ordinaria de Capex de fecha 17 de agosto de 2016:

Nombre	Cargo	Edad	Fecha de Designación	Vencimiento del Mandato
Alejandro Enrique Götz (*)	Presidente	54	17/08/2016	17/08/2017
Pablo Alfredo Götz (*)	Vicepresidente	53	17/08/2016	17/08/2017
Rafael Andrés Götz (*)	Director Titular	52	17/08/2016	17/08/2017
Lidia Argentina Guinzburg	Directora Titular	72	17/08/2016	17/08/2017
René Balestra	Director Titular	87	17/08/2016	17/08/2017
Marilina Manteiga	Directora Suplente	40	17/08/2016	17/08/2017
Miguel Fernando Götz (*)	Director Suplente	50	17/08/2016	17/08/2017

(*) Revisten el carácter de “no independientes” en los términos de las Normas de la CNV.

La duración del mandato de los miembros del Directorio es de un ejercicio y su domicilio legal es el domicilio legal de la Emisora que figura en la contratapa del Prospecto.

A continuación, se transcribe una breve descripción biográfica de los miembros del Directorio:

Alejandro Enrique Götz. (D.N.I. 10.192.539 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-10192539-1 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 4 de mayo de 1962, se recibió de abogado en la Universidad de Belgrano. Se incorporó a la Emisora con fecha 7 de julio de 1994. Además de desempeñarse como Presidente de la Emisora ocupa los siguientes cargos: Presidente de Capsa, Presidente de Servicios Buproneu, Presidente de Interenergy Argentina S.A. (“Interenergy”), Presidente de Plenium Energy S.A., Director Titular de Bosque Andino S.A., Director Titular de Bosques Verdes S.A., Vicepresidente de Camp Cooley El Bagual S.A., Vicepresidente de Wild S.A., Director Titular de Alparamis S.A. y Vicepresidente de Hychico, Director Suplente en Meliquina S.A., Presidente de Fundación Diadema y Presidente de E G Wind S.A.

Adicionalmente, el Sr. Alejandro Enrique Götz es hermano del Sr. Pablo Alfredo Götz, Vicepresidente de la Emisora, de Rafael Andrés Götz, Director Titular de la Emisora y de Miguel Fernando Götz, Director Suplente de la Emisora. Asimismo, es presidente del Comité de Auditoría de la Emisora desde el 25 de agosto de 2003.

Pablo Alfredo Götz. (D.N.I.16.672.670 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-16672670-1 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 14 de julio de 1963, se recibió de licenciado en economía agropecuaria en la Universidad de Belgrano. Se incorporó a la Emisora con fecha 23 de julio de 1997. Además de desempeñarse como Vicepresidente de la Emisora ocupa los siguientes cargos: Director Titular de Plenium Energy S.A., Presidente de Hychico S.A., Vicepresidente de Servicios Buproneu S.A. Vicepresidente de Interenergy, Presidente de Bosque Patagónico S.A., Vicepresidente de Bosques Verdes S.A., Presidente de Camp Cooley El Bagual S.A., Director Suplente de Puyel S.A., Vicepresidente de Meliquina S.A., Presidente de Wild S.A., Vicepresidente de Alparamis S.A., Vicepresidente de Capsa, y Vicepresidente de Bosque Andino S.A y Secretario de Fundación Diadema.

Rafael Andrés Götz. (D.N.I. 17.201.357| C.U.I.T/C.U.I.L 20-17201357-1 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 29 de septiembre de 1964, se recibió de licenciado en sistemas en la Universidad de Belgrano. Se incorporó a la Emisora con fecha 23 de julio de 1996. Además de desempeñarse como Director Titular de la Emisora ocupa los siguientes cargos: Director Titular de Capsa, Director Titular de Servicios Buproneu, Director Titular de Interenergy, Director Titular de Hychico S.A. Presidente de Bosque Andino S.A., Presidente de Bosques Verdes S.A., Vicepresidente de Puyel S.A., Presidente de Meliquina S.A., Director Titular de Wild S.A., Director Suplente de Plenium Energy S.A., Director Titular de Alparamis S.A., Director Titular de E G Wind S.A. y Tesorero de Fundación Diadema.

Lidia Argentina Guinzburg. (D.N.I. 5.006.905 | C.U.I.T/C.U.I.L 27-05006905-8 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacida el 31 de octubre de 1944. Se incorporó a la Emisora el 6 de febrero de 1984 desempeñando el cargo de Gerente hasta su retiro en 2008. A la fecha miembro del Comité de Auditoría de la Emisora desde el 9 de agosto de 2013.

René Balestra. (D.N.I. 5.982.843 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-5982843-7 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 22 de octubre de 1929, se recibió de abogado en la Universidad Nacional del Litoral. Se incorporó a la Emisora con fecha 22 de agosto de 2003. Además de desempeñarse como Director Titular de la Emisora, ocupa el cargo de Presidente de la Fundación Héctor I. Astengo. Asimismo, es miembro titular del Comité de Auditoría de la Emisora desde el 25 de agosto de 2003.

Marilina Alba Manteiga. (D.N.I. 25.257.238 | C.U.I.T/C.U.I.L 23-25257238-4 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacida el 2 de mayo de 1976, se recibió de Licenciada en Economía en la Universidad de San Andrés. Además de desempeñarse como Directora Suplente de la Emisora, ocupó cargos en el Banco Central de la República Argentina, McKinsey & Co, MetLife Compañía de Seguros y AFJP, Novartis Argentina S.A., Merck S.A., y Janssen Cilag Farmacéutica S.A.

Miguel Fernando Götz. (D.N.I. 18.110.690 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-18110690-6 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 30 de agosto de 1966, se recibió de licenciado en sistemas en la Universidad de Belgrano, y se incorporó a la Emisora con fecha 7 de julio de 1997. Además de desempeñarse como Director Suplente de la Emisora ocupa los siguientes cargos: Director Titular de Capsa, Director Suplente de Servicios Buproneu S.A., Director Suplente de Interenergy Argentina S.A., Director Suplente de Hychico S.A. Vicepresidente de Plenium Energy S.A., Vicepresidente de Bosque Patagónico S.A., Presidente de Puyel S.A., Director Suplente de Bosques Verdes S.A., Director Titular de Wild S.A., Director Suplente de Camp Cooley El Bagual S.A y Director Titular de Alparamis S.A.

Gerencia de Primera Línea y Coordinadores:

Los miembros de la gerencia de primera línea y coordinadores de Capex a la fecha de este Prospecto son los siguientes:

Nombre	Cargo
Sergio Raballo (*)	Director Ejecutivo
Claudia Biasotti (*)	Directora de Finanzas y Administración
Hugo Cabral (*)	Director Comercial y de Asuntos Legales
Gabriel Osvaldo Irazuzta	Gerente de Operaciones de Agua del Cajón
José María González	Jefe de Geología de Desarrollo Oeste y Exploración
Jorge Buciak	Gerente de Ingeniería y Explotación de Buenos Aires
Federico Kitzberger	Gerente de Energía Eléctrica
Oscar Ernesto Nefa	Gerente de Administración, Recursos Humanos y Sistemas de Agua del Cajón
Luis Pablo Forni	Gerente de Ingeniería de Agua del Cajón
Alberto Vildósola	Gerente de Central Térmica
Laura Airolde	Coordinadora de Procesos y Auditoría Interna
Paola Karina Bazán	Coordinadora de Compensaciones y Relaciones Laborales
Italo Adolfo Quesada	Coordinador de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente

(*) Son miembros titulares del Directorio de Capsa.

El domicilio de todos los gerentes de primera línea es el domicilio legal de la Emisora que figura en el presente Prospecto. A continuación se transcribe una breve descripción biográfica de los gerentes de primera línea:

Sergio Raballo. (D.N.I.12.164.591 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-12164591-3 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 7 de septiembre de 1956, se recibió de ingeniero industrial en la Universidad Católica Argentina con post grado en Ingeniería en Petróleo en la Universidad de Buenos Aires. Se incorporó a la Emisora en agosto de 2002 y ocupa el cargo de Director Ejecutivo desde enero de 2004. Anteriormente se desempeñó en Hughes Tool Company por el lapso de once años, en Lufkin Argentina por un año, en Camuzzi Gas Pampeana y Sur por ocho años y en Exolgan por un año.

Claudia Biasotti. (D.N.I. 12.889.608 | C.U.I.T/C.U.I.L 27-12889608-8 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacida el 5 de octubre de 1958, se recibió de contadora pública nacional en la Universidad de Belgrano y de licenciada en administración de empresas en la misma universidad. Se incorporó a la Emisora en agosto de 1994 y ocupa el cargo de Directora de Finanzas y Administración desde enero de 2004. Anteriormente se desempeñó en Walter Thompson por el lapso de tres años y en S.A.D.E. por un lapso de dos años.

Hugo Cabral. (D.N.I. 14.097.204 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-14097204-6 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 24 de septiembre de 1960, se recibió de abogado en la Universidad de Belgrano. Se incorporó a la Emisora en marzo de 1999 y ocupa el cargo de Director Comercial y de Asuntos Legales desde enero de 2004. Anteriormente se desempeñó en CASFPI por el lapso de dos años.

Gabriel Osvaldo Irazuzta. (D.N.I. 12.724.965 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-12724965-3 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 3 de febrero de 1959, se recibió de ingeniero eléctrico en la Universidad Católica de Córdoba y posee una especialización en Explotación de Yacimientos realizado en la Universidad de Buenos Aires. Se incorporó a la Emisora en junio de 1991. Desde enero de 2009 ocupa el cargo de Gerente de Operaciones de Agua del Cajón.

José María González (D.N.I. 14, 508, 281 | C.U.I.T/C.U.I.L. 20-14508281-2 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A). Nacido el 7 de junio de 1961, se recibió de Licenciado en Cs. Naturales (Geología) en la Universidad de Buenos Aires. Se incorporó a la emisora en octubre del 2015 ocupando el cargo de Jefe de Exploración y Jefe de Desarrollo de la zona Oeste. Anteriormente se desempeñó en Schlumberger por seis meses, en Total Austral S.A. durante quince años, en Pioneer Natural Resources durante tres años, en Wintershall Energía S.A. durante 2 años y en Americas Petrogas Arg. durante siete años.

Jorge Buciak. (D.N.I. 12.642.931 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-12642931-3 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 13 de junio de 1958, se recibió de ingeniero hidráulico-civil en la Universidad de La Plata y Especialización en Explotación de yacimientos en la Universidad de Buenos Aires. Se incorporó a la Emisora en octubre de 1991 y ocupa el cargo de Gerente de Ingeniería y Explotación de Buenos Aires desde octubre de 2002. Anteriormente se desempeñó en Bridas por el lapso de dos años y en YPF por un lapso de seis años.

Federico Kitzberger. (D.N.I. 11.528.047 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-11528047-4 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 29 de enero de 1955, se recibió de ingeniero mecánico en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Se incorporó a la Emisora en junio de 1999 y ocupa el cargo de Gerente de Energía Eléctrica desde octubre de 2002. Anteriormente se desempeñó en Ave Fénix Energía por el lapso de dos años, en Charter Oak Energy por dos, en Kraftanlagen Argentina por cuatro y en Ludwig Riedhammer (Alemania) por siete años.

Oscar Ernesto Nefa. (D.N.I. 12.306.055 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-12306055-6 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 15 de junio de 1956, se recibió de contador público nacional en la Universidad Nacional de Cuyo. Ingresó a la Emisora en febrero de 1991. Se desempeña como Gerente de Administración y Recursos Humanos de Agua del Cajón desde mayo de 2008.

Luis Pablo Forni. (D.N.I.21.449.478 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-24449478-8 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 25 de febrero de 1970, se recibió de ingeniero industrial en la Universidad del Comahue. Realizó un MBA en el IAE (2009). Ingresó a la Emisora en junio 2001. Se desempeña como Gerente de Ingeniería desde mayo de 2009.

Alberto María Vildósola. (D.N.I. 16.677.397 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-16677397-1 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 7 de diciembre de 1963, se recibió de Ingeniero Electricista en la Universidad de Buenos Aires. Ingresó a la Emisora en septiembre de 1999. Se desempeña como Gerente de Central Térmica desde el año 2014.

Laura Airoides (D.N.I.23.675.589 | C.U.I.T/C.U.I.L 23-23675589-4 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A). Nacida el 13 de noviembre de 1973, se recibió de contador público en la Universidad de Buenos Aires. Se incorporó a la Emisora en diciembre de 2007 y ocupa el cargo de Coordinador de Control de Procesos y Auditoría Interna desde mayo de 2014. Anteriormente se desempeñó en PricewaterhouseCoopers por el lapso de once años, como Gerente de las áreas de servicios de Consultoría de Procesos de Negocios y Gestión de Riesgos Operativos.

Paola Karina Bazán (D.N.I. 22.991.336 / C.U.I.T/C.U.I.L 27-22991336-6 / Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacida el 10 de octubre de 1972, se recibió de Licenciada en Relaciones Industriales en la Universidad Argentina de la Empresa. Se incorporó a la Emisora en julio de 2016 y ocupa el cargo de Coordinadora de Compensaciones y Relaciones Laborales. Anteriormente se desempeñó en Nalco Argentina SRL durante 12 años, Hutchison por el lapso de 2 años como así también en Cabaña y Estancia Santa Rosa y Coca Cola de Argentina, entre otras, siempre en el área de Recursos Humanos.

Ítalo Adolfo Quesada (D.N.I 16.2248.763 / C.U.I.T/C.U.I.L 20-16284763-6 / Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 22 de julio de 1963, obtuvo el título de Técnico Superior en Seguridad Laboral, Higiene y Gestión Ambiental en el Instituto Panamericano de Estudios Superiores. Se incorporó a la Emisora el 22 de septiembre de 1994 y ocupa el cargo de Coordinador de Seg. Hig. y Medio Ambiente. Anteriormente se desempeñó en BRIDAS S.A.P.I.C por el lapso de 5 años y también prestó servicios en O.E.Q por el período de 1 año.

No existen contratos de trabajo a plazo fijo o contratos que excedan las estipulaciones establecidas en las normas laborales aplicables celebrados con los gerentes de primera línea. Asimismo, no existen contratos de locación de servicios de los directores con la Emisora o cualquiera de sus subsidiarias que provean beneficios luego de la terminación de sus mandatos.

a) Órgano de fiscalización

Conforme a la ley argentina, la Comisión Fiscalizadora se encarga de supervisar el cumplimiento de lo estipulado en el estatuto de la Emisora y la Ley de Sociedades Comerciales. Esta Comisión deberá preparar un informe acerca de la precisión de la información financiera presentada por el Directorio de la Emisora a los accionistas para ser presentada en la asamblea general ordinaria anual, sin perjuicio del rol que desempeñan los auditores externos. El estatuto de la Emisora establece que la Comisión Fiscalizadora estará conformada por tres síndicos titulares y tres síndicos suplentes, elegidos por los accionistas, que ocuparán sus cargos durante períodos de un año. El mandato de los síndicos se entiende prorrogado hasta que sean designados sus sucesores por la Asamblea de Accionistas y los nuevos miembros hayan tomado posesión de sus cargos.

Los integrantes de la Comisión Fiscalizadora, en la República Argentina denominados síndicos, están autorizados también a (i) convocar asambleas ordinarias y extraordinarias de accionistas, (ii) incluir en el orden del día de las asambleas de accionistas los temas que consideren procedentes, (iii) asistir a asambleas de accionistas y (iv) en general, controlar los asuntos de la Emisora.

Nombre	Cargo	Edad	Fecha de Designación	Vencimiento del Mandato
Norberto Feoli	Síndico Titular	69	17/08/2016	17/08/2017
Edgardo Giudicessi	Síndico Titular	67	17/08/2016	17/08/2017
Mario Árraga Penido	Síndico Titular	78	17/08/2016	17/08/2017
Claudia Marina Valongo	Síndico Suplente	56	17/08/2016	17/08/2017
Andrea Mariana Casas	Síndico Suplente	48	17/08/2016	17/08/2017

Nombre	Cargo	Edad	Fecha de Designación	Vencimiento del Mandato
Claudia Angélica Briones	Síndico Suplente	59	17/08/2016	17/08/2017

Todos los miembros de la Comisión Fiscalizadora revisten carácter de “independientes” en los términos de las Normas de CNV y su domicilio legal es el domicilio legal de la Emisora que figura en la contratapa del Prospecto.

A continuación, se transcribe una breve descripción biográfica de cada miembro titular y suplente de la Comisión Fiscalizadora:

Norberto Feoli. (D.N.I. 7.600.424 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-07600424-3 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 21 de agosto de 1947, se recibió de contador público en la Universidad de Buenos Aires. Especialista en auditoría externa. Se incorporó a la Emisora con fecha 20 de diciembre de 1988. Tiene más de 30 años de ejercicio de la profesión, fue miembro de PwC, habiéndose retirado como Socio de la firma. Actualmente se desempeña como Síndico de prestigiosas firmas del país.

Edgardo Giudicessi. (D.N.I. 7.691.130 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-07691130-5 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 31 de marzo de 1949, se recibió de contador público en la Universidad de Buenos Aires. Especialista en Impuestos. Se incorporó a la Emisora con fecha 24 de agosto de 2004. Tiene más de 30 años de ejercicio de la profesión, fue miembro de PwC, habiéndose retirado como Director de la firma. Actualmente se desempeña como consultor de su especialidad en forma independiente en importantes compañías del país.

Mario Árraga Penido. (D.N.I. 4.284.136 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-04284136-7 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 24 de enero de 1939, se recibió de abogado en la Universidad de Buenos Aires. Especializado en Derecho Civil y Comercial. Se incorporó a la Emisora con fecha 24 de agosto de 2004. Tiene más de 30 años de experiencia en la profesión, es profesor titular en las Universidades de Buenos Aires y del Salvador y encabeza su propio estudio jurídico.

Claudia Marina Valongo. (D.N.I.13.958.869 | C.U.I.T/C.U.I.L 27-13958869-5 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacida el 24 de septiembre de 1960, se recibió de contadora pública en la Universidad Nacional de Rosario. Especialista en Auditoría externa. Se incorporó a la Emisora con fecha 24 de agosto de 2004. Tiene más de 20 años de experiencia en la profesión, fue miembro de PwC, habiéndose retirado como Gerente de la firma. Actualmente se desempeña como consultor de su especialidad en forma independiente en varias compañías del país.

Andrea Mariana Casas. (D.N.I.20.471.164 | C.U.I.T/C.U.I.L 27-20471164-5 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacida el 28 de octubre de 1968, se recibió de contadora pública en la Universidad de Buenos Aires. Especialista en Auditoría externa. Se incorporó a la Emisora con fecha 24 de agosto de 2004. Tiene más de 20 años de experiencia en la profesión, fue miembro de PwC, habiéndose retirado como Gerente de la firma. Actualmente se desempeña como consultor de su especialidad en forma independiente en varias compañías del país.

Claudia Angélica Briones. (D.N.I. 13.746.148 | C.U.I.T/C.U.I.L 27-13746148-5 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacida el 4 de octubre de 1957, se recibió de abogada en la Universidad de Buenos Aires. Se incorporó a la Emisora con fecha 24 de agosto de 2004. Tiene más de 25 años de experiencia en la profesión. Actualmente se desempeña como abogada en forma independiente.

b) Asesores

Asesores impositivos: Price Waterhouse & Co. Asesores de Empresas S.R.L., con domicilio en Bouchard 557 Piso 8°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Asesores legales del Programa: Estudio Beccar Varela sito en Tucumán 1, Piso 3°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina

c) Auditores

Los socios firmantes de PwC de los últimos tres (3) ejercicios anuales de la Emisora fueron los siguientes:

Estado Financiero al:	Socio firmante	Estudio contable:	Domicilio:	D.N.I.:	C.U.I.T. / C.U.I.L.:	Matriculado en:
30 de abril de 2016	Carlos A. Pace	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	Bouchard 557 Piso 8° CABA	14.101.020	20-14101020-5	CPCECABA T° 150, F° 106
30 de abril de 2015	Carlos A. Pace	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	Bouchard 557 Piso 8° CABA	14.101.020	20-14101020-5	CPCECABA T° 150, F° 106
30 de abril de 2014	Alejandro P. Frechou	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	Bouchard 557 Piso 8° CABA	13.565.011	20-13565011-1	CPCECABA T° 156, F° 85

El socio firmante de PwC respecto del ejercicio en curso es:

Socio firmante	Estudio contable:	Domicilio:	D.N.I.:	C.U.I.T. / C.U.I.L.:	Matriculado en:
Nicolás A. Carusoni	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	Bouchard 557 Piso 8° CABA	22.970.512	20-22970512-2	CPCECABA T° 252, F° 141

Asimismo, los Estados Financieros Consolidados Condensados Intermedios no auditados de la Emisora por los períodos de 9 meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016 han sido objeto de revisión limitada por Price Waterhouse & Co. S.R.L.

II. DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA

El siguiente resumen está condicionado en su totalidad y se encuentra sujeto a la información detallada incluida en otros capítulos del Prospecto. Los términos y expresiones particulares de cualquier Serie y/o Clase de Obligaciones Negociables estarán detallados en el Suplemento de Precio aplicable. El presente deberá leerse junto con el respectivo Suplemento de Precio. Las palabras utilizadas y no definidas en este resumen tendrán los significados que se les otorga en el Capítulo IX “De la Oferta y la Negociación”.

Emisora	Capex S.A.
Colocadores	La o las personas autorizadas que la Emisora pudiera oportunamente designar como Colocadores.
Organizadores	La o las personas autorizadas que la Emisora pudiera oportunamente designar como Organizadores de cada Clase y/o Serie.
Monto del Programa	Por hasta U\$S600.000.000 (o su equivalente en otras monedas) en cualquier momento en circulación o los demás montos que pudieran ser acordados por la Emisora y el o los Colocadores y aprobados por la CNV.
Forma	Las Obligaciones Negociables podrán ser cartulares nominativas no endosables y/o ser escriturales y/o estar representadas en títulos globales y/o por títulos definitivos. Por otra parte, en caso que así lo permitieran las normas vigentes, también podrán ser al portador si así se especifica en los Suplementos de Precio correspondientes. Las Obligaciones Negociables representadas en títulos cartulares nominativos no endosables estarán numeradas en forma correlativa, marcadas con letras o identificadas de otro modo conforme lo determinen los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora que firmen las Obligaciones Negociables en cuestión. Las Obligaciones Negociables representadas en títulos globales o emitidas en forma escritural serán depositadas y/o registradas en sistemas aprobados por la CNV. De conformidad con lo dispuesto por la Ley N° 24.587, actualmente las sociedades argentinas no pueden emitir títulos valores privados al portador.
Monedas	Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en Dólares, en Pesos, o en cualquier otra moneda o unidad monetaria conforme se especifique en el Suplemento de Precio aplicable, sujeto al cumplimiento de todos los requisitos legales o reglamentarios aplicables a la emisión en dicha moneda o unidad monetaria; incluso, sin que ello implique limitación alguna, podrán emitirse Obligaciones Negociables cuyo valor nominal esté determinado en una moneda, el cual se podrá convertir durante la vigencia de la Obligación Negociable a otra moneda según un tipo de cambio aplicable que se indique en el respectivo Suplemento de Precio, y luego el capital y/o intereses y/o montos adicionales y/o cualquier otra suma a ser abonada bajo dichas Obligaciones Negociables pueda ser pagada a su tenedor en alguna de dichas monedas o en cualquier otra moneda o unidad monetaria, según se especifique en el

	<p>Suplemento de Precio aplicable. Siempre y cuando lo permitan las normas aplicables, podrán emitirse Obligaciones Negociables cuyo capital sea ajustable por los índices y/o procedimientos que se especifiquen en los Suplementos de Precio correspondientes. Asimismo, las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en más de una moneda, según se especifique en el Suplemento de Precio aplicable.</p>
Vencimientos	<p>Las Obligaciones Negociables tendrán los plazos de vencimiento y los plazos y formas de amortización que se fijen en el correspondiente Suplemento de Precio, respetando los plazos mínimos y máximos que resulten aplicables de acuerdo con las normas vigentes y pudiendo ser emitidas a corto, mediano y/o largo plazo.</p>
Duración del Programa	<p>Cinco (5) años a partir de la fecha de la autorización del Programa por la CNV, o cualquier otro plazo mayor que oportunamente se autorice.</p>
Rango	<p>Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones directas, con garantía sobre el patrimonio de la Emisora o sin garantía especial e incondicionales de la Emisora y gozarán del mismo grado de privilegio sin ninguna preferencia entre sí. Las Obligaciones Negociables gozarán en todo momento por lo menos de igual derecho de pago que todas las demás obligaciones no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora, salvo las obligaciones con tratamiento preferencial según la ley aplicable.</p>
Emisión en Clases y/o Series	<p>Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en diversas Clases. Las Obligaciones Negociables emitidas en diferentes Clases podrán otorgar derechos diferentes, pero las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos derechos entre sí. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en diversas Series.</p> <p>Los términos específicos de cada Clase y/o Serie serán detallados en el Suplemento de Precio respectivo.</p>
Precio de Emisión	<p>Las Obligaciones Negociables podrán emitirse a la par, o con descuento o prima respecto del valor par, según se especifique en el Suplemento de Precio aplicable.</p>
Períodos de Intereses, Modalidad y Tasas de Interés	<p>La duración de los períodos de intereses para las Obligaciones Negociables, la modalidad y la tasa de interés aplicable o su método de cálculo, estará especificada en el respectivo Suplemento de Precio aplicable.</p>
Rescate	<p>En el caso que así lo especifique el Suplemento de Precio respectivo, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora y/o de los tenedores (conforme dicho término se define a continuación) y/o por razones impositivas con anterioridad al</p>

vencimiento estipulado de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en el Suplemento de Precio respectivo. El rescate anticipado parcial se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.

Calificaciones

El presente Programa no cuenta con calificación de riesgo. La Emisora podrá optar por calificar cada una de las Clases o Series de Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Precio. En ningún caso se deberá considerar que las calificaciones que se otorguen a una Clase y/o Serie son una recomendación de la Emisora, del Organizador o del Colocador (conforme se definen más adelante) para que se adquieran las Obligaciones Negociables.

ESTE PROGRAMA NO CUENTA CON CALIFICACIÓN DE RIESGO

Compromisos de la Emisora

El presente, y sin perjuicio de lo que oportunamente se determine en el Suplemento de Precio respectivo, contiene ciertos compromisos que la Emisora debe cumplir mientras existan Obligaciones Negociables en circulación. Véase Capítulo IX. *“De la Oferta y la Negociación” – “Compromisos de la Emisora”*.

Supuestos de Incumplimiento

El presente, y sin perjuicio de lo que oportunamente se determine en el Suplemento de Precio respectivo, contiene ciertos supuestos de incumplimiento. Véase Capítulo IX. *“De la Oferta y la Negociación” – “Supuestos de Incumplimiento”*. Las Obligaciones Negociables de una Clase en particular podrán contener otros o diferentes supuestos de incumplimiento.

Denominaciones Mínimas

Las denominaciones mínimas de las Obligaciones Negociables y sus múltiplos correspondientes serán determinadas oportunamente en cada Suplemento de Precio respetando las normas aplicables vigentes.

Monto Mínimo de Suscripción

El Monto Mínimo de Suscripción de las Obligaciones Negociables será el que se especifique en el Suplemento de Precio respectivo, respetando en todo momento los límites de las Normas de la CNV, o el que resultara aplicable oportunamente.

Ley Aplicable

La Ley de Obligaciones Negociables, con sus modificaciones, regirá los requisitos para que las Obligaciones Negociables califiquen como obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de sus términos, y junto con la Ley General de Sociedades y las demás leyes y reglamentaciones argentinas aplicables, regirá la capacidad y autorización societaria de la Emisora para celebrar y otorgar las Obligaciones Negociables y ciertos temas relacionados con las asambleas de tenedores, y la autorización de la CNV para la creación del Programa y la oferta de las Obligaciones Negociables en la República Argentina. Todos los demás asuntos respecto de las Obligaciones Negociables se

regirán e interpretarán de acuerdo con la ley argentina, del Estado de Nueva York, Estados Unidos de América o aquella otra legislación que se determine oportunamente en el Suplemento de Precio respectivo.

Jurisdicción	Toda acción contra la Emisora en razón de las Obligaciones Negociables podrá ser interpuesta ante los tribunales judiciales competentes con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y/o ante el tribunal arbitral permanente del mercado autorizado que resulte competente de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, en su caso, y/o cualquier otro tribunal al cual la Emisora decida someterse conforme se establezca en el Suplemento de Precio pertinente.
Listado y Negociación	Se podrá solicitar el listado y negociación de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (“BYMA”), en el Mercado Abierto Electrónico S.A. (“MAE”) y en cualquier otro mercado autorizado del país y/o del exterior conforme se determine en el Suplemento de Precio aplicable.
Sistemas de Compensación	Euroclear, Clearstream y DTC (o los sistemas de compensación adicionales o alternativos aprobados por la Emisora) y según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio.
Otras Emisiones de Obligaciones Negociables	La Emisora podrá oportunamente, sin notificación ni el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables en circulación, crear y emitir otras Obligaciones Negociables de la misma o de una nueva Clase.
Restricciones a la Venta y Colocación	Existen ciertas restricciones sobre la oferta y venta de Obligaciones Negociables en los Estados Unidos de América, la Unión Europea, el Reino Unido y la República Argentina, y en ciertas otras jurisdicciones.
Destino de los Fondos	Conforme a lo requerido en virtud del segundo párrafo del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, los fondos netos obtenidos por la Emisora de la oferta y venta de cualquier Serie y/o Clase de Obligaciones Negociables serán utilizados para uno o más de los siguientes propósitos: (i) realizar inversiones en activos físicos ubicados en la República Argentina, (ii) integración de capital de trabajo a ser utilizado en la República Argentina, (iii) refinanciación de pasivos, e (iv) integración de aportes de capital a sociedades anónimas controladas o vinculadas, que utilizarán tales aportes exclusivamente con los propósitos establecidos en los puntos (i), (ii) o (iii) precedentes. El destino específico de los fondos obtenidos de la oferta y venta de cada Serie y/o Clase de Obligaciones Negociables se indicará en el Suplemento de Precio aplicable.
Factores de Riesgo	Para una mayor aclaración sobre ciertos factores que deben ser considerados por los futuros inversores en relación con la realización de una inversión en las Obligaciones Negociables, véase “Factores de Riesgo”.

III. INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA

a) Información contable y financiera

El siguiente cuadro muestra una síntesis de la información contable consolidada de Capex por cada uno de los períodos indicados. Esta información deberá ser leída, y se encuentra íntegramente sujeta al tratamiento y descripción más detallada de la información contable contenida en el capítulo “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera”, y a los Estados Financieros Consolidados adjuntos al presente e incorporados por referencia.

El resumen de la información contable consolidada por los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 y de la información contable consolidada por los períodos intermedios no auditados de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016 ha sido extraído de los Estados Financieros Consolidados de Capex.

Síntesis de resultados consolidados conforme las Normas Contables Profesionales

	Por el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de		Por el ejercicio finalizado el 30 de abril de		
	2017	2016	2016	2015	2014
<i>Cifras expresadas en Pesos</i>					
Información de los Estados de Resultados Consolidados:					
Ventas netas	2.145.152.137	1.201.722.029	1.844.804.297	1.260.911.657	816.212.306
Costo de ventas	(682.253.189)	(448.565.922)	(619.527.735)	(473.719.532)	(339.523.798)
Resultado bruto	1.462.898.948	753.156.107	1.225.276.562	787.192.125	476.688.508
Gastos de exploración	-	-	(76.710.629)	(174.860.302)	-
Gastos de comercialización	(333.009.758)	(171.195.376)	(254.210.741)	(170.351.345)	(120.730.278)
Gastos de administración	(132.142.377)	(95.316.816)	(129.906.146)	(91.527.822)	(65.428.564)
Otros ingresos / (egresos) operativos netos	1.730.575	101.956	(952.088)	1.298.689	13.633.904
Resultado operativo	999.477.388	486.745.871	763.496.958	351.751.345	304.163.570
Ingresos financieros					
Intereses y otros	142.432.158	88.674.300	120.523.841	77.587.474	13.270.706
Devengamiento de intereses de créditos	473.686	1.655.049	(3.809.929)	3.499.807	502.158
Diferencia de cambio	74.255.010	267.951.362	283.542.436	46.413.108	138.132.425
Costos financieros					
Intereses y otros	(325.952.914)	(279.499.065)	(403.188.432)	(279.722.538)	(220.666.995)
Swap de tasa LIBO	-	-	-	1.079.814	7.373.217
Diferencia de cambio	(361.249.365)	(1.097.666.894)	(1.154.517.380)	(196.054.923)	(617.149.291)
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(3.634.253)	(2.519.275)	(3.648.533)	(242.135)	3.235.753
Otros resultados financieros	(1.262.469)	546.692	456.913	69.516	1.492.925
Resultado antes de impuesto a las ganancias	524.539.241	(534.111.960)	(397.144.126)	4.381.468	(369.645.532)
Impuesto a la ganancia mínima presunta	-	-	-	(431.582)	3.801.279
Impuesto a las ganancias	(186.297.160)	185.743.010	137.218.320	(3.561.977)	140.426.465
Resultado neto del período / ejercicio	338.242.081	(348.368.950)	(259.925.806)	387.909	(225.417.788)
Conceptos que no se reclasificarán posteriormente a resultados					
Otros resultados integrales	1.252.011.601	-	1.049.995.831	743.518.138	-
Resultado integral del período / ejercicio	1.590.253.682	(348.368.950)	790.070.025	743.906.047	(225.417.788)

	Por el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de		Por el ejercicio finalizado el 30 de abril de		
	2017	2016	2016	2015	2014
<i>Cifras expresadas en Pesos</i>					
Resultado neto del período / ejercicio atribuible a:					
Propietarios de la Sociedad	335.960.412	(347.796.024)	(259.556.433)	531.482	(224.966.816)
Participación no controlante	2.281.669	(572.926)	(369.373)	(143.573)	(450.972)
Resultado neto del período / ejercicio	338.242.081	(348.368.950)	(259.925.806)	387.909	(225.417.788)
Resultado integral del período / ejercicio atribuible a:					
Propietarios de la Sociedad	1.588.209.471	(347.796.024)	788.642.078	739.897.223	(224.966.816)
Participación no controlante	2.044.211	(572.926)	1.427.947	4.008.824	(450.972)
Resultado integral del período / ejercicio	1.590.253.682	(348.368.950)	790.070.025	743.906.047	(225.417.788)

	Por el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de		Por el ejercicio finalizado el 30 de abril de		
	2017	2016	2016	2015	2014
<i>Cifras expresadas en Pesos</i>					
Otros Datos Contables Consolidados:					
Amortización de Propiedad, plata y equipo	358.849.111	210.420.162	273.202.426	205.980.533	137.591.940
Pagos efectuados por adquisiciones de propiedad, planta y equipo	626.902.525	378.434.117	633.362.736	349.998.605	191.429.095
<i>Otros indicadores</i>					
EBITDA Ajustado	1.358.326.499	697.166.033	1.113.410.013	732.592.180	441.755.510
Margen de EBITDA Ajustado	63,3%	58,0%	60,4%	58,1%	54,1%
<u>Datos respaldatorios</u>					
<u>Cálculo de EBITDA Ajustado</u>					
Resultado operativo	999.477.388	486.745.871	763.496.958	351.751.345	304.163.570
Amortización de Propiedad, plata y equipo	358.849.111	210.420.162	273.202.426	205.980.533	137.591.940
Gastos de exploración	-	-	76.710.629	174.860.302	-
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	1.358.326.499	697.166.033	1.113.410.013	732.592.180	441.755.510
<u>Margen de EBITDA Ajustado ⁽²⁾</u>					
EBITDA Ajustado	1.358.326.499	697.166.033	1.113.410.013	732.592.180	441.755.510
VENTAS Netas	2.145.152.137	1.201.722.029	1.844.804.297	1.260.911.657	816.212.306
Margen de EBITDA Ajustado	63,3%	58,0%	60,4%	58,1%	54,1%

(1) Ver definición en “Presentación de información contable y otras cuestiones” en el presente.

(2) Margen de EBITDA Ajustado: Es calculado por la Emisora de la siguiente manera: EBITDA Ajustado sobre Ventas Netas.

Síntesis de la situación patrimonial consolidada conforme las Normas Contables Profesionales

	Por el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de		Por el ejercicio finalizado el 30 de abril de		
	2017	2016	2016	2015	2014
<i>Cifras expresadas en Pesos</i>					
Datos de los Estados					
Financieros Consolidados:					
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.325.233.196	358.037.701	244.425.609	392.703.520	51.783.467
Capital de trabajo	1.463.592.827	332.334.454	942.046.769	277.407.660	(103.254.856)
Total del Activo	9.142.724.496	4.692.957.120	6.618.647.783	4.032.427.127	2.473.128.203
Préstamos corrientes y no corrientes	3.573.671.727	3.399.566.432	3.390.779.073	2.218.622.141	1.883.082.096
Total del Pasivo	5.743.672.040	4.034.097.321	4.821.349.009	3.025.198.378	2.209.805.501
Total de Aportes de los Propietarios	259.488.458	259.488.458	259.488.458	259.488.458	259.488.458
Total de Reservas	2.878.845.608	719.123.772	1.758.984.331	671.801.964	223.747.142
Total de Resultados no Asignados	236.683.490	(328.242.247)	(231.664.704)	66.875.585	(224.966.816)
Patrimonio atribuible a los propietarios	3.375.017.556	650.369.983	1.786.808.085	998.166.007	258.268.784
Participación no controlada	24.034.900	8.489.816	10.490.689	9.062.742	5.053.918
Patrimonio neto	3.399.052.456	658.859.799	1.797.298.774	1.007.228.749	263.322.702

	Por el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de		Por el ejercicio finalizado el 30 de abril de		
	2017	2016	2016	2015	2014
<i>Cifras expresadas en Pesos</i>					
Activo corriente	2.036.564.388	959.960.427	1.666.571.576	816.697.176	337.115.675
Pasivo corriente	572.971.561	627.625.973	724.524.807	539.289.516	440.370.531
Capital de trabajo = AC - PC	1.463.592.827	332.334.454	942.046.769	277.407.660	(103.254.856)

b) Indicadores

Indicadores	Por el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de		Por el ejercicio finalizado el 30 de abril de		
	2017	2016	2016	2015	2014
<i>Cifras expresadas en Pesos</i>					
Liquidez corriente ⁽¹⁾	3,55	1,53	2,30	1,51	0,77
Solvencia ⁽²⁾	0,59	0,16	0,37	0,33	0,12
Inmovilización del Capital ⁽³⁾	0,78	0,80	0,75	0,80	0,86
Rentabilidad ⁽⁴⁾	-	-	0,56	1,17	-0,60

(1) activo corriente / pasivo corriente

(2) patrimonio / total pasivo

(3) activo no corriente / total activo

(4) resultado integral del ejercicio / patrimonio neto promedio

e) Capitalización y Endeudamiento

El siguiente cuadro presenta el endeudamiento de corto y largo plazo, el patrimonio neto y la capitalización total de la Emisora al 31 de enero de 2017. Deberá leerse este cuadro junto con la información contenida bajo la sección “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*” de este Prospecto y los Estados Financieros Consolidados Intermedios No Auditados al 31 de enero de 2017 de la Emisora y sus notas que se adjuntan al Prospecto.

	Al 31 de enero de 2017	
	\$	U\$S ⁽¹⁾
Endeudamiento de corto plazo ⁽²⁾	148.409.325	9.335.681
Endeudamiento de largo plazo ⁽²⁾	3.425.262.402	215.465.962
Total de endeudamiento ⁽²⁾	3.573.671.727	224.801.644
Total del patrimonio neto	3.399.052.456	213.817.227
Capitalización total ⁽³⁾	6.972.724.183	438.618.870

Notas:

(1) 1 U\$S = \$15,89 según tipo de cambio al 31 de enero de 2017.

(2) Los saldos corresponden al capital adeudado más los intereses devengados al 31 de enero de 2017, siendo \$ 148.409.325 expuestos en deudas financieras corrientes y \$ 3.425.262.402 expuestos en deudas financieras no corrientes. Para mayor información sobre el endeudamiento de la Emisora, véase “*Información sobre la Emisora – Endeudamiento*”.

(3) La capitalización total representa el total del endeudamiento más el total del patrimonio neto.

d) Razones para la oferta y destino de los fondos

Conforme a lo requerido en virtud del segundo párrafo del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, los fondos netos obtenidos por la Emisora de la oferta y venta de cualquier Serie y/o Clase de Obligaciones Negociables serán utilizados para uno o más de los siguientes propósitos: (i) realizar inversiones en activos físicos ubicados en la República Argentina, (ii) integración de capital de trabajo a ser utilizado en la República Argentina, (iii) refinanciación de pasivos, e (iv) integración de aportes de capital a sociedades anónimas controladas o vinculadas, que utilizarán tales aportes exclusivamente con los propósitos establecidos en los puntos (i), (ii) o (iii) precedentes. El destino específico de los fondos obtenidos de la oferta y venta de cada Serie y/o Clase de Obligaciones Negociables se indicará en el Suplemento de Precio aplicable.

e) Factores de riesgo

La inversión en títulos acarrea un alto grado de riesgo. Antes de tomar una decisión de inversión, los compradores potenciales deben considerar cuidadosamente, a la luz de sus propias circunstancias financieras y objetivos de inversión, toda la información que se incluye en este Prospecto, en particular, los factores de riesgo que se describen a continuación y en el Suplemento de Precio correspondiente (si hubiera), en relación con la República Argentina, la Emisora y la inversión en las Obligaciones Negociables. Los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora, incluyendo su capacidad de pago bajo las Obligaciones Negociables, podrían verse afectados por cualquiera de los riesgos descritos en esta sección. En particular, las operaciones y las ganancias de la Emisora están sujetas a riesgos como resultado de los cambios en las condiciones económicas, políticas, competitivas, legales, regulatorias, sociales, industriales y de sus negocios. Como resultado de la crisis global de fines de la década pasada, la incertidumbre económica y la volatilidad de los precios del petróleo y del gas y de la demanda y los márgenes, ciertos riesgos podrían cobrar mayor preeminencia sea individual o conjuntamente. El precio de mercado de las Obligaciones Negociables podría disminuir debido a cualquiera de estos riesgos y los inversores podrían perder todo o parte de su inversión. Los riesgos que se describen a continuación son aquellos conocidos por la Emisora y los que considera que

podrían tener un efecto significativo en la Emisora. Riesgos adicionales no conocidos por Capex podrían tener un efecto adverso en los negocios de la Emisora.

Este Prospecto también contiene ciertas declaraciones a futuro que acarrearán riesgos e incertidumbres. Véase “Nota especial relacionada con declaraciones respecto del futuro”. Los resultados de Capex podrían diferir significativa y adversamente de aquéllos previstos en las declaraciones a futuro debido a ciertos factores, incluyendo los riesgos descriptos a continuación o en otra sección de este Prospecto.

Factores de riesgo relacionados con la República Argentina

La Emisora depende ampliamente de las condiciones macroeconómicas de Argentina.

Los negocios y resultados financieros de la Emisora dependen en gran parte de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales de Argentina. La Emisora es una sociedad anónima constituida de conformidad con la legislación de Argentina y la mayor parte de sus operaciones, activos e ingresos se encuentran en Argentina o son obtenidos en Argentina. La economía argentina ha experimentado una importante volatilidad en las décadas recientes, caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y devaluación monetaria, y podría registrarse mayor volatilidad en el futuro.

Durante los años 2001 y 2002, Argentina sufrió un período de grave crisis política, económica y social que causó una contracción económica significativa y motivó cambios radicales en las políticas de gobierno. Entre otras cosas, esto conllevó a que Argentina entrara en default respecto de sus obligaciones de deuda externa soberana, provocando una devaluación sustancial del Peso y posterior inflación y dando lugar a la implementación de medidas de emergencia que han afectado a varios sectores de la economía, particularmente al sector energético. Estas medidas de emergencia y otras políticas económicas incluyeron, entre otras cuestiones, controles de capital y cambiarios, restricciones y retenciones a las exportaciones, controles de precios e intervención del gobierno en el sector privado y nacionalizaciones. Como resultado de la crisis y de la respuesta del gobierno, varios deudores del sector privado con exposición al tipo de cambio entraron en default con respecto a sus deudas pendientes.

Si bien Argentina se ha recuperado en gran medida de la crisis de 2001-2002, el ritmo de crecimiento de su economía decayó, lo cual indica incertidumbre sobre si el crecimiento experimentado entre 2003 y 2011 era sostenible. El crecimiento económico inicialmente se vio fomentado por una devaluación significativa del Peso, la disponibilidad de capacidad de producción excedente a raíz de un largo período de profunda recesión y altos precios de *commodities*. Sin embargo, en 2008 y 2009, la economía argentina se ralentizó debido a factores internos y externos, incluidos los efectos de la crisis económica global y una sequía prolongada que afectó las actividades agrícolas. A pesar del crecimiento posterior a la crisis de 2001-2002, la economía ha sufrido una erosión sostenida de la inversión de capital. Las condiciones económicas en Argentina entre 2012 y 2015 incluyeron controles cambiarios estrictos (a partir del segundo semestre de 2011), mayor inflación, un déficit fiscal creciente y menor capacidad de Argentina de pagar su deuda soberana de conformidad con sus términos debido a los litigios con los acreedores denominados *holdouts* (los cuales, a la fecha, han sido en su mayoría dirimidos). Asimismo, existe una necesidad cada vez mayor de inversiones de capital, con varios sectores, particularmente el energético, que operan a capacidad casi plena. La pérdida de competitividad de productos y servicios argentinos, la menor confianza entre consumidores e inversores externos y locales, el mayor índice de inflación e incertidumbre política a futuro, entre otros factores, podrían afectar el desarrollo de la economía argentina. Más recientemente, la economía ha mostrado signos de ralentización, principalmente debido a la baja de los precios internacionales de *commodities* y condiciones adversas en Brasil, uno de los principales socios comerciales de Argentina.

La volatilidad de la economía argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y previsiblemente continuarán teniendo un gran impacto sobre la Emisora. Como sucedió en el pasado reciente, la economía de Argentina puede verse afectada si las presiones políticas y sociales impiden la implementación de las políticas públicas destinadas a controlar la inflación, generar crecimiento y aumentar la confianza de los consumidores e inversores, o si las políticas implementadas por el gobierno argentino actual destinadas a alcanzar estas metas no resultan exitosas. No es posible asegurar que los acontecimientos económicos, sociales y políticos futuros de Argentina, sobre los que la Emisora no tiene control, no afectarán sus negocios, su situación patrimonial o los resultados de sus operaciones

Los acontecimientos políticos de Argentina podrían afectar la economía del país y el sector energético en particular.

Tras las elecciones legislativas y presidenciales, en el ballottage que tuvo lugar el 22 de noviembre de 2015 fue electo Mauricio Macri como presidente de la República Argentina.

Desde que asumió Mauricio Macri, se han implementado varias reformas económicas y políticas de gran magnitud, incluidas las siguientes: (i) Reformas en el INDEC: en enero de 2016 y como consecuencia de los cuestionamientos pasados a los índices económicos del INDEC se declaró el estado de emergencia administrativa del sistema estadístico nacional y del INDEC. A partir de ese momento, el INDEC comenzó a implementar reformas metodológicas a fin de ajustar ciertas estadísticas macroeconómicas que permitieron un reacomodamiento de las obligaciones de Argentina para con el FMI en esta materia. Lo expuesto podría conllevar a una futura falta de confianza en la economía argentina y una limitación al acceso al crédito y al mercado de capitales; (ii) Acuerdo con los holdouts: el gobierno llegó a un acuerdo con la mayoría de los holdouts, el cual fue tratado por el Congreso de la Nación mediante la Ley N° 27.249. Al 30 de junio de 2016, la deuda no negociada por la Argentina ascendía a U\$S 0,9 mil millones. Véase *“Factores de Riesgo — Riesgos Relacionados con Argentina - La disponibilidad de financiamiento en los mercados internacionales podría obstaculizar la implementación de reformas para promover el crecimiento económico, lo que podría afectar adversamente la economía argentina y los negocios de la Emisora.”*; (iii) Reformas cambiarias: se implementaron ciertas reformas tendientes a morigerar y/o eliminar las restricciones cambiarias. Véase *“Tipo de cambio y controles cambiarios”*; (iv) Reformas del comercio exterior: se eliminaron o redujeron los derechos de exportación aplicables a varios productos agrícolas, como así también los derechos de exportación aplicables a productos industriales, de minería y electrónica; (v) Política fiscal: se tomaron medidas para anclar las cuentas públicas, buscando reducir el déficit fiscal a través de una serie de medidas fiscales y de otro tipo, en parte a través de la eliminación de los subsidios a los servicios públicos existentes, tales como los aplicables a los servicios de electricidad y gas; (vi) Corrección de desequilibrios monetarios: el Banco Central ha incrementado sus esfuerzos estabilizadores para reducir los desbalances monetarios e incrementar las tasas de intereses, reduciendo así la presión inflacionaria. Adicionalmente, el Banco Central reemplazó a comienzos del 2017 a las Letras del Banco Central (Lebac) como tasa de referencia por la tasa de pases a 7 días, la que es determinada semanalmente. Véase *“El nivel continuamente alto de la inflación podría afectar la economía argentina y tener un impacto negativo en los resultados de nuestras operaciones”*; (vii) Ley de Sinceramiento Fiscal: en julio de 2016, se promulgó la Ley N° 27.260 y sus modificatorias (Régimen de Sinceramiento Fiscal) para promover la declaración voluntaria de activos por residentes argentinos. Esta ley permitió que los contribuyentes argentinos que poseían tenencias o activos no declarados ubicados tanto en Argentina como en el exterior (i) declaren dicha propiedad o tenencias antes del 31 de marzo de 2017 beneficiándose de la de la exención de cualquier acción penal tributaria o requerimiento de pago de pasivos tributarios pendientes sobre los activos, ello siempre que puedan aportar evidencia suficiente de que los activos en cuestión fueron de su propiedad durante ciertas fechas límites, y (ii) mantengan la propiedad declarada

fuera de Argentina sin tener que repatriarla al país. En el caso de tenencias de efectivo que no fueran depositadas en cuentas bancarias a las fechas límites, aquellos montos debían ser declarados antes del 31 de octubre de 2016 y depositados antes del 21 de noviembre de 2016 en cuentas abiertas a tales efectos en entidades financieras argentinas. Al 31 de diciembre de 2016, se habían declarado activos que alcanzaban la suma de aproximadamente \$ 97,8 mil millones, en virtud de lo cual el gobierno cobró \$ 106,8 mil millones producto de los impuestos especiales establecidos por aquella ley; y (viii) estado de emergencia en materia de electricidad nacional y reformas: se declaró el estado de emergencia con respecto al sistema nacional eléctrico, que continuará vigente hasta el 31 de diciembre de 2017 para garantizar el suministro de energía eléctrica del país, la calidad y la seguridad del sistema eléctrico. Adicionalmente, el gobierno anunció el sinceramiento de tarifas, la modificación del marco regulatorio y la reducción del rol del estado argentino como participante activo del mercado a fin de estimular las inversiones. No obstante, estas medidas han sido resistidas y judicializadas, afectando la efectividad de las mismas. Véase “Factores de riesgo relacionados con la generación de energía eléctrica”, entre otros.

Algunas de las medidas propuestas por el gobierno han generado en el pasado y podrían generar en el futuro oposición política y social, lo cual, a su vez, podría impedir al gobierno adoptarlas del modo previsto. Adicionalmente, el gobierno actual no cuenta con mayoría parlamentaria. En octubre de 2017 habrá elecciones legislativas, lo cual genera mayores incertidumbres respecto de la capacidad del nuevo gobierno para aprobar la legislación y tomar las medidas para implementar las propuestas.

Los ajustes fiscales, monetarios y cambiarios realizados podrían atenuar el crecimiento en el corto plazo. Por ejemplo, inmediatamente luego del levantamiento de los controles de cambio el 16 de diciembre de 2015, el desmantelamiento del régimen de múltiples tipos de cambio generó que el tipo de cambio oficial del peso (disponible sólo para cierto tipo de operaciones) cayera un 36,4%, ya que el tipo de cambio Peso/Dólar Estadounidense vendedor del Banco de la Nación Argentina alcanzó \$13,4 / U\$S1,00 el 17 de diciembre de 2015. Al 30 de diciembre de 2016, el tipo de cambio Peso/Dólar Estadounidense es \$15,89 / U\$S1,00.

A la fecha de este prospecto, no es posible predecir el impacto que estas medidas seguirán teniendo ni que cualquier futura medida tendrá sobre la economía argentina en general y la industria eléctrica en particular. En particular, la Emisora está sujeta a la implementación y reformas al marco regulatorio que rige sus operaciones y resultados, no pudiendo garantizar que tal marco regulatorio será implementado de un modo que beneficie su negocio. A su vez, si las medidas tomadas por el gobierno no logran cumplir con sus objetivos, ello podría afectar la economía argentina y la capacidad de la Emisora para cumplir con sus obligaciones, incluidas las Obligaciones Negociables.

Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y la situación financiera de la Emisora

El Peso ha sufrido devaluaciones significativas con respecto al Dólar Estadounidense en el pasado. A pesar de los efectos positivos de la devaluación del Peso sobre la competitividad de ciertos sectores de la economía argentina, tal devaluación también podría impactar negativamente sobre la economía del país.

Con los controles cambiarios implementados a fines de 2011, en particular con la limitación al acceso a divisas a compañías privadas e individuos (tales como el requerimiento de una autorización previa por parte de la AFIP para acceder al mercado de divisas extranjeras), el tipo de cambio implícito, reflejado en las cotizaciones de títulos valores argentinos negociados en el exterior comparadas con las cotizaciones del mercado interno, había aumentado significativamente sobre el tipo de cambio oficial. Esta situación se vio considerablemente morigerada por las medidas tomadas a fines de diciembre de 2015 y, como resultado, la

brecha entre el tipo de cambio oficial y el informal derivado de las transacciones bursátiles se vio disminuida. Al respecto, véase “*Tipos de Cambio y Controles Cambiarios.*”

Luego de varios años de fluctuaciones relativamente moderadas en el tipo de cambio nominal, el peso argentino se depreció con respecto al Dólar Estadounidense un 14,3% en 2012, un 32,4% en 2013, un 30,6% en 2014 (incluyendo una pérdida del 22,4% en el mes de enero, de acuerdo con los informes del BCRA), un 52,4% en 2015 y un 20,4% en 2016. Desde la devaluación de diciembre de 2015, principalmente motivada por la eliminación de ciertas restricciones cambiarias, el Banco Central limitó significativamente sus intervenciones a las necesarias para garantizar el funcionamiento ordenado del mercado cambiario. Al 27 de abril de 2017, el tipo de cambio era de Ps. 15,42 por U\$S1,00. No es posible predecir cuál será el valor futuro del Peso contra el Dólar Estadounidense. Si el Peso se sigue devaluando, todos o ciertos efectos negativos sobre la economía argentina relacionados con dicha devaluación podrían reaparecer.

Por otro lado, un aumento sustancial del valor del Peso frente al Dólar Estadounidense también generaría riesgos para la economía argentina. Una apreciación real significativa del Peso podría afectar las exportaciones, lo cual a su vez podría tener un impacto negativo en el crecimiento del PBI, el empleo y disminuir los ingresos del sector público argentino como consecuencia de la menor recaudación impositiva en términos reales, debido a que hay una fuerte dependencia en los impuestos a las importaciones.

Los ingresos de la Emisora están mayormente atados al Dólar Estadounidense, mientras que la mayoría de sus costos están denominados en Pesos. En consecuencia, las variaciones en el tipo de cambio entre el Dólar Estadounidense y el Peso que no necesariamente siguen las variaciones de los costos de Capex, podrían tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Emisora.

La credibilidad de varios índices económicos argentinos ha sido puesta en duda, lo cual puede conllevar una falta de confianza en la economía argentina y, a su vez, podría limitar la capacidad de la Emisora para acceder al crédito y los mercados de capital.

Desde 2007, el INDEC ha experimentado un proceso de reformas institucionales y metodológicas que ha generado controversia sobre la confiabilidad de la información que produce, incluidos los datos sobre la inflación, el PBI y el desempleo. Por ello, se ha visto afectada la credibilidad del IPC y de otros índices publicados por el INDEC, con cuestionamientos que apuntaban a que el índice de inflación en el país y otros índices calculados por tal organismo podrían ser muy distintos de los indicados en los informes oficiales.

Los informes publicados por el FMI mostraron a través de medidas alternativas para la inflación en pos de una supervisión macroeconómica, incluyendo información provista por fuentes privadas, que reflejaron tasas de inflación considerablemente superiores a aquellas publicadas por el INDEC desde 2007.

El FMI reprochó en el pasado que Argentina no había progresado lo suficiente, en términos de lo dispuesto por el Convenio Constitutivo del Fondo, en la implementación de medidas de remediación para mejorar la calidad de los datos oficiales, incluidos datos sobre inflación y PBI.

En febrero de 2014, el INDEC lanzó un nuevo índice de inflación, conocido como el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano, que medía los precios de bienes en todo el país y reemplazaba al índice anterior, el cual solamente medía la inflación en la zona urbana de la Ciudad de Buenos Aires. Si bien la nueva metodología acercó las estadísticas sobre inflación a las estimaciones de consultoras privadas, siguió habiendo diferencias sustanciales entre los datos oficiales de inflación recientes y las estimaciones privadas

durante 2015.

Sin embargo, en diciembre de 2015 y enero de 2016 se declaró el estado de emergencia del sistema nacional de estadísticas y del INDEC hasta diciembre de 2016, al tiempo que se anunciaron reformas metodológicas y el ajuste de determinadas estadísticas macroeconómicas sobre la base de tales reformas. En efecto, el INDEC anunció la suspensión temporaria de la publicación de datos oficiales sobre precios, pobreza, desempleo y PBI hasta tanto se realizare una auditoría completa del organismo. En el ínterin, se lanzó un IPC alternativo sobre la base de datos de la Ciudad de Buenos Aires y la provincia de San Luis. En junio de 2016, el INDEC volvió a publicar el IPC y datos de PBI corregidos para los años 2004 a 2015. Entre otros ajustes, al calcular el PBI para 2004, el INDEC introdujo cambios en la composición del PBI que derivaron en un ajuste hacia abajo de aproximadamente el 12% para ese año. Al calcular el PBI real para años subsiguientes en base al PBI de 2004 corregido, el INDEC empleó deflatores que son consistentes con su nueva metodología para calcular la inflación. Al subestimar la inflación en el pasado, el INDEC sobreestimó el crecimiento en términos reales. Los ajustes realizados por el INDEC derivaron en una determinación del crecimiento del PBI real para el período 2004-2015 del 48,6%, en oposición a un crecimiento del 63% en términos reales para el mismo período en base a la información empleada antes de junio de 2016. A pesar de estas reformas, que fueron validadas por el FMI, sigue existiendo incertidumbre respecto de los datos oficiales y los procedimientos de medición que reflejan la inflación del país, y sobre el efecto que tales reformas tendrán en la economía argentina.

A la fecha del presente prospecto, no es posible predecir qué impacto tendrán estas medidas y otras que se puedan adoptar en el futuro con relación al INDEC en la economía argentina y la percepción que los inversores tienen del país.

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

En el pasado, la inflación ha socavado significativamente la economía argentina y la capacidad del gobierno para promover condiciones que permitan un crecimiento estable. En los últimos años, Argentina ha enfrentado presiones inflacionarias, lo cual se ha traducido en precios sustancialmente mayores del combustible, la energía y los alimentos, entre otros. En respuesta a los procesos inflacionarios, el gobierno anterior implementó programas para controlar la inflación y monitorear precios de bienes y servicios esenciales, incluido el congelamiento de precios de productos y servicios clave (incluyendo la tarifa de electricidad) y acuerdos de precios entre el gobierno y empresas del sector privado en varias industrias y mercados.

Los índices de inflación podrían aumentar en el futuro, con incertidumbre sobre los efectos que puedan tener las medidas antiinflacionarias adoptadas actualmente o en el futuro por el gobierno argentino. Si la inflación permanece en niveles altos o sigue aumentando, la economía argentina podría sufrir un impacto negativo y los resultados de las operaciones de la Emisora podrían verse severamente afectados.

La disponibilidad de financiamiento en los mercados internacionales podría obstaculizar la implementación de reformas para promover el crecimiento económico, lo que podría afectar adversamente la economía argentina y los negocios de la Emisora.

El default soberano declarado por Argentina en 2001 y la incapacidad para reestructurar íntegramente su deuda soberana y negociar con los holdouts han limitado y podrían continuar limitando las posibilidades del país de acceder a financiamiento internacional. En 2005, Argentina completó la reestructuración de una gran parte de su deuda y canceló toda su deuda con el FMI. Asimismo, en junio de 2010, Argentina

completó la reestructuración de una parte significativa de los bonos en situación de incumplimiento que no habían sido canjeados en la reestructuración de 2005. Como consecuencia de los canjes de deuda que tuvieron lugar en 2005 y 2010, Argentina reestructuró aproximadamente el 91% de su deuda en default reestructurable. Sin embargo, los bonistas que se negaron a participar en las reestructuraciones demandaron a Argentina en varios países, incluido Estados Unidos. Desde fines de 2012, los fallos de la justicia estadounidense a favor de los holdouts exacerbaron las preocupaciones de los inversores sobre la inversión en Argentina.

En noviembre de 2012, el Tribunal de Distrito de Estados Unidos para el Distrito Sur de Nueva York ratificó la medida cautelar dictada el 23 de febrero de 2012, que establecía que Argentina había violado la cláusula *pari passu* con respecto a los bonistas que no habían participado de los canjes de deuda soberana de 2005 y 2010, y que en consecuencia, en base al fallo del Tribunal de Distrito, debía pagar 100% de los montos adeudados a los actores junto con el pago de las sumas adeudadas en la siguiente fecha de vencimiento a los actores que habían participado de los canjes de deuda. En junio de 2014, la Corte Suprema de Estados Unidos denegó la apelación tendiente a revisar el fallo del Tribunal de Apelación del Segundo Circuito haciendo lugar a la sentencia del Tribunal de Distrito. Ese mismo mes, el Tribunal de Distrito determinó que no debían remitirse fondos a los tenedores de deuda reestructurada a menos que se llegara a un acuerdo previo con los holdouts. En junio de 2015, el Segundo Circuito falló parcialmente a favor de un grupo de actores denominados “me-too” en 36 juicios separados, determinando que en congruencia con la sentencia anterior de dicho tribunal, Argentina había violado la cláusula *pari passu* en los bonos emitidos a favor de los bonistas “me-too”.

En febrero de 2016 se cerraron principios de acuerdo con ciertos holdouts tendientes a conciliar estos reclamos. En marzo de 2016 el Congreso Nacional ratificó dichos acuerdos de conciliación mediante la Ley N°27.249 y derogó la denominada Ley Cerrojo N°26.017 y la Ley de Pago Soberano N°26.984, que prohibía a la Argentina ofrecer a los tenedores de bonos impagos condiciones más favorables que aquellas ofrecidas en ocasión de los canjes de deuda de 2005 y 2010. El estado argentino ha logrado acuerdos conciliatorios con tenedores de una parte considerable de los bonos en default y ha realizado el pago a la mayoría de los holdouts el 22 de abril de 2016 con el producido de una emisión internacional de bonos por U\$S 16.500 millones con vencimientos a los 3, 5, 10 y 30 años. Con la mencionada emisión, Argentina volvió a acceder al mercado de capitales internacional. Si bien la magnitud de las demandas involucradas ha disminuido sensiblemente, los litigios entablados por aquellos bonistas que no aceptaron la oferta de conciliación de Argentina siguen en curso en diversas jurisdicciones.

Por otro lado, existen varios reclamos ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (el “CIADI”) entablados por accionistas extranjeros de empresas argentinas presentados con motivo de las medidas de emergencia adoptadas por el gobierno argentino desde la crisis de 2001 y 2002 por entenderse que incumplirían los estándares de trato justo y equitativo establecidos en varios tratados bilaterales de inversión suscriptos por Argentina. Muchos de estos reclamos han sido dirimidos en contra de la Argentina.

Los litigios entablados por los bonistas que no participaron en los canjes (holdouts), así como los reclamos ante el CIADI y otros planteos en contra del estado argentino, llevaron y podrían llevar a sentencias adversas sustanciales contra el estado, a embargos o medidas cautelares sobre los activos argentinos o podrían hacer caer a la Argentina en cesación de pagos respecto de sus otras obligaciones; lo que podría impedir que la Argentina obtenga condiciones o tasas de interés favorables al acceder a los mercados de capitales internacionales o que acceda a financiamiento internacional en absoluto y que los tenedores reciban los pagos de intereses.

El levantamiento reciente de las medidas cautelares dictadas contra la Argentina ha facilitado el camino para que el gobierno argentino recupere el acceso a los mercados privado o multilateral de capitales internacionales. Sin embargo, la capacidad de Argentina de obtener financiamiento privado internacional o multilateral o recibir inversión extranjera directa podría verse limitada, lo cual a su vez podría restringir su margen para implementar reformas y políticas públicas y fomentar el crecimiento económico. Asimismo, la continuidad de los litigios con el resto de los acreedores holdout, así como el mantenimiento de los reclamos ante el CIADI y otros planteos en contra del estado argentino, o cualquier situación futura de cesación de pagos de la Argentina respecto de sus obligaciones financieras, podría dificultar o desfavorecer el acceso a mercados internacionales de capital por parte de empresas argentinas como la Emisora, lo cual potencialmente afectaría su situación patrimonial.

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

En los últimos años, el gobierno argentino profundizó su intervención directa en la economía, por ejemplo mediante expropiaciones o nacionalizaciones y controles de precios.

En diciembre de 2012 y agosto de 2013, el Congreso Nacional estableció regulaciones que disponían en sentido general una mayor intervención en los mercados de capital por parte del gobierno, autorizando por ejemplo la designación por parte de la CNV de veedores con facultades para vetar decisiones de los directorios de empresas autorizadas a operar bajo el régimen de oferta pública y la suspensión de su directorio por un período de hasta 180 días.

Si bien las decisiones del gobierno actual parecerían apuntar a la dirección contraria, en el futuro, el nivel de intervención en la economía por parte del gobierno argentino podría volver a implementarse o aumentar. Sustancialmente todos los activos de la Emisora se encuentran ubicados en la Argentina. El giro comercial de la Emisora consiste en la generación de energía eléctrica y, en tal sentido, su actividad comercial o sus activos pueden ser considerados por el estado como de utilidad pública o esenciales para la prestación de un servicio público. Por ende, están sujetos a incertidumbre política, incluido el riesgo de expropiación o nacionalización de su actividad o de sus activos, o pueden quedar sujetos a renegociación o a la cancelación de los contratos vigentes u otros riesgos similares.

No es posible garantizar que el tipo de medidas que el gobierno argentino pueda adoptar, por ejemplo en respuesta a malestar social, tales como expropiaciones, nacionalizaciones, intervenciones por parte de la CNV, renegociaciones o modificaciones forzosas de contratos existentes, nuevas políticas impositivas, fijaciones de precios, reformas de leyes, regulaciones y políticas aplicables al comercio internacional, las inversiones, entre otras, no tendrán un impacto negativo en la economía argentina y, por lo tanto, en el negocio, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La estatización de los fondos de jubilación y pensión afectó al mercado de capitales y provocó que el Gobierno Nacional sea uno de los accionistas de Capex.

En diciembre de 2008, de conformidad con la Ley N° 26.425, el Gobierno Nacional transfirió aproximadamente \$80,2 mil millones de los activos en poder de las Administradoras de Fondos de Jubilaciones y Pensiones privadas argentinas (las “AFJP”) al organismo previsional estatal (“ANSES”).

Con anterioridad a la estatización de dichos aportes, las AFJP eran los participantes más importantes del mercado de capitales argentino. Con la estatización de sus activos, la dimensión del mercado de capitales se redujo y el Gobierno Nacional pasó a ser un accionista significativo de muchas empresas abiertas en la República Argentina, incluyendo Capex. Actualmente, el ANSES posee acciones de Capex equivalentes al

10,73% del su capital social con derecho a voto.

En abril de 2011, el Gobierno Argentino eliminó determinadas restricciones por las cuales el ANSES no podía ejercer más del 5% de sus derechos de voto en cualquier sociedad listada en mercados autorizados (independientemente de la participación de capital del ANSES en dichas compañías). Es probable que los intereses del ANSES sean distintos o contrarios a los de los otros inversores accionistas de dichas compañías. La tenencia accionaria de la ANSES en la Compañía al 31 de diciembre de 2016 no alcanzaba el porcentaje de votos necesarios para la designación de un director en la misma de acuerdo con la Ley General de Sociedades. Sin embargo, no es posible asegurar que esta situación no sufrirá modificaciones a futuro.

En cuanto a la disposición de las acciones en particular, en septiembre de 2015 fue sancionada la Ley N° 27.181, que prohíbe la venta de acciones de sociedades admitidas al régimen de oferta pública en poder del Gobierno Argentino o cualquier otra acción que limite, altere o modifique el uso, la titularidad o la naturaleza de dichas acciones, sin que haya una previa autorización del Congreso. A su vez, dicha ley creó la Agencia Nacional de Participaciones Estatales en Empresas, un organismo descentralizado que opera bajo la esfera del Poder Ejecutivo de la Nación y que tiene a su cargo la implementación de políticas y acciones relacionadas con el ejercicio por parte del Gobierno Argentino de los derechos emergentes de las acciones que posee. Tal medida se vio morigerada por la sanción de la Ley N° 27.260 que prevé la inversión del Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Sistema Integrado Previsional Argentino (FGS) en acciones de sociedades anónimas nacionales, mixtas o privadas cuya oferta pública esté autorizada por la CNV y que estén listadas en mercados autorizados cuyo objeto sea organizar las operaciones con valores negociables que cuenten con oferta pública, como mínimo el siete por ciento (7%) y hasta un máximo del cincuenta por ciento (50%) de los activos totales del Fondo.

Consecuentemente, el acceso a la liquidez podría verse limitado, el costo del financiamiento podría aumentar y el Gobierno Nacional podría ejercer mayor influencia sobre las actividades de las empresas en las que detenta acciones, incluyendo Capex. No es posible asegurar que en el futuro el Gobierno Nacional no implementará medidas similares a las mencionadas que interfieran con los negocios del sector privado y que afecten en forma adversa a la economía.

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

En 2001 y 2002, la Argentina experimentó un retiro masivo de depósitos del sistema financiero como consecuencia de la falta de confianza en la capacidad del gobierno argentino de pagar su deuda y sostener la paridad entre el Peso y el Dólar Estadounidense. Esta situación provocó una crisis de liquidez en el sistema financiero argentino, que llevó al gobierno a imponer controles cambiarios y restricciones a las transferencias, limitando sustancialmente la capacidad de las empresas de retener moneda extranjera o girar pagos al exterior. Después de 2002, dichas restricciones se flexibilizaron sustancialmente, incluidas aquellas que exigían la autorización previa del Banco Central para transferir fondos al exterior en pago de capital e intereses por obligaciones de deuda. De manera adicional a tales restricciones, en junio de 2005 el estado argentino adoptó diversas normas y reglamentaciones que establecieron nuevos controles restrictivos a los ingresos de capitales, que incluían el requisito de que, para ciertos fondos remitidos a la Argentina, se depositara una suma equivalente al 30% de la transferencia en una cuenta abierta con una institución financiera local en concepto de depósito en Dólares Estadounidenses por el plazo de un año, suma que no devenga intereses, usufructo ni otro uso como garantía de otra transacción (encaje).

Asimismo, a partir del último trimestre de 2011 y hasta el 17 de diciembre de 2015, el estado argentino intensificó los controles sobre la venta de moneda extranjera y la adquisición de activos en el exterior por parte de residentes locales, lo cual limitaba la posibilidad de transferir fondos al exterior. Por otra parte, también se dictaron nuevas reglamentaciones en virtud de las cuales ciertas transacciones en materia cambiaria quedaron sujetas a la previa aprobación de las autoridades fiscales argentinas. Como consecuencia, las autoridades argentinas redujeron significativamente el acceso al mercado de cambios para los individuos y entidades del sector privado. En particular, durante los últimos años, el Banco Central ejerció de facto la facultad de otorgar aprobaciones previas respecto de ciertas transacciones en moneda extranjera que de otro modo habrían sido autorizadas en virtud de la reglamentación vigente, a través de la regulación del monto de moneda extranjera disponible para que las instituciones financieras realizaran tales transacciones.

La cantidad de controles cambiarios introducidos en el pasado y en especial luego de 2011 durante la administración anterior dieron origen a un mercado no oficial de comercialización de Dólares Estadounidenses, cuyo tipo de cambio difería considerablemente de la cotización oficial. Desde diciembre de 2015, la nueva administración eliminó la mayoría de las restricciones de control cambiario, y en agosto de 2016, se dictaron nuevas reglamentaciones que dejaron sin efecto la mayoría de las restricciones a la compra de moneda extranjera y el ingreso y egreso de fondos hacia y desde Argentina. Además, a fin de aumentar el nivel de reservas internacionales, el Banco Central celebró varios acuerdos de recompra de bonos con diversas entidades argentinas y extranjeras.

Sin perjuicio de las medidas adoptadas recientemente, el estado argentino podría a futuro imponer nuevos controles cambiarios o restricciones al movimiento de capital y/o adoptar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o a una depreciación significativa del Peso, lo cual podría limitar la posibilidad de la Emisora de acceder a los mercados de capitales internacionales. Tales medidas podrían generar tensiones políticas y sociales y menoscabar las finanzas públicas del estado argentino, como ya ha ocurrido en el pasado, lo cual podría afectar de manera adversa a la economía del país y a las perspectivas de crecimiento económico de la Argentina. Para conocer más información, véase la sección “*Tipos de Cambio y Controles Cambiarios*”.

La economía argentina podría verse adversamente afectada por acontecimientos económicos en otros mercados globales.

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

En particular, la economía de Brasil, el mercado exportador más importante de Argentina y su principal fuente de importaciones, está experimentando una mayor presión negativa debido a las incertidumbres generadas por la actual crisis política, entre ellas el juicio político a Dilma Rousseff, ex presidenta de Brasil. La economía brasileña se contrajo un 3,8% durante 2015 y un 3,6% en 2016. Un deterioro mayor en la situación económica de Brasil podría reducir la demanda de exportaciones argentinas y crear ventajas para las importaciones brasileñas. Si bien no es posible predecir cuál será el impacto de la contracción de Brasil en Argentina o en las operaciones de la Emisora, no puede asegurarse que la crisis política y económica de Brasil no tendrá mayores repercusiones negativas sobre la economía de Argentina y las operaciones de la Emisora.

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

La economía internacional muestra señales contradictorias de crecimiento global, lo cual lleva a una incertidumbre financiera considerable. Cuando las tasas de interés suben considerablemente en las economías desarrolladas, incluidos los Estados Unidos, a las economías de los mercados emergentes, entre ellos la de Argentina, les podría resultar más difícil y caro tomar préstamos de capital y refinanciar la deuda actual, lo cual afectaría en forma negativa su crecimiento económico. Hay además una incertidumbre a nivel global acerca del grado de recuperación económica de los Estados Unidos, sin señales positivas sustanciales de otros países desarrollados. Más aún, los desafíos que enfrenta la Unión Europea han tenido y pueden seguir teniendo implicancias internacionales que afecten la estabilidad de los mercados financieros globales, que perturban las economías en todo el mundo.

Por otro lado, y como resultado del referéndum del 23 de junio de 2016, el gobierno británico ha anunciado medidas preliminares para facilitar la salida del Reino Unido de la Unión Europea (“Brexit”). El gobierno británico anunció medidas preliminares a ser implementadas para facilitar la salida del Reino Unido de la Unión Europea e inició el proceso formal para su abandono el 29 de marzo de 2017, lo cual se estima finalizará hacia mediados de 2019. Esta decisión de Reino Unido ha causado y se prevé que seguirá causando serias incertidumbres e inestabilidad en los mercados financieros, que a su vez podrían afectar a la Emisora y al precio de negociación de las Obligaciones Negociables. Dichas incertidumbres podrían tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, la situación patrimonial, los resultados de las operaciones y las perspectivas de la Emisora.

El 8 de noviembre de 2016, Donald J. Trump fue electo presidente de los Estados Unidos, asumiendo oficialmente el 20 de enero de 2017. Tras la asunción de Donald J. Trump como presidente de los Estados Unidos, dicho país ha mostrado cierta inclinación a la implementación de mayores controles al libre comercio, en general, y a la inmigración. Los eventuales cambios en las condiciones sociales, políticas, regulatorias y económicas en los Estados Unidos o en las leyes y políticas que rigen el comercio internacional podrían generar incertidumbre en los mercados internacionales y podrían tener un efecto negativo en mercados económicos emergentes, incluyendo la economía argentina, lo que podría tener un impacto negativo en las operaciones de la Emisora.

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

Las relaciones laborales en la Argentina están reguladas por legislación específica, en especial por la Ley de Contrato de Trabajo N°20.744 y la Ley de Convenios Colectivos de Trabajo N°14.250, que disponen, entre otras cuestiones, el modo de llevar adelante las negociaciones salariales y de otra índole. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo de trabajo específico, que agrupa a todas las empresas según el sector industrial o por sindicato.

Los empleadores argentinos, tanto en el sector público como en el privado, han sufrido una considerable presión de sus empleados y de las organizaciones gremiales para aumentar los salarios significativamente a causa de los elevados niveles de inflación y a brindar beneficios adicionales a los trabajadores. En el pasado, el estado argentino dictó leyes, reglamentaciones y decretos que exigían a las empresas del sector privado mantener niveles salariales mínimos y brindar a los empleados beneficios determinados.

En el futuro, el gobierno podría adoptar nuevas medidas que impliquen aumentos salariales o reconozcan beneficios adicionales para los trabajadores; y tanto los trabajadores como los sindicatos podrían presionar para lograr dichas medidas. A la fecha del presente Prospecto, el gobierno y los representantes sindicales mantenían negociaciones para determinar las directrices nacionales en materia de incrementos salariales durante 2017. Cualquier incremento en los salarios o en los beneficios a los trabajadores podría generar mayores costos y reducir los resultados operativos para las empresas argentinas, incluida la Emisora.

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

Los precios elevados de los *commodities* contribuyeron significativamente al aumento de las exportaciones argentinas desde 2002, así como de los ingresos que el estado percibió en concepto de impuestos sobre las exportaciones. Sin embargo, esta dependencia de la exportación de ciertos productos básicos como la soja volvió a la economía argentina más vulnerable a las fluctuaciones en sus precios. Desde principios de 2015, los precios internacionales de los *commodities* correspondientes a las principales exportaciones argentinas de productos básicos han caído, lo cual tuvo un efecto adverso en el crecimiento económico del país. Si los precios internacionales de los *commodities* siguen cayendo, la economía argentina podría verse afectada negativamente. Asimismo, a causa de condiciones climáticas adversas podría verse afectada la producción de dichos bienes del sector agrícola, que representan una porción significativa de los ingresos argentinos procedentes de exportaciones.

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

El gasto público elevado podría dar lugar a consecuencias adversas de larga duración para la economía argentina.

En los últimos años, el estado argentino aumentó sustancialmente el gasto público. En 2015, el gasto del sector público registró un aumento anual del 38,1% y el gobierno informó un déficit fiscal primario del 5,4% del PBI, según el Ministerio de Economía (actual Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas), mientras que a 2016 las cifras fueron de 38,2% y de 4,6%, respectivamente. El gobierno argentino anterior recurrió al Banco Central y a la ANSES para cubrir parte de sus necesidades de fondos. El Gobierno actual, por su parte, ha resuelto cubrir sus necesidades de fondos mediante la refinanciación de deuda. Asimismo, el balance fiscal primario podría verse afectado en forma negativa en el futuro si el gasto público continúa aumentando a un ritmo superior al de los ingresos por causa de, por ejemplo, prestaciones de la seguridad

social, asistencia a las provincias que atraviesan problemas financieros y un mayor gasto en obra pública y subsidios, incluidos los subsidios a los sectores energético y del transporte. Un nuevo deterioro en las cuentas fiscales podría afectar negativamente la capacidad del estado de acceder a los mercados financieros de largo plazo y a su vez podría llevar a que las empresas argentinas, como la Emisora, tengan un acceso más limitado a dichos mercados.

Las medidas adoptadas por la administración anterior de Argentina para reducir las importaciones pueden impactar de manera adversa en la capacidad de la Emisora de acceder a bienes de capital que son necesarios para sus operaciones.

En 2012, el estado argentino adoptó un procedimiento de aprobación previa. En 2012, la Unión Europea, los Estados Unidos y Japón presentaron demandas ante la Organización Mundial de Comercio (“OMC”) en contra de ciertos requisitos mantenidos por la Argentina relativos a las importaciones. Recientemente, la OMC determinó que dichas medidas no son congruentes con las obligaciones de la Argentina en el marco de la OMC y solicitó su eliminación. El 22 de diciembre de 2015, mediante Resolución 3823, la AFIP eliminó el sistema de autorización de importaciones que estaba vigente desde 2012, denominado declaraciones juradas anticipadas de importación (“DJAI”) y lo sustituyó por el nuevo sistema integral de monitoreo de importaciones (“SIMI”). Entre otros cambios, las autoridades locales ahora deben responder a cualquier solicitud de aprobación dentro de un plazo de diez días contados a partir de la fecha en que se presenta la solicitud.

No es posible garantizar que el estado argentino no modificará las actuales regulaciones de importación ni predecir el impacto que cualquiera de tales cambios podría tener en los resultados de las operaciones y en la situación patrimonial de la Emisora.

Factores de riesgo relacionados con la generación de energía eléctrica

Las generadoras, distribuidoras y transportadoras de electricidad se han visto afectados sustancialmente y de manera adversa por medidas de emergencia adoptadas en respuesta a la crisis económica de 2001 y 2002 de Argentina, muchas de las cuales continúan vigentes.

Desde a la crisis económica argentina de 2001 y 2002, el sector eléctrico de la Argentina se ha caracterizado por regulaciones y políticas gubernamentales que generaron distorsiones significativas en el mercado de la electricidad, en particular con respecto a los precios a lo largo de toda la cadena de valor del sector (generación, transporte y distribución). Históricamente, los precios de la electricidad en Argentina se calculaban en Dólares Estadounidenses y los márgenes se ajustaban periódicamente para reflejar las variaciones en el interés inflacionario estadounidense con relación a los costos y a la competitividad. En enero de 2002, de conformidad con la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública”), que autorizó al estado a renegociar sus contratos de servicios públicos, quedaron derogadas las disposiciones que exigían realizar ajustes de precios en función de los índices de inflación extranjeros y todos los demás mecanismos indexatorios en los contratos de servicios públicos entre el estado argentino o cualquier gobierno provincial y los prestadores de dichos servicios; asimismo, los precios correspondientes a la prestación de dichos servicios quedaron congelados y convertidos de sus valores originales en Dólares Estadounidenses a Pesos a razón de Ps.1,00 por U\$S1,00. Dichas medidas, sumadas al efecto de una inflación elevada y la devaluación del Peso de los últimos años, llevaron a una caída significativa en los ingresos y a un aumento considerable de los costos en términos reales, que ya no podían recuperarse a través de los ajustes en los márgenes o los mecanismos de fijación de precios. Esta situación, a su vez, llevó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de su endeudamiento financiero (que en algunos casos siguió denominado en Dólares a pesar de la pesificación de los ingresos), impidiendo efectivamente a dichas sociedades obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales y realizar

inversiones adicionales.

El gobierno declaró un estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, que se mantendrá vigente hasta el 31 de diciembre de 2017 a fin de que el estado argentino pueda adoptar medidas tendientes a garantizar el suministro de electricidad. En este contexto la nueva administración aumentó sustancialmente las tarifas de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (el “MEM”). La SEN expresó que los precios del MEM están distorsionados y desalientan la inversión privada en generación de energía y que era necesario aumentar las tarifas para cubrir los costos de operación y mantenimiento hasta tanto entraran en vigencia las medidas regulatorias que el nuevo gobierno está evaluando para normalizar el MEM. Luego de los aumentos de tarifas, clientes, políticos y organizaciones no gubernamentales de defensa del consumidor solicitaron medidas cautelares, que fueron admitidas por algunos tribunales argentinos. Entre los diferentes fallos emanados en este sentido, dos fallos recientes dictados por la Sala II de la Cámara Federal de La Plata y por un juez federal del tribunal de San Martín derivaron en la suspensión de los aumentos en las tarifas de electricidad para los usuarios finales de la Provincia de Buenos Aires y en todo el territorio de Argentina, respectivamente. De acuerdo con estas medidas cautelares, (i) los aumentos de tarifas a usuarios finales concedidos a partir del 1° de febrero de 2016 debían ser suspendidos con efectos retroactivos a dicha fecha, (ii) las facturas a usuarios finales a ser enviadas a los clientes no debían incluir el aumento, y (iii) los montos ya cobrados a usuarios finales por consumos registrados antes de los fallos debían ser reembolsados. Sin embargo, el 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema rechazó las medidas cautelares que suspendían los aumentos en las tarifas eléctricas a usuarios finales, en base a objeciones formales y defectos procesales, y por ende, a la fecha de este prospecto, los aumentos de electricidad a usuarios finales no se encuentran suspendidos. El pronunciamiento de la Corte Suprema determinó (i) la aplicación retroactiva de las tarifas en vigencia con anterioridad a los aumentos en cuestión, sin perjuicio del derecho del Gobierno a convocar audiencias públicas para decidir los términos de un nuevo aumento; (ii) la aplicación de los aumentos a usuarios no residenciales, y (iii) un tope al aumento de tarifas de un 400% para usuarios residenciales y de un 500% para usuarios industriales/comerciales. En vista de estas medidas cautelares, el Ministerio de Energía y Minería convocó a audiencias públicas para el 28 de octubre de 2016 a fin de discutir públicamente las tarifas de electricidad para usuarios residenciales. Con fecha 31 de enero de 2017, el ENRE mediante Resolución N° 64/17 dispuso un aumento del 98% en las tarifas aumentándose el 50% del mismo en tres veces (marzo y noviembre de 2017 y febrero de 2018) y otro 50% en 48 cuotas a partir de marzo de 2018.

No es posible asegurar que el nuevo gobierno será capaz de reformar el sector energético y superar los problemas estructurales creados por la crisis económica de 2001 y 2002 y sus secuelas. Tampoco pueden brindarse garantías acerca del impacto que las medidas adoptadas por el nuevo gobierno podrían tener en los negocios de la Emisora o en el sector energético

La intervención y regulación gubernamental podrían afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de Capex

Ante la crisis económica del 2001 y 2002 el Gobierno Nacional adoptó la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, entre otras regulaciones que introdujeron ciertos cambios significativos al marco regulatorio aplicable al sector eléctrico. Estos cambios incluyeron el congelamiento y la pesificación de las tarifas, la revocación de los mecanismos de ajuste e indexación por inflación y la introducción de nuevos mecanismos para el establecimiento de precios en el MEM que afectó seriamente a las empresas generadoras, transportadoras y distribuidoras de electricidad y ha ocasionado considerables desigualdades de precios entre los participantes del mercado eléctrico.

El Gobierno anterior constantemente intervenía en este sector, mediante, entre otros, el otorgamiento de incrementos de los márgenes de utilidad temporarios a las distribuidoras y transportistas, el adelanto de objetivos para la creación de una nueva tarifa social para áreas azotadas por la pobreza, y el establecimiento de cargos específicos a ser transferidos a fondos fiduciarios manejados por el Gobierno Nacional para financiar inversiones de infraestructura de distribución, generación y transmisión y la obligación de efectuar ciertas inversiones para la construcción de nuevas plantas de generación de energía y la extensión de las redes de transmisión y distribución existentes en sus respectivas áreas.

Tras la asunción del actual presidente Mauricio Macri, el Gobierno Nacional adoptó diversas medidas tendientes a mejorar y garantizar la adecuada provisión del suministro eléctrico en condiciones técnicas y económicas que resulten apropiadas. En este contexto, se dictó el Decreto 134/15 que declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 e instruyó al MEM a poner en vigencia, e implementar un programa para los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas. Además, el 25 de enero de 2016, el Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución N° 6/16 en virtud de la cual se aprobó una reprogramación trimestral de verano para el MEM para cada categoría de usuario para el período comprendido entre el 1° de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016. En este sentido se reajustaron los precios estacionales previstos en el marco regulatorio aplicable. Estas medidas preventivas y correctivas derivaron en la eliminación de ciertos subsidios a la energía eléctrica y en un aumento significativo de las tarifas de electricidad que fueran cobradas a los particulares. Asimismo, la resolución contempla el otorgamiento de una tarifa social para los clientes residenciales que cumplen ciertos requisitos de consumo. La diferencia entre los precios estacionales y la tarifa social será solventada con recursos del Gobierno Nacional.

Adicionalmente, la Resolución 7/2016 del Ministerio de Energía y Minería plasmó incrementos del precio estacional de la energía eléctrica dando instrucciones al ENRE para que fijara los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR, las dos distribuidoras de la Ciudad de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires. El ENRE emitió la Resolución SE 1/2016 con los nuevos cuadros tarifarios aplicables a EDENOR y EDESUR e incrementos adicionales para remunerar el margen de las distribuidoras, a la vez que quitó la percepción del Plan de Uso Racional de la Energía que éstas percibían en el marco de regulaciones anteriores. Asimismo, en abril de 2016, el referido Ministerio dictó la Resolución N° 41/2016, a través de la cual aprobó la programación estacional de invierno para el MEM para el período comprendido entre el 1° de mayo de 2016 y el 31 de octubre de 2016 en términos similares a los previstos en el párrafo precedente. La aplicación de lo dispuesto en la normativa antedicha fue luego suspendida transitoriamente en virtud de pronunciamientos judiciales de juzgados federales y locales y de la Corte Suprema de Justicia de la Nación. La Resolución 19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica, que dolariza la remuneración de los generadores, estableció una nueva remuneración por potencia disponible ofertada. Adicionalmente, el ENRE, mediante la Resolución N° 64/17 dispuso un aumento del 98% en las tarifas de manera escalonada.

Para mayor información, véase *“Marco Regulatorio de la Industria de la Energía Eléctrica en la Industria Argentina”*.

No puede asegurarse que otras medidas que puedan ser adoptadas por el Gobierno Nacional no impactarán adversamente en los negocios y en los resultados de las operaciones de Capex ni que el Gobierno Nacional no emitirá en el futuro legislación de emergencia similar a la Ley de Emergencia Pública u otras regulaciones similares que puedan aumentar las obligaciones reglamentarias de la Emisora, incluyendo impuestos, alteraciones desfavorables en las estructuras tarifarias u otras obligaciones reglamentarias, y cuyo cumplimiento podría incrementar los costos de la Emisora, afectar la generación de energía y tener un

efecto negativo directo en los resultados de las operaciones de Capex, así como en su habilidad para repagar las Obligaciones Negociables.

Los precios que Capex está autorizada a cobrar por la electricidad producida podrían no ser suficientes para cubrir sus costos de generación

Las ganancias y márgenes en energía de Capex dependen significativamente de los precios que la Emisora está autorizada a cobrar por la electricidad generada. Las ganancias correspondientes a sus actividades de generación provienen de la venta de electricidad en el mercado spot. Como consecuencia de la crisis económica de los años 2001 y 2002, el Gobierno Nacional implementó un sistema de fijación de precios que ha sido modificado a través de diversas Resoluciones, (Ver “*Esquema remuneratorio: Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 95/2013, 529/2014, 482/2015, 22/2016, 19-E/2017 y normas modificatorias*” del presente Prospecto).

Hasta el dictado de ciertas resoluciones del gobierno actual, incluyendo la Resolución SE N° 19-E/2017, los costos promedio de generación han superado al precio spot sancionado. Este sistema de fijación de precios afectó adversamente los márgenes operativos de Capex. La Emisora no puede asegurar que el esquema actual de remuneración de los generadores sea suficiente para cubrir sus costos de generación y mantenimiento de las unidades.

Las condiciones meteorológicas e hídricas podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de las operaciones de la Emisora

Capex es un generador de electricidad térmica en Argentina. Su capacidad para despachar la electricidad generada al Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”) depende, parcialmente, de las condiciones meteorológicas imperantes en la República Argentina que están fuera de su control. Condiciones hídricas favorables, como por ejemplo fuertes lluvias o deshielos resultan beneficiosas para las centrales hidroeléctricas que, durante esos períodos podrían declarar a CAMMESA costos más bajos que los de la Emisora, por lo cual la electricidad generada por ellas sería despachada al SADI con prioridad a la de Capex, lo cual podría afectar significativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de Capex.

La demanda de energía podría verse afectada por aumentos de tarifas a los consumidores, lo que podría redundar en una disminución en los ingresos de las compañías generadoras de energía

Durante la crisis económica de 2001, la demanda de electricidad en la República Argentina se redujo debido a la disminución del nivel global de actividad económica y el deterioro de la capacidad de muchos consumidores de abonar sus facturas de energía eléctrica. En los años siguientes a la crisis económica de 2001 la demanda de energía experimentó un crecimiento significativo. Un aumento en el costo de la electricidad a los consumidores residenciales podría tener un efecto negativo en la demanda y la Emisora no puede garantizar que estos aumentos o futuros aumentos del costo relativo de la energía eléctrica (incluyendo aumentos en las tarifas para los consumidores residenciales) no tendrán un efecto significativo adverso sobre la demanda de energía o que provocará una disminución en lo recaudado de los consumidores, lo cual, a su vez, podría originar que las generadoras de energía eléctrica, tales como la Emisora, registren menores ingresos y resultados de las operaciones que los actualmente previstos, afectando en consecuencia la capacidad de las generadoras de honrar sus deudas, incluyendo, en el caso de la Emisora, las Obligaciones Negociables.

La demanda de energía es estacional y los cambios estacionales podrían afectar adversa y significativamente el resultado de las operaciones de la Emisora

La demanda de energía fluctúa según la estación del año y ello impacta en forma directa en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora y su situación financiera. La demanda de energía aumenta considerablemente en verano, asociada con la necesidad de enfriamiento, y, eventualmente, en invierno por la necesidad de calefacción. En tal sentido, cambios climáticos podrían influir significativa y adversamente en la demanda de energía e, indirectamente, en el resultado de las operaciones de la Emisora y su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

La aplicación de multas y sanciones podría tener un efecto adverso en los resultados de las operaciones de Capex

Capex opera en un rubro altamente regulado y podría ser pasible de ser multado y/o sancionado por las autoridades regulatorias, incluso por razones ajenas a la Emisora, tales como interrupciones del servicio atribuibles a problemas en las instalaciones de generación o en la red de transmisión que podría redundar en una falta de abastecimiento eléctrico. Capex no puede asegurar que no incurrirá en multas en el futuro, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de sus operaciones así como en su capacidad de repagar las Obligaciones Negociables.

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

Las operaciones de la Emisora se encuentran reguladas fuertemente por normativas ambientales y de seguridad e higiene establecidas en las regulaciones federales, provinciales y municipales. Estas leyes y regulaciones también exigen a la Emisora obtener y mantener vigentes permisos ambientales, licencias y aprobaciones para la construcción de nuevas instalaciones o la instalación y operación de nuevos equipos necesarios para la actividad comercial de la Emisora. Algunos de tales permisos, licencias y aprobaciones están sujetos a renovaciones periódicas. La falta de cumplimiento de las normativas ambientales podría dar lugar a multas, reclamos por daño ambiental, obligaciones de reparación, la revocación de los permisos ambientales, licencias y aprobaciones, el cierre transitorio o permanente de instalaciones u otras sanciones. Si bien la Emisora considera que posee un nivel de cobertura de seguros adecuado, las leyes ambientales de Argentina podrían requerir un nivel de seguros que no está disponible en el mercado argentino.

La Emisora ha realizado y seguirá invirtiendo en continuar cumpliendo con los requisitos ambientales, de higiene y seguridad. Estos requisitos, así como su aplicación e interpretación, cambian con frecuencia y se han tornado más estrictos a lo largo del tiempo. El cumplimiento de reglamentaciones ambientales, de higiene y seguridad nuevas o modificadas también podría obligar a la Emisora a realizar inversiones de capital considerables y su capacidad de ampliar su infraestructura y satisfacer la mayor demanda podría verse limitada por dichos requisitos futuros. Los cambios futuros en las leyes ambientales y de seguridad e higiene o en la interpretación de dichas leyes, incluidos requisitos nuevos o más rigurosos con relación a emisiones atmosféricas, ruidos, residuos peligrosos y descargas de aguas residuales o impuestos verdes, podrían someter a la actividad de la Emisora a un riesgo de mayores costos de capital, operativos o de cumplimiento como consecuencia de dichos cambios y limitar así la disponibilidad de fondos para otros fines así como su capacidad de ampliar su infraestructura y satisfacer la mayor demanda, lo cual podría afectar de manera adversa la actividad comercial de la Emisora y los resultados de sus operaciones.

Alteraciones y demoras de CAMMESA en los pagos a los generadores de energía eléctrica podrían tener un efecto significativo adverso en la condición financiera y resultado de las operaciones de la Emisora

Los generadores de energía eléctrica, como la Emisora, reciben pagos de CAMMESA, la cual a su vez recibe sus ingresos de otros agentes del MEM y de transferencias del gobierno federal. Debido a la crisis económica en la República Argentina del 2001 y 2002, un número significativo de agentes del MEM

incumplieron sus obligaciones de pago adeudadas a CAMMESA, lo cual afectó adversamente la capacidad de CAMMESA de cumplir sus correspondientes obligaciones de pago a los generadores. Adicionalmente, el fondo de estabilización creado por la entonces Secretaría de Energía para cubrir las diferencias entre el costo real de adquisición de electricidad y el precio estacional de la electricidad registró un déficit permanente en virtud de la constante diferencia entre el costo actual de adquisición de electricidad y el precio estacional. No puede asegurarse que las diferencias entre el precio spot y el precio estacional no continuarán o no se incrementarán en el futuro o que CAMMESA podrá realizar pagos a los generadores. La incapacidad de los generadores, tales como la Emisora, de cobrar sus créditos de CAMMESA podría tener un efecto significativo adverso sobre sus ingresos en efectivo y, consecuentemente, sobre el resultado de sus operaciones, su condición financiera y, en el caso de la Emisora, de repagar las Obligaciones Negociables.

La capacidad de la Emisora de generar electricidad depende de la disponibilidad de gas natural

La Emisora depende de su disponibilidad propia y externa de gas para la generación de energía eléctrica. Ante la falta de gas, su producción podría verse adversamente afectada, en tanto sus instalaciones de generación térmica funcionen únicamente con dicho gas. El suministro y el precio del gas han sido afectados y podrían continuar siendo afectados en forma periódica por, entre otros factores, la disponibilidad de gas natural en la República Argentina, la capacidad de la Emisora de producir gas, la capacidad de la Emisora de celebrar acuerdos con empresas locales productoras o transportistas de gas, la necesidad de importar una cantidad mayor de gas a un precio mayor que el precio aplicable al suministro doméstico como resultado de un déficit en la producción local, y la redistribución de gas determinada por la SEE en períodos de escasez. De acuerdo al artículo 8 de la Resolución SE 95/13, tal como fuera modificada, y el artículo 4 de la Resolución SE N° 529/2014, CAMMESA se encarga de comprar y distribuir los combustibles utilizados por los generadores del MEM. Por lo tanto, la condición financiera y los resultados de operaciones de la Emisora podrían verse afectados de manera negativa si el rol de CAMMESA en el MEM y el SADI cambiase o si no pudiese proveer el gas necesario para las operaciones de la Central Térmica Agua del Cajón.

La escasez o falta en el suministro del gas, podría tener un efecto adverso significativo en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora, con el consecuente riesgo de impactar en la posibilidad de pago de la Emisora de las Obligaciones Negociables.

Las dificultades operativas podrían limitar la capacidad de la Emisora de generar electricidad, lo que podría afectar significativamente y en forma adversa los resultados de sus operaciones

La Emisora podría experimentar dificultades que podrían requerir la suspensión temporaria de sus actividades, gastos significativos de mantenimiento o afectar su capacidad de generar electricidad. La operación de las instalaciones como las de la Emisora trae aparejado innumerables riesgos, incluidos fallas o averías en equipos de generación, los componentes electromecánicos o, en general, en cualquiera de los activos de la Emisora 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.

Dificultades operativas que afecten las actividades de generación de la Emisora podrían provocar una disminución de sus ingresos de Central Térmica Agua del Cajón, lo cual podría tener un efecto adverso sobre los resultados de sus operaciones y podría afectar en forma negativa su capacidad de repago de las Obligaciones Negociables.

La capacidad de la Emisora de operar parques eólicos de manera rentable depende en gran medida de condiciones climáticas.

La cantidad de energía generada por los parques eólicos y su rentabilidad dependen en gran medida de las condiciones climáticas, en particular las condiciones de viento que varían sustancialmente en las diferentes ubicaciones de los parques eólicos, las estaciones y los años. Las variaciones en las condiciones del viento en los sitios de los parques eólicos ocurren como resultado de fluctuaciones diarias, mensuales y estacionales en las corrientes de los vientos y, en el largo plazo, como resultado de cambios y variaciones climáticas más generales. Dado que las turbinas sólo funcionarán cuando las velocidades de los vientos caigan dentro de ciertos rangos específicos que varían por tipo y fabricante de turbinas, si las velocidades de los vientos cayeran fuera de estos rangos o se acercaran a los más bajos, disminuiría la producción de energía en los parques eólicos de la Emisora.

Durante la fase de desarrollo y antes de la construcción de un parque eólico, se lleva a cabo un estudio de vientos para evaluar el recurso eólico potencial del sitio a lo largo de al menos un año. La Emisora basa su presupuesto y decisiones de inversión núcleo en los hallazgos de estos estudios. La Emisora no puede garantizar que las condiciones climáticas observadas en el sitio de un proyecto coincidirán con los presupuestos que asumió durante la fase de desarrollo de proyecto en función de dichos estudios y, por lo tanto, no puede garantizar que su parque eólico podrá satisfacer los niveles de producción anticipados. Los patrones de vientos y la producción de electricidad futuros en el parque eólico de la Emisora podrían no reflejar los patrones de vientos históricos en su respectivo sitio o las proyecciones y que el patrón de vientos del sitio cambie con el paso del tiempo.

Si en el futuro el recurso eólico en las áreas donde se encuentra el parque eólico de la Emisora fuera inferior a lo esperado, la producción de electricidad en los parques eólicos podría ser más baja de lo esperado, quizás significativamente, y por lo tanto podría afectar y adversamente los resultados de las operaciones.

La viabilidad y la rentabilidad de los proyectos de energía renovable dependen de una serie de factores que escapan a su control

La viabilidad de nuevos proyectos de energía renovable depende de una serie de factores, tales como una evaluación del impacto ambiental, habilitaciones de edificios, disponibilidad de financiamiento en condiciones aceptables, el precio de la electricidad, la potencia del viento y de otros factores climáticos, la disponibilidad de otras fuentes de energía renovable y la precisión de estudios que permitan a la Emisora determinar la mejor ubicación y disposición de los generadores. Cualquiera de estos factores podría afectar adversamente la viabilidad y la rentabilidad de cualquier proyecto. No puede asegurarse que estos eventuales proyectos se concretarán o que serán rentables en el futuro.

La Emisora depende de instalaciones de transmisión de energía que no posee o controla y que están sujetas a restricciones de transmisión y al riesgo de fallas mecánicas o eléctricas, que pueden restringir su capacidad de suministrar electricidad

La Emisora depende en gran medida de las instalaciones de transmisión poseídas y operadas por otros para entregar la electricidad que vende. Si la transmisión se interrumpe o si la infraestructura de transmisión es inadecuada, la capacidad de vender y suministrar electricidad de Capex puede verse afectada negativamente. Si la infraestructura de transmisión de energía en el SADI fuera inadecuada, la recuperación de los costos al por mayor y la generación de utilidades por parte de la Emisora podría ser limitada para sus ventas de energía. Debido a la restrictiva regulación de precios de transmisión, las compañías de

transmisión no han tenido incentivos suficientes para invertir en la expansión de la infraestructura de transmisión. La Emisora no puede predecir si las instalaciones de transmisión se expandirán en mercados específicos para acomodar el acceso competitivo a esos mercados.

Además, en los últimos años, el aumento de la demanda de electricidad fue mayor que el aumento estructural en la generación de electricidad, capacidades de transmisión y de distribución, lo que provocó escasez e interrupciones de energía. Si la demanda de energía repentinamente aumentara en el futuro, los actuales niveles de transmisión y distribución de energía podrían no ser suficientes para satisfacer la futura demanda y podrían causar interrupciones. Un aumento sostenido en las interrupciones del sistema eléctrico podría generar escasez en el futuro y podría impedir a la Emisora entregar la electricidad que produce y vende, lo que, a su vez, podría afectar negativamente su negocio, resultados operativos y condición financiera.

La actividad de generación está sujeta a riesgos derivados de desastres provocados por causas naturales o por el hombre en forma accidental o intencional.

Las instalaciones generadoras de la Emisora, o la infraestructura de transmisión eléctrica o de transporte de terceros de la que depende, pueden sufrir daños por inundaciones, incendios y otros hechos catastróficos derivados de causas naturales o por el hombre, en forma accidental o intencional, tales como descargas de rayos, acumulación de hielo en las aspas, terremotos, tornados, vientos extremos, tempestades severas, incendios forestales y ataques terroristas. Los desastres podrían dañar, o exigir el cierre de, turbinas u otros equipos o instalaciones asociados del proyecto o instalaciones de transporte.

La Emisora podría experimentar serias disrupciones en sus negocios, importantes bajas en sus ingresos debido a la menor demanda derivada de hechos catastróficos o costos adicionales significativos que no estén cubiertos de otra forma por cláusulas de seguros de interrupción de la explotación comercial. Es posible que transcurra un lapso de tiempo importante entre el acaecimiento de un accidente mayor, una catástrofe o un ataque terrorista y el cobro de la indemnización final de las pólizas de seguro de la Emisora, las que habitualmente están sujetas a franquicias no recuperables y a límites máximos por incidente. Por otra parte, cualquiera de estos acontecimientos podría tener efectos en la demanda de energía eléctrica de algunos de los clientes de la Emisora y de los consumidores, en general, en el mercado afectado. Algunas de estas consideraciones podrían tener un efecto material adverso en los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora, así como sobre su capacidad de pagar las Obligaciones Negociables.

Nuevas medidas que promueven proyectos de generación de energía renovable y competidores más eficientes de última generación pueden afectar nuestras ventas

Mediante la Ley N° 27.191 del 15 de octubre de 2015 se estableció un cronograma, según el cual, para el 31 de diciembre de 2025, 20% de la demanda total de energía doméstica debe ser suministrada a través de fuentes de energía renovables. A fin de cumplir con dicho objetivo, la ley exige que ciertos consumidores y CAMMESA cubran el 8% de su porción respectiva de la demanda de energía doméstica con fuentes de energía renovable al 31 de diciembre de 2017. En cumplimiento de este mandato, el 23 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución SE N° 21/2016, en la que se llamaba a licitación pública para la construcción de 1.000 MW de nueva capacidad de generación de energía renovable. El porcentaje a cubrir de energía renovable aumenta gradualmente cada dos años hasta alcanzar el 20% en 2025.

La mencionada ley también dispone incentivos impositivos y otros beneficios para nuevos proyectos de energía renovable.

La Ley N° 27.191 fue reglamentada parcialmente por el Decreto N° 531/2016. Sin embargo, no es posible predecir si la implementación de dicha ley y su reglamentación afectará o no adversamente el negocio de la Emisora, sus resultados operativos y condición financiera.

Adicionalmente, y sin perjuicio de que la Emisora esté preparada para adoptar nuevas tecnologías y a pesar de que la Central Térmica Agua del Cajón es una planta de carga eficiente, de ciclo combinado, los cambios en los esquemas remuneratorios podrían afectar adversamente la competitividad del parque eólico de la Emisora. Capex podría enfrentar un potencial desplazamiento en su demanda, afectando su competitividad y por lo tanto impactando en su producción de energía y sus ingresos.

El cambio climático y las restricciones a las emisiones de gas invernadero podrían afectar los resultados de las operaciones generadas por centrales térmicas.

Varios países, entre ellos Argentina, han adoptado o están considerando la adopción de marcos regulatorios tendientes a reducir las emisiones de gas invernadero debido a la preocupación sobre el cambio climático. Tales medidas regulatorias en distintas jurisdicciones incluyen la adopción de regímenes de topes y comercio (“*cap and trade*”), impuestos al carbono, mayores estándares de eficiencia e incentivos o mandatos para energía renovable. La creciente preocupación sobre cambio climático y gases invernadero, tales como las plasmadas en el Acuerdo de París COP-21 de Naciones Unidas, podría dar lugar a la imposición de regulaciones ambientales adicionales. El cumplimiento de los cambios en las leyes, reglamentaciones y obligaciones relativas a cambio climático, inclusive como resultado de dichas negociaciones internacionales, podría aumentar los costos de la Emisora relacionados con la operación y el mantenimiento de sus centrales térmicas y requerir la instalación de nuevos controles de emisión por parte de la Emisora, adquirir provisiones o pagar impuestos relacionados con sus emisiones de gas invernadero, u obligarla a administrar y gestionar un programa de emisiones de gas invernadero, lo cual a su vez podría afectar negativamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Si Capex no pudiese adaptarse a futuros cambios tecnológicos en el mercado de energía, su negocio podría verse afectado adversamente.

El mercado de energía se encuentra sujeto a cambios tecnológicos de gran alcance, tanto del lado de la generación como de la demanda, tales como: el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (almacenamiento de baterías en un rango de MW) o las facilidades para el almacenamiento temporario de potencia mediante la conversión a gas, el aumento en la provisión de energía, producto de nuevas aplicaciones tecnológicas tales como el fraccionamiento o digitalización de la generación y la distribución de redes.

Las nuevas tecnologías para aumentar la eficiencia de energía y mejorar el aislamiento del calor para la generación de energía directa a nivel consumidores, o que permitan mejorar la retroalimentación (por ejemplo, mediante el uso del almacenamiento de energía para la generación de energía renovable) pueden acarrear cambios estructurales en el mercado del lado de la demanda en beneficio de fuentes de energía con bajo o cero dióxido de carbono, o de la generación de energía descentralizada vía plantas generadoras de energía con potencia de pequeña escala dentro o cerca de áreas residenciales o industriales.

Si el negocio de Capex no pudiese reaccionar a los nuevos cambios tecnológicos y los cambios asociados en la estructura del mercado, su patrimonio, condición financiera u otra posición, resultados, operaciones y negocios podrían verse afectados adversamente.

Riesgos relacionados con el negocio del petróleo y del gas

Las operaciones de la Emisora se encuentran altamente reguladas

La industria del petróleo y gas en la República Argentina ha estado controlada fuertemente por el Gobierno Nacional así como por los gobiernos de provincias en las cuales compañías como Capex desarrollan sus actividades. Dichas regulaciones se relacionan, principalmente, con la adjudicación de áreas de exploración y explotación, restricciones sobre la producción y las exportaciones, realización de inversiones específicas, imposición de impuestos, controles de precios y cuestiones ambientales. Como consecuencia, el negocio de la Emisora depende en amplia medida de las regulaciones y de las condiciones políticas prevalecientes en la República Argentina, pudiendo verse afectados adversamente sus resultados de las operaciones por dichos factores.

Desde diciembre de 2011, el Gobierno Argentino ha adoptado una serie de medidas relativas a la repatriación de fondos obtenidos como resultado de exportaciones de petróleo y gas y cargos aplicables a la producción de gas licuado que afectaron las actividades de los fabricantes y productores del sector del petróleo y gas. A partir de abril de 2012, tras la nacionalización de YPF se introdujeron cambios trascendentales en el sistema bajo el cual operan las empresas petroleras. Los cambios futuros que pudieran realizarse en esta normativa podrían aumentar el efecto adverso de dichas medidas en los negocios, ingresos y operaciones de las empresas que operan en el sector del petróleo y gas, entre ellas las sociedades en las que la Emisora posee o pueda poseer participaciones accionarias.

De manera adicional a los riesgos relacionados con la regulación gubernamental y el control del sector energético, descriptos en otro apartado de esta sección, actualmente la Emisora se encuentra:

- Limitada en su capacidad de reflejar en el precio local, o aumentar el precio local del gas natural en función de los aumentos en los impuestos, los aumentos de los precios internacionales del petróleo crudo y de otros combustibles a base de hidrocarburos y las fluctuaciones de las tasas de cambio;
- Sujeta a potenciales retenciones a las exportaciones de hidrocarburos;
- Sujeta a restricciones en los volúmenes de las exportaciones de hidrocarburos debidas principalmente al requerimiento previo de satisfacción de la demanda local; y
- Expuesta al riesgo de que el Gobierno Nacional incremente los montos previamente pactados del abastecimiento de gas natural y otros productos derivados de los hidrocarburos al mercado minorista local en virtud de su política de otorgar prioridad absoluta a la demanda local.

No puede asegurarse que los cambios en las leyes y regulaciones aplicables, o bien interpretaciones judiciales o administrativas desfavorables no afectarán adversamente los resultados de la Emisora. Asimismo, no puede asegurarse que políticas futuras del Gobierno Nacional no afectarán la industria del petróleo y del gas.

La Emisora no puede garantizar que las concesiones serán extendidas en el futuro como resultado de la revisión por parte de los entes de contralor respecto de los planes de inversión presentados para su análisis o que no se le impondrán requisitos adicionales para poder obtener prórrogas de los permisos y concesiones.

Además, no puede asegurarse que las regulaciones o los impuestos (incluyendo las regalías) previstos por los gobiernos provinciales en los que desarrolla sus actividades Capex no entrarán en conflicto con la

normativa emitida por el Gobierno Nacional, y que dichas regulaciones no afectarán adversamente el resultado de las operaciones y la situación financiera de Capex y su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

Los controles de precios podrían afectar los resultados de las operaciones de Capex

En el pasado, debido a ciertos factores regulatorios, económicos y de política gubernamental, los precios locales del petróleo, del gas y del GLP se han visto significativamente rezagados respecto de los precios internacionales y regionales de dichos productos, y la capacidad de la Emisora de aumentar los precios ha sido limitada. Desde 2002 el Gobierno Nacional ha impuesto retenciones a las exportaciones de petróleo crudo, gas y del GLP lo que ha reducido el precio de venta de dicho producto en el mercado interno. Si bien a la fecha del presente Prospecto la diferencia entre el precio internacional y el precio interno que recibe el productor no es material, en caso de que el precio internacional del petróleo se incremente y dicho incremento no pueda ser trasladado al mercado interno, ello podría afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de Capex.

Restricciones a las exportaciones de hidrocarburos han afectado y podrían continuar afectando negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de Capex

En el pasado, el Gobierno Nacional dictó una serie de medidas limitando la exportación de hidrocarburos y de productos relacionados con el petróleo e inhibiendo la capacidad de los productores argentinos de beneficiarse con los mayores precios de estos productos en el mercado internacional, lo que a su vez les impidió compensar los aumentos sostenidos de los costos y afectó significativamente la competitividad.

En virtud de lo dispuesto por la Resolución N° 1.679/04 de la entonces SE, los productores de petróleo deben obtener la aprobación previa de la entonces SE para exportar (actualmente dicha autorización es otorgada por el Ministerio de Energía y Minería). Para obtener dicha aprobación, los exportadores deben demostrar que, o bien han satisfecho los requerimientos de la demanda local o han brindado al mercado interno la oportunidad de adquirir petróleo, GLP o diésel en términos similares a los precios del mercado doméstico actual.

No es posible asegurar por cuánto tiempo estarán vigentes estas restricciones, o bien si se implementarán restricciones adicionales en el futuro que podrían afectar la capacidad de Capex de exportar gas, petróleo crudo o GLP o cualquier otro producto, y en consecuencia, afectar la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora y su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

Los aranceles de exportación han afectado y podrían continuar afectando en forma negativa los resultados de las operaciones de Capex

En 2002 el Gobierno Nacional impuso una retención del 20% sobre las exportaciones de petróleo crudo y una retención del 5% sobre las exportaciones del GLP. Desde entonces, las retenciones han aumentado progresivamente.

A partir de noviembre de 2007, el Ministerio de Economía y Producción de la Nación (el “Ministerio de Economía”), adoptó por Resolución N° 394/2007 un nuevo método para calcular las retenciones sobre las exportaciones de petróleo crudo y ciertos derivados del petróleo, estableciendo que, en el caso del petróleo crudo, si el precio internacional del petróleo crudo de West Texas Intermediate (“WTI”) superara el valor de referencia de U\$S60,90 por barril, se fijaría un precio de corte sobre el precio que recibe el productor, de U\$S42 por barril, siendo el excedente retenido por el Gobierno Nacional como arancel de exportación. Si el precio internacional WTI estuviera por debajo del valor de referencia pero fuera superior a U\$S42 por

barril, el productor pagaría una retención del 45%. Si los precios fueran menores de U\$S45 por barril, el Ministerio de Economía decidiría dentro de los 90 días el porcentaje que corresponde retener sobre la exportación. Las retenciones antedichas también resultan aplicables al diésel, gasolina y otros productos derivados del crudo. Mediante la Resolución 1077/14, que derogó la Resolución 394/2007, se estableció una alícuota de retención en base al precio internacional del petróleo crudo que en caso que el mismo fuera menor a 71 U\$S/bbl, será del 1%.

En mayo de 2004, en virtud de la Resolución N° 645/04 del Ministerio de Economía, se establecieron derechos de exportación de gas natural y líquidos de gas natural a una alícuota del 20%. Los derechos de exportación de gas natural se incrementaron nuevamente en julio de 2006, cuando el Ministerio de Economía aumentó la alícuota aplicable al 45% e impartió instrucciones a la Dirección General de Aduanas para que aplique el precio establecido en el Convenio Marco celebrado entre la República Argentina y la República de Bolivia como precio base para la aplicación de la nueva alícuota, independientemente del precio de venta efectivo.

Mediante la Resolución N° 127/2008, el Ministerio de Economía incrementó el derecho de exportación de gas natural de 45% a 100% y ordenó la aplicación, como base de cálculo, del precio más alto fijado en el contrato celebrado entre cualquier importador argentino de gas (abandonando el valor de referencia aplicado anteriormente establecido en el mencionado Convenio Marco).

Respecto de los productos de GLP (incluyendo butano, propano y sus derivados), la Resolución N° 36/2015 ha modificado la fórmula para el cálculo de la paridad de exportación a partir del 1° de abril de 2015, lo que generó un incremento en los precios de comercialización de los mismos en el mercado local en ciertos casos.

Estas retenciones sobre las exportaciones de hidrocarburos han impedido a Capex beneficiarse con los aumentos registrados en los precios internacionales. No puede asegurarse que estos aranceles no continuarán o serán incrementados en el futuro, o que no se fijarán nuevos aranceles, con las consecuencias que ello podría tener para la Emisora.

La volatilidad de los precios del petróleo y gas podría disminuir los proyectos de inversión de Capex y una caída significativa de dichos precios podría afectar en forma adversa los resultados de sus operaciones

Los precios internacionales de petróleo y del gas han fluctuado significativamente en los últimos años y es posible que lo sigan haciendo en el futuro. En este sentido, la volatilidad en los precios del petróleo y del gas restringen los proyectos de inversiones a largo plazo ya que el retorno esperado de dichas inversiones resulta impredecible.

Los precios que la Emisora obtiene por sus productos de hidrocarburos son afectados por las regulaciones locales y han tenido un impacto negativo en la capacidad de Capex de realizar inversiones en nuevas exploraciones y desarrollo. En particular, el precio del gas al cual la normativa vigente permite declarar como costo de gas propio en la generación de energía eléctrica. El mantenimiento de limitaciones en el precio del gas que la Emisora puede declarar podría tener un efecto significativo adverso sobre la situación financiera de Capex. La Emisora presupuesta sus gastos relacionados con las actividades de exploración, desarrollo y operación teniendo en cuenta los precios de mercado de los productos de hidrocarburos, entre otros. En el supuesto de que los precios locales de ciertos productos disminuyeran aún más y permanezcan vigentes las limitaciones a las exportaciones, la capacidad de la Emisora de mejorar sus tasas de recuperación de hidrocarburos, descubrir nuevas reservas y llevar a cabo ciertos planes de inversiones podrían verse afectados adversamente, lo que a su vez podría afectar los negocios de la Emisora.

Las reservas de petróleo y gas de Capex son estimativas

Las estimaciones de reservas de gas y petróleo de Capex al 31 de diciembre de 2015 fueron preparadas por la Emisora, auditadas por la Licenciada Ana M. Nardone (auditora de reservas independiente habilitada por el Ministerio de Energía y Minería de la Nación). A nivel internacional, las estimaciones de reservas de gas y petróleo al 31 de diciembre de 2016 fueron preparadas por Capex, certificadas por DeGolyer and MacNaughton y auditadas por el Licenciado Héctor López (auditor de reservas independiente habilitado por el Ministerio de Energía y Minería de la Nación) el 31 de marzo de 2017. Las reservas de petróleo y gas de Capex son estimadas mediante la utilización de información geológica y de ingeniería, a fin de determinar si el petróleo crudo o el gas natural de los yacimientos descubiertos es recuperable bajo las condiciones económicas y operativas existentes. La certeza de las estimaciones de reservas probadas depende de una serie de factores, premisas y variables, dentro de las cuales las más importantes son:

- El resultado de las perforaciones, pruebas y de la producción luego de la fecha de las estimaciones;
- La calidad de la información geológica, técnica y económica disponible y su interpretación y apreciación;
- El rendimiento de la producción de los yacimientos;
- Desarrollos, tal como las adquisiciones y disposiciones, nuevos descubrimientos y extensiones de yacimientos existentes y la aplicación de técnicas de recuperación mejoradas; y
- Cambios en los precios del petróleo y del gas natural, lo cual podría afectar la cantidad de reservas probadas ya que las estimaciones de reservas son calculadas bajo determinadas condiciones económicas cuando dichas estimaciones son realizadas.

Muchos de estos factores, premisas y variables relacionados con la estimación de reservas probadas están fuera del control de Capex y podrían cambiar en el futuro. Consecuentemente, la cantidad de reservas no es precisa y se encuentra sujeta a revisión. Una revisión que demuestre una disminución en las cantidades estimadas de reservas probadas podría afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La incertidumbre sobre la posibilidad de Capex de adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas podría afectar en forma adversa los resultados de sus operaciones

El éxito futuro de Capex depende, entre otras cuestiones, de su capacidad de producir petróleo y gas a partir de las reservas existentes, descubrir reservas adicionales de petróleo y gas, y explotar económicamente el petróleo y el gas de dichas reservas. Salvo que Capex tenga éxito en su exploración en busca de reservas de petróleo y gas y el desarrollo de éstos, o que de otro modo adquiera reservas adicionales, las reservas de Capex en general disminuirán a medida que se produzca petróleo y gas. Las actividades de perforación se encuentran también sujetas a numerosos riesgos y podrían implicar esfuerzos no rentables, no solamente con respecto a pozos secos sino también con respecto a pozos que son productivos pero que no producen suficiente utilidad neta como para derivar ganancias después de cubrir los costos de la perforación. La finalización de un pozo no es susceptible de asegurar un retorno sobre la inversión ni una recuperación de los costos de excavación, terminación y costos operativos.

No puede asegurarse que las actividades futuras de exploración y desarrollo de Capex tendrán éxito, o que Capex estará en condiciones de implementar su programa de inversiones de capital, adquirir reservas adicionales o que podrá explotar económicamente dichas reservas. Tales hechos podrían afectar adversamente la condición financiera y los resultados de las operaciones de Capex y su capacidad de pago

de las Obligaciones Negociables.

La falta de disponibilidad de capacidad de transporte podría limitar la posibilidad de Capex de aumentar la producción de hidrocarburos y podría afectar en forma adversa su situación financiera y los resultados de sus operaciones

La capacidad de Capex para explotar económicamente sus reservas de hidrocarburos depende, entre otros factores, de la disponibilidad de la infraestructura de transporte necesaria en condiciones comercialmente aceptables para transportar los hidrocarburos producidos por Capex hasta los mercados en los que se venden. Habitualmente, el petróleo se transporta por oleoductos y buques cisterna hasta las refinerías, y el gas habitualmente se transporta mediante gasoductos hasta los clientes. La falta de infraestructura de almacenamiento o carga adecuada o alternativa o de capacidad disponible en los sistemas existentes de transporte de hidrocarburos de largo alcance podría afectar en forma adversa la condición financiera y los resultados de las operaciones de Capex.

La industria del petróleo y del gas se encuentra sujeta a una serie de riesgos económicos y operativos

Las actividades de exploración y producción de petróleo y gas así como las actividades de producción de GLP, se encuentran sujetas a riesgos económicos y operativos específicos, algunos de los cuales están fuera del control de Capex, tales como la producción, riesgos relacionados con las maquinarias y el transporte, riesgos naturales y otras incertidumbres, incluyendo aquéllos relacionados con las características físicas de los yacimientos de petróleo y de gas natural. Las operaciones de Capex podrían verse restringidas, retrasadas o canceladas debido a dificultades mecánicas, derramamientos o pérdidas de petróleo o gas natural, desabastecimiento o retrasos en la entrega de maquinarias, el cumplimiento con las regulaciones gubernamentales, estallidos, incendios, fallas en los oleoductos, formaciones presurizadas anormales y riesgos ambientales y de salud. La ocurrencia de cualquiera de estos hechos podría causar grandes pérdidas materiales y la interrupción de sus operaciones y podría perjudicar su reputación.

La actividad de Capex requiere significativas inversiones de capital y gastos en mantenimiento

La exploración y explotación de reservas de hidrocarburos exigen fuertes inversiones en bienes de capital. Capex debe continuar invirtiendo para mantener o aumentar la cantidad de reservas hidrocarburíferas que produce y realizando gastos significativos de mantenimiento para sostener la capacidad de generación de energía eléctrica comprometida. No puede asegurarse que Capex podrá mantener sus niveles de producción o generar suficiente flujo de fondos, ni que tendrá acceso a préstamos suficientes u otras alternativas de financiamiento para continuar con sus actividades de generación, exploración, explotación y producción a los niveles actuales o superándolos.

La adjudicación de áreas de hidrocarburos se encuentra sujeta a una intensa competencia

La adjudicación de áreas productivas y la adquisición privada de petróleo y gas es altamente competitiva, las cuales son habitualmente licitadas por autoridades gubernamentales, especialmente aquellas áreas con las reservas de petróleo crudo y gas natural más atractivas o la venta por compañías concesionarias. Algunas de las empresas con las que compete Capex podrían contar con mayores recursos financieros que Capex y, como consecuencia, podrían hallarse en mejor posición para competir por futuras oportunidades comerciales. Por otra parte, algunas provincias argentinas, incluyendo Neuquén y Chubut, han creado compañías provinciales estatales para desarrollar actividades en la industria del petróleo y del gas. En consecuencia, las condiciones bajo las cuales Capex podría resultar adjudicataria de nuevas áreas exploratorias o productivas podrían verse adversamente afectadas y ello podría tener un impacto negativo en los resultados financieros y en las operaciones de Capex.

Riesgos relacionados con la Emisora

Capex podría enfrentar ciertos procedimientos administrativos y acciones judiciales que podrían afectar seriamente su actividad y los resultados de sus operaciones en caso de que sean dirimidas en su contra.

Capex es parte en ciertos procedimientos administrativos y acciones judiciales que, individual o conjuntamente, y de producirse una resolución total o parcialmente desfavorable para la Emisora podrían redundar en la imposición de costos, multas, pago de sumas previstas en sentencias u otras pérdidas significativas. Si bien Capex ha provisionado tales riesgos correctamente basándose en las opiniones y el asesoramiento legal externo e interno y de acuerdo con los principios contables, ciertas pérdidas contingentes, particularmente aquellas relacionadas con cuestiones ambientales, se encuentran sujetas a cambios provenientes, por ejemplo, de nueva información disponible y es posible que los costos provocados por tales riesgos, si fueran resueltos de forma total o parcialmente desfavorable para Capex, podrían exceder significativamente las provisiones efectuadas.

Capex podría no obtener la cobertura de seguros adecuada

A pesar de que la Emisora ha asegurado sus propiedades en condiciones que considera prudentes y consistentes con las prácticas de la industria y ha adoptado y mantiene medidas de seguridad, cualquier daño significativo, accidente o suspensión de la producción en los establecimientos o en los yacimientos de Capex podría afectar adversamente la capacidad productiva, la situación financiera y los resultados de las operaciones de Capex.

Una porción significativa de las reservas de Capex se encuentra en una sola área, Agua del Cajón

La Ley de Hidrocarburos prevé que las concesiones de petróleo y gas son por 25 años desde el día en que son otorgadas, con la posibilidad de que dicho plazo sea prorrogado por 10 años más, sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos y condiciones por parte del adjudicatario. Capex tiene el 100% de sus reservas probadas totales en el área Agua del Cajón, ubicada en la Provincia del Neuquén. A pesar de que la concesión del área de Agua del Cajón ha sido prorrogada, una vez por un período de 10 años tal como se describe en “*Información sobre la Emisora – Historia y crecimiento*”, y otra vez, recientemente, por 35 años (hasta 2052), no puede asegurarse que la concesión de Capex de dicha área o bien de otras futuras, sean prorrogadas o que no se impondrán obligaciones de inversión adicional, pago de regalías u otros requisitos, impuestos a Capex a fin de mantener u obtener dichas concesiones. La extinción, revocación o imposibilidad de mantener u obtener prórrogas de concesiones, licencias o permisos de exploración podría afectar adversamente los negocios y los resultados de las operaciones de Capex.

La relación de la Emisora con las autoridades nacionales y provinciales, en particular con la Provincia del Neuquén, son importantes para nuestro negocio

Debido a la naturaleza de los negocios, la Emisora tiene relación con autoridades nacionales y de las provincias donde desarrolla sus negocios, particularmente con la provincia del Neuquén, donde realiza la mayoría de sus operaciones. A pesar de que la Emisora considera que las relaciones con las autoridades pertinentes son buenas, dichas relaciones podrían verse afectadas negativamente en el futuro, lo que podría afectar adversamente su negocio y sus resultados operativos. Por ejemplo, las autoridades provinciales podrían rechazar o retrasar las actuales o futuras solicitudes de prórroga de plazo, o tratar de imponer tasas inesperadas o desproporcionadamente altas u obligaciones adicionales significativas al negociar nuestras concesiones o renovaciones de permisos.

Capex podría no atraer o retener a su personal clave

El negocio de la Emisora depende de las contribuciones de su gerencia de primera línea y de sus ingenieros y empleados altamente calificados. También depende de su capacidad para atraer, capacitar, motivar y retener a su dirección clave y al personal comercial y técnico con las habilidades y experiencia necesarias. No puede asegurarse que Capex podrá retener y atraer a personal clave y que el reemplazo de cualquier persona clave que pudiera irse no será dificultoso además de llevar tiempo. La pérdida de la experiencia y de los servicios prestados por personal clave o la incapacidad de encontrar reemplazos adecuados o personal adicional podría tener un efecto adverso en los negocios, la situación financiera y/o en los resultados de Capex.

El interés de la compañía controlante de la Emisora podría diferir del interés de la Emisora

Capsa, como accionista controlante de Capex, puede influenciar el negocio de Capex a través de su capacidad de controlar aquellas decisiones que requieren el voto positivo por parte de la mayoría de los accionistas o de los Directores. Capsa podría decidir entrar en nuevos negocios o renunciar a los actuales, adoptar nuevas estrategias, realizar adquisiciones, diversificar sus negocios o llevar adelante otras iniciativas que podrían diferir de los intereses de Capex. No es posible asegurar que Capsa actuará en todo momento de manera consistente con los intereses de la Emisora o de los tenedores de las Obligaciones Negociables. Véase “*Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas*” en el Prospecto.

La Emisora podría incurrir en responsabilidad laboral significativa en relación con su tercerización de actividades

La Emisora terceriza ciertas actividades relacionadas con sus negocios mediante la contratación de terceros contratistas con el objeto de mantener una base de costos flexible que le permita mantener una base de costos más bajos y al mismo tiempo responder más rápidamente a la volatilidad del mercado. La Emisora contaba, al 31 de diciembre de 2016, con aproximadamente 500 empleados de terceros contratistas contratados. Si bien la Emisora cuenta con políticas muy estrictas respecto del cumplimiento de las obligaciones en materia laboral y de seguridad social por parte de sus contratistas, no está en condiciones de garantizar que los empleados de los contratistas no inicien acciones judiciales para procurar una indemnización por parte de la Emisora en función de determinados fallos judiciales dictados por los tribunales del trabajo de la República Argentina que, bajo determinadas circunstancias, reconocen la responsabilidad solidaria entre el contratista y la entidad a la cual se le prestan servicios. Si la Emisora no puede obtener un fallo favorable en estos eventuales procedimientos, podría incurrir en una responsabilidad laboral significativa, que podría tener un efecto adverso en la situación financiera y sobre los resultados de las operaciones de Capex y sobre su capacidad de honrar sus deudas, incluidas las Obligaciones Negociables.

Capex podría soportar medidas significativas de parte de los sindicatos de trabajadores

A pesar de que Capex mantiene buenas relaciones con su mano de obra sindicalizada, no puede garantizarse que no experimentará suspensiones o paros laborales en el futuro, dado que los reclamos laborales en el rubro energético son habituales en la República Argentina.

Los ataques cibernéticos podrían afectar el negocio, la situación financiera y los resultados de operaciones de la Emisora.

Los riesgos de seguridad informática han aumentado en general en los últimos años como consecuencia de la proliferación de nuevas tecnologías y la mayor sofisticación y actividades de los ataques cibernéticos. La

Emisora tiene cada vez más equipos y sistemas conectados a Internet. Debido a la naturaleza crítica de su infraestructura y la mayor accesibilidad permitida a través de la conexión a Internet, la Emisora podría enfrentar ataques cibernéticos. En el supuesto de producirse tal ataque, podría sufrir una interrupción de las operaciones, daños materiales y robo de información de clientes; experimentar significativas pérdidas de ingresos, costos de respuesta y otras pérdidas financieras; y asimismo quedar sujeta a mayores litigios judiciales y daños a su reputación. Los ataques cibernéticos podrían afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

Las operaciones de Capex se encuentran sujetas a riesgos sociales

Las actividades de Capex se encuentran sujetas a riesgos sociales tales como protestas de comunidades cercanas a las áreas donde desarrolla sus operaciones. Sin perjuicio de la responsabilidad social de Capex en sus operaciones, podría enfrentar la oposición de comunidades locales con respecto a actuales o futuros proyectos en las jurisdicciones donde opera, la cual podría afectar adversamente sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

Factores de riesgo relacionados con las Obligaciones Negociables

Es posible que no se desarrolle un mercado activo para las Obligaciones Negociables.

La Compañía ha solicitado el listado y negociación de las Obligaciones Negociables en BYMA y en el MAE, respectivamente. Asimismo, la Emisora ha solicitado el listado de las Obligaciones Negociables en la Bolsa de Luxemburgo, a través de su Mercado MTF. La Compañía no puede asegurar que estas solicitudes serán aprobadas. Si se desarrollaran dichos mercados, las Obligaciones Negociables podrían negociarse a precios superiores o inferiores al precio de oferta inicial dependiendo ello de muchos factores, incluyendo las tasas de interés vigentes, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la propia Compañía, los acontecimientos políticos y económicos ocurridos en y que afectan a Argentina y los mercados para títulos valores similares.

La Compañía no puede asegurar que se desarrolle o que se desarrollará un mercado activo para las Obligaciones Negociables y, si éste se mantendrá a lo largo del tiempo. Si un mercado activo para las Obligaciones Negociables no se desarrollara o no se mantuviera, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían enfrentar dificultades para la venta de las Obligaciones Negociables o podrían verse imposibilitados de vender las Obligaciones Negociables a precios atractivos. Además, si un mercado activo se desarrollara, la liquidez de cualquier mercado para las Obligaciones Negociables dependerá de la cantidad de tenedores de Obligaciones Negociables, el interés de los agentes de los mercados en desarrollar un mercado para las Obligaciones Negociables, entre otros factores. Por lo tanto, podría desarrollarse un mercado para las Obligaciones Negociables que no sea líquido. Por otra parte, si se desarrollara un mercado, las Obligaciones Negociables podrían negociarse a precios superiores o inferiores al precio de oferta inicial dependiendo ello de muchos factores, incluyendo las tasas de interés vigentes, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la propia Compañía, los acontecimientos políticos y económicos ocurridos en y que afectan a Argentina.

Las Obligaciones Negociables no contarán con garantía especial ni privilegio alguno.

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones no subordinadas de la Emisora, con garantía común sobre su patrimonio, y gozarán de igual prioridad de pago, sin ninguna preferencia entre sí, que todas las demás obligaciones de deuda no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora. Las Obligaciones Negociables no cuentan con garantía especial alguna. Futuros reclamos de acreedores garantizados respecto de los activos de la Emisora que garanticen sus préstamos tendrán

prioridad de pago respecto de cualquier reclamo de los tenedores de las Obligaciones Negociables respecto de dichos activos.

Asimismo, cualquier pago de dividendos, préstamos o adelantos por parte de las subsidiarias de Capex podría estar sujeto a restricciones legales o contractuales. Pagos a la Emisora por parte de sus subsidiarias también dependerán de las ganancias y consideraciones comerciales de éstas. El derecho de Capex de recibir activos de cualquiera de sus subsidiarias en caso de producirse su quiebra, concurso o liquidación, y, en consecuencia, el derecho de los tenedores de las Obligaciones Negociables de participar en tales activos, estarán subordinados efectivamente a los reclamos de los acreedores de tal subsidiaria, incluso los acreedores comerciales.

Es posible que las calificaciones de riesgo de Capex no reflejen totalmente los riesgos de invertir en las Obligaciones Negociables

Las calificaciones de riesgo de Capex son una evaluación realizada por las sociedades calificadoras respecto de la capacidad de la Emisora de pagar sus deudas a su vencimiento. En consecuencia, cambios reales o previstos en tales calificaciones generalmente podrían afectar el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Dichas calificaciones podrían no reflejar el potencial impacto de riesgos relacionados con la estructuración o comercialización de las Obligaciones Negociables. Las calificaciones no constituyen una recomendación para comprar, vender o mantener títulos valores, y podrían ser revisadas o retiradas en cualquier momento por la entidad calificadora. La calificación de cada sociedad debe ser evaluada en forma independiente de la calificación de cualquier otra sociedad calificadora.

La Emisora podría rescatar las Obligaciones Negociables antes de su vencimiento

Capex podría rescatar las Obligaciones Negociables, total o parcialmente bajo ciertas circunstancias de acuerdo con lo establecido en el Capítulo IX del presente: “De la Oferta y la Negociación” y de acuerdo con lo que se establezca en el Suplemento de Precio correspondiente. Un inversor podría no poder reinvertir los fondos obtenidos del rescate en otro título valor con un rendimiento similar a aquél de las Obligaciones Negociables rescatadas.

El incumplimiento de Capex de los compromisos previstos en sus contratos podría acelerar el repago de las obligaciones bajo sus deudas

Los títulos de deuda en circulación de Capex contienen una serie de compromisos, además de los préstamos celebrados por la Emisora que pueden contener compromisos adicionales, incluyendo, pero no limitado a, que la Emisora mantenga ciertos ratios financieros. Estos compromisos restringen o prohíben muchas acciones, incluyendo, pero no limitado a, la capacidad de Capex de incurrir en deudas, crear gravámenes o que éstos sean ejecutados, realizar pagos anticipados de alguna deuda en particular, pagar dividendos, realizar inversiones, realizar transacciones con sus accionistas y afiliadas, emitir acciones, vender determinados bienes, y formar parte de fusiones y consolidaciones o bien en transacciones de sale-leaseback.

Como resultado de estos compromisos y de restricciones contenidas en su deuda vigente, la Emisora se encuentra limitada en cómo realiza negocios y puede que ello no le permita competir eficientemente o sacar ventaja de nuevas oportunidades de negocios.

Capex no puede asegurar que podrá seguir cumpliendo con los compromisos en el futuro y en ese caso, que podrá obtener las dispensas de las partes correspondientes y/o que podrá modificar tales compromisos.

Asimismo, existen excepciones a muchos de estos compromisos, y se puede asegurar que estas limitaciones referidas anteriormente podrán proteger al inversor en todo momento.

Las sentencias de tribunales argentinos para hacer valer obligaciones denominadas en moneda extranjera podrían ordenar el pago en Pesos.

Si se interpusiera una acción ante los tribunales de Argentina con el fin de hacer valer las obligaciones de la Emisora bajo las Obligaciones Negociables, dichas obligaciones podrían ser pagaderas en Pesos en un monto igual al monto de Pesos requerido para liquidar la obligación denominada en moneda extranjera bajo los términos acordados y sujeto a la ley aplicable o, alternativamente, en base al tipo de cambio del Peso frente al Dólar Estadounidense vigente al momento del pago. No es posible garantizar que dichos tipos de cambio brindarán a los inversores una compensación total del monto invertido en las Obligaciones Negociables más los intereses devengados.

IV. INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

a) Historia y desarrollo de la Emisora

Denominación	Capex S.A., originalmente su denominación era Capsa Exploradora S.A.
Forma legal	Sociedad anónima constituida en la República Argentina
Lugar y fecha de constitución	20 de diciembre de 1988 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires
C.U.I.T.	30-62982706-0
Fecha y datos de inscripción	Inscripta en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires con fecha 26 de diciembre de 1988 bajo el número 9429 del Libro 106 Tomo A de Sociedades Anónimas.
Plazo de duración	Su plazo de duración es de 99 años contados desde la fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio, esto es, hasta el 26 de diciembre de 2087.
Legislación aplicable	La Sociedad está sujeta a la legislación vigente en la República Argentina.
Sede Social	Avenida Córdoba 948/950 C1054AAV, 5° piso, oficina “C”, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina.
Teléfono	4796-6000
Fax	4796-6000 (ext. 2877)
Correo electrónico	info@capex.com.ar
Representante legal	Alejandro Enrique Götz

Reseña

Capex es, en la actualidad, una empresa dedicada a la generación integral de energía eléctrica en Argentina. Las operaciones de generación de energía de Capex son desarrolladas en la provincia del Neuquén a través de un ciclo combinado con una capacidad máxima de generación de 672 MW. Asimismo, se dedica a la exploración y explotación de hidrocarburos en la República Argentina, siendo uno de los 15 mayores productores de gas y GLP del país. La Emisora provee aproximadamente el 50% del gas natural utilizado para generar electricidad a partir de sus propias reservas de gas natural a través de su Central Térmica Agua del Cajón (“Central Térmica Agua del Cajón”). Adicionalmente, Capex extrae y vende petróleo de Agua del Cajón, y actualmente se encuentra investigando reservas no convencionales en *tight sand* y formaciones *shale*. El gas extraído de los yacimientos es procesado en la planta de Capex a fin de ser utilizado para la generación de energía. A través de este proceso, se obtiene propano y butano (que son comercializados separadamente) y gasolina estabilizada, que son mezclados y vendidos junto con el petróleo. A través de su subsidiaria, Hychico, se han desarrollado nuevas líneas de negocios, principalmente relacionadas con la generación de energía renovable, tales como la eólica, la producción de hidrógeno y oxígeno.

Historia y crecimiento

En el año 1988, Capex fue creada por Capsa, su sociedad controlante, para realizar exploración de petróleo y gas en la República Argentina.

Posteriormente, en enero de 1991, a través de una concesión de la Secretaría de Energía, Capex adquirió el 100% de los derechos de exploración y explotación sobre el área Agua del Cajón, un área rica en gas natural situada en la región sudeste de la Provincia del Neuquén (a aproximadamente 1.000 km al sudoeste de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) mediante el pago de U\$S26 millones. Dicha área había sido descubierta y desarrollada por YPF, y, antes de ser adquirida por Capex, era considerada un área marginal. En abril de 2017, la Sociedad inició negociaciones con la Subsecretaría de Energía, Minería e

Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén a fin de obtener una concesión no convencional por un plazo de 35 años sobre el Área Agua del Cajón, la cual ha sido ratificada por el Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén en abril de 2017 mediante Decreto N° 556/17. Dicha concesión finalizará en el año 2052 y se encontrará sujeta (i) al pago a la Provincia del Neuquén de un bono de U\$S 4,97 millones dentro de los cinco días de entrada en vigencia dicho acuerdo; (ii) la realización de inversiones por un total de U\$S 126,0 millones durante un período de cinco años comenzando el 1° de enero de 2017; y (iii) al pago a la Provincia del Neuquén de una contribución extraordinaria para el desarrollo social de U\$S 3,1 millones dentro de los cinco días de entrada en vigencia dicho acuerdo y al pago del impuesto a los sellos por U\$S 0,882 millones. En virtud de este acuerdo, la Emisora continuará pagando a la Provincia del Neuquén el mismo porcentaje de regalías acordado en 2009 para todos los reservorios, (excepto aquellos con producción derivada de formaciones geológicas tales como “*shale gas*” o “*shale oil*”, “*schist*” o “*slate rocks*”, el cual sufrirá un aumento del 18% en 2026. En cambio, respecto de los reservorios no convencionales con producción de formaciones geológicas tales como “*shale gas*” o “*shale oil*”, “*schist*” o “*slate rocks*” que sean terminados luego del comienzo de la nueva concesión, la Emisora pagará regalías del 12% a la Provincia del Neuquén.

En virtud de la cesión de todos los recursos hidrocarburíferos del Estado Nacional a las provincias en el marco de la reforma de la Constitución Nacional en 1994 (para más información véase “*Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina*”), con fecha 23 de mayo de 2008 la Provincia del Neuquén emitió el Decreto N° 822/08 a través del cual autorizó a la Secretaría de Estado de Recursos Naturales, en su carácter de autoridad de aplicación, a efectuar una convocatoria dirigida a las empresas concesionarias de explotación de áreas hidrocarburíferas (otorgadas por el Gobierno Nacional) para que aquellas interesadas se inscribieran en el Registro Provincial de Renegociación de Concesiones antes del 6 de agosto de 2008, en el marco de la Ley N° 17.319 –sección 3ª, Concesiones de explotación – artículos N° 27 y N° 35– (la “Ley de Hidrocarburos”), Ley N° 26.197 (modificatoria de la Ley de Hidrocarburos) y de toda aquella legislación nacional y provincial vigente en la materia. En ese contexto, con fecha 19 de febrero de 2009, la Emisora fue convocada formalmente a iniciar el proceso de renegociación con respecto a la concesión sobre el área Agua del Cajón. Como consecuencia, con fecha 13 de abril de 2009 se suscribió un Acta Acuerdo mediante el cual la Provincia del Neuquén le otorgó a la Emisora la extensión del plazo original de la concesión por el término de diez años, es decir, hasta el 11 de enero de 2026. Finalmente, con fecha 8 de mayo de 2009 la Provincia del Neuquén emitió el Decreto N° 773/09 en virtud del cual aprobó el acuerdo mencionado. Las condiciones del acuerdo implicaron el pago de U\$S 17 millones y el compromiso de ejecutar un plan de trabajo por un monto estimado de U\$S 144 millones hasta el final de la concesión.

El área Agua del Cajón está ubicada en la Cuenca Neuquina, sita en la región sudeste de la Provincia del Neuquén. La mayoría de las reservas identificadas en esta área están localizadas en dos yacimientos (El Salitral y Agua del Cajón). Desde la adjudicación del área hasta el 30 de abril de 2016, Capex ha extraído 18.561 millones m³ de gas y 2.726.780 m³ de petróleo.

La capacidad y el desarrollo potencial que podían tener las reservas descubiertas permitieron que Capex explorase usos industriales alternativos para sus reservas de gas. La escasa capacidad de generación de energía eléctrica en la República Argentina y la incipiente desregulación del sector eléctrico en la década de los ‘90 ofrecían una buena oportunidad para agregarle valor a las reservas de gas y crear un mercado adicional con ellas. En este sentido, Capex decidió construir la planta de energía eléctrica (la “Planta de Energía Eléctrica”) y usar el gas producido de sus propias reservas como principal combustible para la misma. El 24 de noviembre de 1992, Capex celebró un contrato con Westinghouse Electric Corporation International por el cual esta última se comprometió a diseñar, supervisar, dirigir y construir la Planta de Energía Eléctrica de Capex ubicada en el área Agua del Cajón, la cual se desarrolló entre 1992 y 1995.

Para aprovechar los gases calientes de escape como combustible para aumentar la capacidad de generación, Capex convirtió la Planta de Energía Eléctrica a ciclo combinado. El ciclo combinado rescata los gases de escape de las turbinas de gas (ciclo abierto) a través de una caldera de recuperación. Adicionalmente al uso

de gases de escape, se han incorporado dispositivos de fuego suplementario, los que incrementan la cantidad del vapor producido y, por ello, permiten obtener una generación de energía adicional. Con ello, se mejoró la eficiencia y flexibilidad de la Planta de Energía Eléctrica de Capex y se redujo el costo promedio del combustible requerido para producir un volumen incremental de energía, debido a que sólo se consume gas adicional en el proceso de fuego suplementario. La capacidad nominal total de generación de la Planta de Energía Eléctrica alcanzó 672 MW.

Durante los años 2007 y 2008, Capex adquirió los permisos de exploración y eventual concesión de explotación, desarrollo, transporte y comercialización de hidrocarburos de las áreas Loma de Kauffman, Lago Pellegrini, Villa Regina y Cerro Chato, que fueran licitadas directamente por la Provincia de Río Negro. Los permisos de exploración de estas áreas se llevan a cabo en tres etapas y al finalizar cada una de ellas, se debe revertir el 50% de la superficie del área a la Provincia de Río Negro. En cualquier etapa de exploración se puede solicitar pasar a la etapa de explotación de una fracción del área explorada.

En el área Lago Pellegrini se hicieron estudios exploratorios y se perforaron tres pozos que resultaron estériles. El 12 de junio de 2015 y luego de realizar las inversiones comprometidas con la Secretaría de Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro, la Sociedad decidió revertir en forma total el área, debido a que no habían sido descubiertos hidrocarburos comercialmente explotables. La reversión operó al vencimiento del segundo período exploratorio.

En el área Villa Regina se hicieron estudios exploratorios y se perforaron 2 pozos que resultaron estériles. Luego de evaluar la información obtenida en el curso de las tareas exploratorias realizadas y concluyendo que el área no había cubierto las expectativas de la Sociedad, en 2012 se resolvió devolver el área a la provincia de Río Negro y, por lo tanto, se dieron de baja las inversiones realizadas. La reversión operó al vencimiento del primer período exploratorio.

En el área Cerro Chato se hicieron estudios exploratorios y se perforaron cuatro pozos; uno de los pozos perforados fue productor de petróleo durante un breve período. Los otros tres pozos resultaron estériles y fueron abandonados. Al cumplirse el segundo período exploratorio y habiendo cumplido con las inversiones comprometidas, se efectuó la reversión del área, debido a que no se descubrieron hidrocarburos comercialmente explotables.

En el área Loma de Kauffman se hicieron estudios exploratorios y se perforaron ocho pozos, de los cuales tres resultaron productores de gas, uno productor de petróleo y cuatro resultaron estériles. Los pozos productores de gas son de baja productividad y, dada su ubicación geográfica y las obras necesarias para la conexión al sistema de transporte, no son comercialmente viables, en tanto el pozo productor de petróleo estuvo en producción hasta el mes de febrero de 2014. En el mes de junio de 2015, la Sociedad decidió pasar al tercer período de exploración, revirtiendo el 50% del área. El 12 de mayo de 2016 la Secretaría de Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro (SHPRN) publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 470/16 mediante el cual extendió el tercer período de exploración hasta el 12 de mayo de 2017, fecha tras la cual la Emisora devolverá dicha área a la Provincia. La Sociedad ha perforado un pozo exploratorio que ha resultado estéril, habiéndose cumplido con las inversiones comprometidas en el tercer período de exploración.

Estrategia de negocios

La estrategia de Capex está dirigida a lograr el crecimiento de la producción de petróleo y gas, así como también la incorporación de nuevas reservas con la finalidad de crear valor; continuar con el desarrollo de

sus negocios en el sector energético en la República Argentina; la investigación y diversificación en los procesos de generación de energías sostenibles y compatibles con los cambios futuros esperables en la matriz energética y una gestión de negocios asociada a un desarrollo ambientalmente sostenible.

Capex mantendrá su compromiso con una administración de negocios orientada al mantenimiento de su eficiencia operativa, a la salud y seguridad de sus empleados y contratistas, compatibles con las zonas de influencia de sus actividades.

Desde el punto de vista ambiental, es objetivo el mantenimiento de niveles de eficiencia operativa en la emisión de gases de efecto invernadero y el seguimiento de políticas acordes a los sistemas de administración ambientalmente sostenibles (EMS).

Fortalezas competitivas

Capex considera que sus actividades cuentan con las siguientes fortalezas:

Empresa energética integrada verticalmente. La producción de hidrocarburos, de energía eléctrica de fuente convencional a partir de sus propias reservas gasíferas, y de energías renovables y derivados del gas, le permite maximizar la sinergia entre las operaciones de las distintas unidades de negocios.

Eficiencia operativa. Contar con la Planta de Energía Eléctrica y la Planta de GLP (conforme ésta se define bajo el título “*Producción y venta de líquidos derivados del gas*” del presente capítulo) ubicadas dentro de su yacimiento hidrocarburífero, le permite reducir costos de tratamientos, compresión y transporte, permitiendo a Capex mantener la extracción de hidrocarburos en forma económica y por tiempos prolongados. La planta y operaciones de Capex en el yacimiento Agua del Cajón están automatizadas y están monitoreadas a través de un sistema de telesupervisión.

Importantes recursos No Convencionales y Desarrollo convencional. El Área Agua del Cajón se encuentra en una zona privilegiada de la Cuenca Neuquina; el área cuenta con importantes recursos No Convencionales en formaciones tight sand y shale y con áreas de menor extensión de reservas convencionales de petróleo y gas. Actualmente, los desafíos principales de Capex en el Área Agua del Cajón son continuar el desarrollo de los recursos de tight sand gas en los reservorios de la Fm. Los Molles y Fm. Lajas, probar la productividad del Shale gas de la formación los Molles y continuar con la búsqueda de acumulaciones de petróleo en las zonas cercanas del Yacimiento Agua del Cajón. Respecto de la formación Vaca Muerta (shale oil), la Emisora continuará con la realización de estudios sobre la misma en búsqueda de las técnicas adecuadas para su eventual desarrollo en una forma económicamente viable para la emisora.

Desarrollo de Energías Renovables. En 2011, Capex, a través de su subsidiaria Hychico, inauguró su parque de generación de energía eólica aprovechando la potencialidad de los recursos naturales con los que cuenta la República Argentina y, en el año 2009, inauguró una Planta Separadora de Hidrógeno y Oxígeno, por medio del proceso de electrólisis del agua, que se encuentra operando desde mayo de 2010. Dichos proyectos le permitieron comenzar sus operaciones en un nuevo campo de la industria energética, el cual la Sociedad entiende que podría ir tomando cada vez mayor relevancia a nivel mundial y donde la República Argentina podría ser un importante actor. Para mayor información véase “*Estrategia respecto de energías renovables*” en el presente Prospecto.

Prácticas ambientales y sociales responsables. Desde sus orígenes, Capex está sólidamente comprometida en contribuir al desarrollo económico, social y cultural así como a mantener sus esfuerzos y compromisos con la preservación del medio ambiente y la seguridad de todo personal vinculado a las operaciones en las áreas en las que opera. Para ello, ha desarrollado e implementado procesos de gestión efectiva para obtener mejoras en su desempeño en materia de salud, seguridad y medio ambiente en sus operaciones petroleras, así como en instalaciones de la PED y la Planta de GLP (conforme ésta se define bajo el título “*Producción y venta de líquidos derivados del gas*” del presente capítulo) que cuentan con certificación de las normas de la *International Organization for Standardization* (“ISO”) 14001. También ha desarrollado una sólida relación positiva con las comunidades locales de cada una de sus áreas de operación.

Dirección calificada y estable. La Emisora cuenta con un grupo directivo estable, comprometido y calificado. La dirección de Capex cuenta con una experiencia promedio de más de 25 años en el sector y casi 20 años trabajando en la Emisora. Esto le ha permitido lograr sólidos resultados operativos y desarrollar una relación firme y de colaboración con sus accionistas, aun bajo condiciones no favorables de la economía y el mercado en el que Capex se desarrolla.

b) Descripción del negocio

La Emisora es una empresa energética integrada, explotando reservas de petróleo y gas y una Planta de Energía Eléctrica. El gas obtenido es tratado en una planta de separamiento para la obtención de productos derivados del mismo. El gas remanente es utilizado principalmente por la Emisora como materia prima para su Planta de Energía Eléctrica. Asimismo, a través de su subsidiaria Hychico, ha desarrollado un parque eólico y una planta de producción de hidrógeno y oxígeno.

La Emisora es propietaria y opera la Planta de Energía Eléctrica ubicada en su propio yacimiento hidrocarburífero llamado Agua del Cajón, la cual comercializa sus productos a través del SADI. En agosto de 1998, la Emisora incorporó a sus actividades de generación de energía eléctrica, exploración y explotación de petróleo y gas, las actividades de recuperación de GLP y gasolina estabilizada y la comercialización de dichos productos, todo lo cual era realizado en la Planta de GLP, también ubicada en el área Agua del Cajón. Esta planta construida por Capex fue posteriormente vendida y el procesamiento de gas para la obtención de subproductos fue tercerizado. Actualmente, la propietaria de dicha planta es Servicios Buproneu, una subsidiaria de Capex.

En este sentido, la Emisora organiza su estructura de negocio en las siguientes actividades, las cuales comprenden; (i) la exploración y producción de hidrocarburos (petróleo y gas); (ii) la generación de energía (Central Térmica Agua del Cajón); (iii) la generación de energía eólica (Parque Eólico Diadema); (iv) la producción y venta de líquidos derivados del gas (Planta de GLP); (v) servicio de fásón para la producción de energía mediante hidrógeno; y (vi) la producción y venta de oxígeno.

El siguiente mapa muestra las principales áreas de operaciones de Capex:



El siguiente cuadro refleja las ventas netas consolidadas de cada uno de los productos y servicios que comercializa la Emisora, para los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 y para los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016:

	Ejercicio finalizado el 30 de abril de			Período de nueve meses finalizado el 31 de enero de	
	2016	2015	2014	2017	2016
	Cifras expresadas en miles de Pesos				
Ventas netas	1.844.804	1.260.912	816.212	2.145.152	1.201.722
Energía Central Térmica Agua del Cajón (incluye reconocimiento gas propio)					
Energía Parque Eólico Diadema	33.597	27.885	22.057	30.747	23.984
Servicio de fason de energía eléctrica	3.078	2.068	1.111	3.288	2.056
Gas ⁽¹⁾	365.262	159.581	34.826	11.525	251.259
Petróleo ⁽²⁾	386.375	293.275	221.679	340.350	263.670
GLP ⁽³⁾	87.428	97.712	78.863	115.426	60.516
Oxígeno	995	820	600	1.532	728

(1) Incluye ingresos por el Programa de Estímulo de Gas para empresas de Inyección reducida.

(2) Incluye ingresos por Programa de Estímulo a la producción de Petróleo crudo.

(3) Incluye ingresos por Programa Propano Sur y Programa Hogar.

Energía Central Térmica Agua del Cajón

La siguiente tabla proporciona detalles sobre las ventas netas de energía de la Emisora para los ejercicios económicos finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 y para los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016.

	Ejercicio finalizado el 30 de abril de			Período de nueve meses finalizado el 31 de enero de	
	2016	2015	2014	2017	2016
Ingresos generados por las operaciones de la Central Térmica Agua del Cajón (en miles de \$)	968.069	679.571	457.077	1.642.284	599.508
Ingresos por generación de energía (en miles de \$)	448.619	296.177	174.188	515.941	282.010
Reconocimiento de gas propio (en miles de \$) ⁽¹⁾	519.450	383.394	282.889	1.126.343	317.498
Ventas de energía (en GWh)	3.381	3.403	2.839	3.129	2.318
Precio promedio de generación de energía (en \$ por MWh)	132,7	87,0	61,4	164,9	121,7
Precio promedio de generación de energía (en US\$ por MWh) ⁽²⁾	11,6	10,2	9,4	10,8	11,9

⁽¹⁾ Ver "Gas".

⁽²⁾ Calculado al tipo de cambio promedio al cierre de cada día para el período relevante.

Las ventas netas generadas por las operaciones de la Central Térmica Agua del Cajón de la Emisora para los ejercicios económicos finalizados al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 totalizaron 3.381 GWh, 3.403 GWh y 2.839 GWh, respectivamente. Asimismo, los ingresos generados por las operaciones de la Central Térmica Agua del Cajón en concepto de generación de energía y reconocimiento de gas propio para los ejercicios económicos finalizados al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 fueron de \$ 968,1 millones, \$ 679,6 millones y \$457,1 millones, respectivamente, es decir el 52,5%, 53,9% y 56,0% del total de las ventas para los ejercicios indicados, respectivamente. Estos ingresos están conformados por dos conceptos: (i) los ingresos por la generación de energía la cual ascendió a \$ 448,6 millones, \$ 296,2 millones y \$ 174,2 millones para los ejercicios económicos finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014, respectivamente, y

(ii) la remuneración reconocida por CAMMESA a los generadores, por el gas producido por el yacimiento Agua del Cajón y consumido en la Central Térmica Agua del Cajón, la cual ascendió a \$ 519,4 millones, \$ 383,4 millones y \$ 282,9 millones para los ejercicios económicos finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014, respectivamente.

Al 31 de enero de 2017 y 2016, las ventas netas generadas por las operaciones de la Central Térmica Agua del Cajón fueron de 3.129 GWh y 2.318 GWh, respectivamente, generando ingresos para la Emisora en concepto de generación de energía y reconocimiento de gas propio de \$ 1.642,3 millones y \$ 599,5 millones, respectivamente, es decir el 76,6% y el 49,9% de sus ventas totales para los períodos de nueve meses, respectivamente. Estos ingresos están conformados por dos conceptos: (i) los ingresos por la generación de energía la cual ascendió a \$ 515,9 millones y \$ 282,0 millones para los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016, respectivamente; y (ii) la remuneración reconocida por CAMMESA a los generadores, por el gas producido por el yacimiento ADC y consumido en la Central Térmica Agua del Cajón, la cual ascendió a \$ 1.126,3 millones y \$ 317,5 millones para los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016.

Instalaciones

Planta de Energía Eléctrica. La Planta de Energía Eléctrica se encuentra ubicada en un predio de 11.000 hectáreas de propiedad de Capex, en el área de Agua del Cajón en la Provincia del Neuquén, en una zona a 283 metros sobre el nivel del mar. Las instalaciones se encuentran sobre el yacimiento El Salitral, que provee a Capex de gas natural para su uso como combustible en la generación de energía eléctrica. La Planta de Energía Eléctrica abarca una superficie total de 68.800 m², incluyendo las instalaciones destinadas al tratamiento del gas y una subestación de 132kV y de 500kV. Otros edificios, con una superficie total de 1.150 m², incluyen la sala de control de la Planta de Energía Eléctrica y de la subestación, oficinas, talleres de mantenimiento, depósito y una planta desmineralizadora de agua. La Planta de Energía Eléctrica se encuentra cercada y cuenta con sistemas de seguridad y vigilancia.

Turbinas

La construcción de la Planta de Energía Eléctrica comenzó en noviembre de 1992, comenzando sus operaciones en diciembre de 1993. En la siguiente tabla¹ se detallan las cuatro fases de la Planta de Energía Eléctrica con sus correspondientes fechas de inicio (las “Fases”):

	Turbinas	Capacidad MW (ISO)	Fecha de inicio
Fase I	2	96 ⁽¹⁾	diciembre 1993
Unidad 1		48	
Unidad 2		48	
Fase II	3	144	octubre 1994
Unidad 3		48	
Unidad 4		48	
Unidad 5		48	
Fase III	1	131	agosto 1995
Unidad 6		131	
Fase IV	1	301	enero 2000
Ciclo combinado		301	
Total	7	672	

(1) Incluye el mejoramiento de la capacidad inicial instalada.

¹ Información interna de la Emisora.

La Planta de Energía Eléctrica está compuesta por seis unidades turbo-generadoras a gas, una planta de compresión y calentamiento de gas natural y, para poder acceder al SADI, una subestación y tres líneas transmisoras de 132 kV. Adicionalmente, la Emisora construyó una nueva línea de transmisión de 500 kV dentro de su proyecto de ciclo combinado. De los seis turbo-generadores, cinco son Westinghouse W251B11A Econopac, con una capacidad nominal de 48 MW cada uno, mientras que el sexto es un Mitsubishi M701D, que también fue provisto por Westinghouse Electric Corporation International con una capacidad nominal de 131 MW, lo que representa una capacidad total nominal de 371 MW (354 MW netos).

En las Fases I a III, la Planta de Energía Eléctrica fue construida y provista por Westinghouse Electric Corporation International a través de un contrato de construcción “llave en mano” de dicha planta. La construcción de la Planta de Energía Eléctrica se completó dentro del plazo programado, con un presupuesto total de U\$S 166,4 millones. La construcción de la Planta de Energía Eléctrica a su actual capacidad de generación se concretó en cuatro fases: la Fase I, con la incorporación de dos turbogeneradores Westinghouse W251B11A Econopac con una capacidad nominal de 96 MW (incluye repotenciación realizada posteriormente), inaugurada en diciembre de 1993; la Fase II, en octubre 1994, agregó 3 turbogeneradores Westinghouse W251B11A Econopac con una capacidad nominal de 144 MW; en tanto que en agosto de 1995, la Fase III entró en funcionamiento con una turbina adicional Mitsubishi M701D de 131 MW de capacidad nominal, completando el desarrollo de la Planta de Energía Eléctrica en ciclo abierto con una capacidad instalada de 371 MW en agosto de 1995. Los turbo-generadores son del tipo industrial y de uso continuo, es decir, pueden ser utilizados las 24 horas de los 365 días del año, exceptuando los períodos de servicios de mantenimientos programados. En la Fase IV, para la conversión a ciclo combinado, se agregaron sendas calderas de recuperación aprovechando los gases de escape de cada una de las turbinas de gas y una turbina de vapor de 301 MW de capacidad nominal. De esta manera la capacidad nominal total de la Planta de Energía Eléctrica se incrementó a 672 MW. En condiciones ambientales medias, con máxima inyección de agua en las turbinas de gas y con máximo fuego suplementario en las calderas se obtiene una capacidad neta de aproximadamente 640 MW.

Ciclo Combinado. La construcción comenzó en junio de 1998 y la conversión al ciclo combinado finalizó en noviembre de 1999. La Emisora adicionó 301 MW de capacidad bruta instalada, y hasta 286 MW a la capacidad neta operativa de la Emisora, incluyendo 114 MW de capacidad de fuego suplementario. Los seis turbogeneradores existentes están conectados al sistema de ciclo combinado. Un ciclo combinado involucra la recuperación de gases de escape de cada turbina de gas a través de una caldera de recuperación. Los gases de escape son luego usados para producir energía en una turbina de vapor.

Planta Desmineralizadora de Agua. Con la finalidad de reducir el impacto ambiental de las emisiones nocivas y para mejorar la capacidad de generación de las turbinas de gas en un 7,0% aproximadamente, en diciembre de 1995, Capex comenzó a operar una planta desmineralizadora de agua (la “Planta Desmineralizadora de Agua”). Esta planta opera por un proceso de ósmosis inversa y lechos mixtos y permite la inyección de agua desmineralizada a cada uno de los seis turbogeneradores. A través de esta planta, Capex consiguió reducir la emisión de óxidos de nitrógeno (NOx) en los gases de salida a niveles permitidos por las regulaciones locales y las normas internacionales. La planta cuenta con una capacidad de 100m³/hora de agua desmineralizada, se alimenta del agua proveniente de los pozos ubicados a aproximadamente 3,5 km de la Central Térmica Agua del Cajón y a su vez, alimenta con agua desmineralizada al ciclo de vapor (Fase IV). Ver al respecto, la sección “*Materias Primas - Gas Natural*”. Luego de ser desmineralizada, el agua es almacenada en tanques y bombeada a las turbinas y al tanque de agua desmineralizada del ciclo a vapor. El agua obtenida es de un grado de pureza alto y su conductividad es reducida, lo que asegura el correcto funcionamiento del sistema a inyección. El sistema de control fue instalado en la misma sala donde se encuentra el sistema de control de gas. Después de ser tratada, el agua

se almacena en dos tanques de 300 m³ cada uno y es bombeada desde la Planta Desmineralizadora de Agua a cada turbina, donde las respectivas bombas aumentan la presión al nivel necesario para su inyección a las turbinas y al tanque de agua desmineralizado del ciclo de vapor (Fase IV).

Producción. La producción bruta de la Central Térmica Agua del Cajón de la Emisora en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 fue de 3.672 GWh, 3.636 GWh y 3.066 GWh, respectivamente, representando el 2,5%, 2,6% y 2,2%, de la energía bruta total del MEM en la República Argentina. La producción bruta de la Central Térmica Agua del Cajón de la Emisora en los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016 fue de 3.278 GWh y 2.515 GWh, respectivamente, representando, al 31 de enero de 2017, el 2% de la capacidad total de la generación de energía en Argentina y el 3,5% de la capacidad de energía térmica.

La siguiente tabla muestra los valores de producción de energía por los últimos tres ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 y por los períodos de nueve meses finalizados al 31 de enero de 2017 y 2016.

	Al 30 de abril de			Al 31 de enero de	
	2016	2015	2014	2017	2016
Producción (GWh)	3.672	3.636	3.066	3.278	2.515
Factor de carga (*)	62%	62%	52%	74%	56%

(*) Los factores de carga fueron calculados basándose en una capacidad bruta de 672 MW (ISO).

Materias Primas

Las principales materias primas que utiliza la Emisora para la producción de electricidad son (i) el gas natural, como combustible; (ii) el agua; (iii) la electricidad autogenerada; y (iv) varios (lubricantes, gases y químicos).

Gas Natural. La Emisora utiliza el gas natural como único combustible para producir energía en su Central Térmica Agua del Cajón. Durante el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017, la Central Térmica Agua del Cajón consumió, en promedio, 2,8 millones de m³ de gas por día provenientes en un 50% aproximadamente de las áreas El Salitral y Agua del Cajón, ambas ubicadas en el área Agua del Cajón. El gas consumido por día para la generación de energía eléctrica durante los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 fue, en promedio, de 2,4 millones, 2,4 millones y 2,0 millones de m³, respectivamente. Actualmente, el gas natural proviene de la producción del área Agua del Cajón y el gas redireccionado por CAMMESA sin cargo.

Capex ha construido un sistema automático de captación de gas con una red de gasoductos de baja y media presión que permite transportar el gas desde los yacimientos y gasoductos de transporte a la Planta de Energía Eléctrica. Este sistema tiene capacidad suficiente para proveer a la Central Térmica Agua del Cajón con 2,8 millones de m³ de gas de media presión, y 0,7 millones de m³ de baja presión por día, lo que se traduce en una capacidad total diaria de 3,5 millones de m³ de gas. La estructura operativa de Capex incluye áreas de control de gas y otras funciones, así como también una tecnología de punta que permite la generación de secuencias óptimas para los propósitos de las operaciones y de la seguridad.

Durante los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014, Capex recibió de CAMMESA 455,3, 419,4 y 293,8 millones de m³ de gas natural, respectivamente, para proveer a la Central Térmica Agua del Cajón. Para los períodos finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016, Capex recibió de CAMMESA 398,7 y 283,4 millones de m³ de gas natural, respectivamente.

Agua. Las turbinas de gas de la Emisora reciben inyección de agua desmineralizada tratada en la Planta Desmineralizadora de Agua. La Emisora abona un cánon por el agua utilizada a la Provincia del Neuquén. En conjunto con la construcción de la Fase IV, la Planta Desmineralizadora de Agua fue modificada levemente a efectos de poder producir agua adicional para el ciclo de vapor. El agua de refrigeración necesaria para la Fase IV de la Central Térmica Agua del Cajón se extrae del río Limay, ubicado a 7,5 km de dicha planta. Para este fin, en conjunto con la construcción de dicha Fase, se instaló una estructura para la toma de agua de río y un sistema de bombeo con su correspondiente cañería de agua con una capacidad de transporte de 1600 m³/hr.

Electricidad. La electricidad utilizada en las operaciones de la Central Térmica Agua del Cajón es normalmente autogenerada (servicios auxiliares), aunque podría adquirirse en el MEM (en los arranques). Aproximadamente, el 4,5% de la generación de energía bruta es utilizada para los servicios auxiliares de la misma planta y para otras demandas de equipos industriales de la Emisora no relacionadas con la producción de energía eléctrica (Yacimiento y Planta de GLP).

Varios (lubricantes, gases y químicos):

(i) *Lubricantes:* entre los lubricantes, el más utilizado es el de lubricación de los cojinetes de los grupos turbogeneradores con un muy bajo consumo. Además se utilizan en menor escala aceites para lubricación de cajas reductoras de equipos auxiliares y grasas para lubricación de rodamientos y otros accionamientos.

(ii) *Gases.* Respecto de gases industriales, se destaca el uso de hidrógeno para la refrigeración del generador de la turbina de vapor. El consumo anual de reposición es de aproximadamente 5.500 m³. En ciertas inspecciones de este generador, este gas debe ser repuesto, lo cual agrega aprox. 500 m³. Para dicha operación debe utilizarse además anhídrido carbónico como gas inerte intermediario para evitar una mezcla explosiva. El consumo de anhídrido carbónico es de aproximadamente 1.000 kg para la operación de vaciado y luego llenado del generador con hidrógeno.

(iii) *Productos Químicos.* Para el proceso de generación de energía se utilizan diversos productos químicos. El circuito de refrigeración del condensador de la turbina de vapor utiliza agua que debe ser tratada químicamente para lograr un óptimo funcionamiento. En este circuito se inyecta al agua ácido sulfúrico para controlar el PH, hipoclorito de sodio y bromuro de sodio como biocidas para controlar la materia orgánica, y el sulfito de sodio para eliminar el cloro residual en la purga del circuito de refrigeración principal. Por otra parte, el ciclo de vapor debe ser acondicionado químicamente con el objeto de lograr las condiciones de calidad de vapor y agua exigidas por su diseño, para lo cual se debe inyectar fosfato de sodio a fin de controlar el PH y el coeficiente de dilución de sales en el agua de calderas, secuestrante de oxígeno para controlar el oxígeno libre en el agua y vapor, y amoníaco para controlar el PH en el vapor y condensado.

Asimismo, para el proceso de producción de agua desmineralizada en la Planta Desmineralizadora de Agua se utilizan trenes de ósmosis inversa y lechos mixtos que requieren productos químicos. Para los trenes de ósmosis inversa se utiliza un antiescalante para minimizar los depósitos sólidos. Los lechos mixtos, por su parte, requieren de ácido sulfúrico y soda cáustica para la regeneración de resinas. Adicionalmente, se utiliza hipoclorito de sodio como biocida y sulfito de sodio como secuestrante de cloro libre en los efluentes.

Reparaciones y Mantenimientos

La Planta de Energía Eléctrica fue operada y mantenida por el constructor de la misma (Westinghouse International Electric Corporation) desde el inicio de las operaciones en 1993, bajo un contrato de operación y mantenimiento, hasta julio de 1999. En julio de 1999, luego de la adjudicación de un contrato de operación y mantenimiento, Steag Aktiengesellschaft comenzó a operar las instalaciones junto con Capime Ingeniería S.A. hasta el 12 de marzo de 2002, fecha en la que Capex decidió realizar la rescisión del contrato y a partir de la cual la operación de la Planta de Energía Eléctrica es realizada directamente por la Emisora.

Desde el 12 de marzo de 2002 Capex realiza las tareas de operación y mantenimiento por su propia administración. La gerencia respectiva de la Sociedad realiza el planeamiento, seguimiento y control de los períodos en los cuales, siguiendo los manuales de los fabricantes de los equipos, se deben realizar las distintas intervenciones sobre las unidades productivas. La gerencia, asimismo, contrata con especialistas los apoyos o trabajos necesarios para llevar a cabo dichos mantenimientos y/o reparaciones.

La operación del complejo eléctrico se lleva a cabo por un grupo de operadores, los cuales son empleados de Capex y a su vez cuentan con experiencia suficiente en la empresa y/o en la industria.

La Planta de Energía Eléctrica es sometida a mantenimiento preventivo de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes de los equipos allí instalados, además del mantenimiento predictivo y correctivo.

Desde el año 2014, los rotores de las turbinas de gas se encuentran en procesos de mantenimientos o reemplazos mayores que permiten recuperar la degradación de performance de los equipos. En el caso de las turbinas modelo W251B11A, se han realizado a la fecha del presente, los procesos de las máquinas 5, 1 y 2, encontrándose en proceso el de la máquina 4 y quedando pendiente el proceso de la máquina 3 para ser efectuado en el curso de 2017. Respecto del turbogenerador M701D se ha optado por reemplazar el rotor por uno nuevo.

A diciembre de 2016 la capacidad de la Planta de Energía Eléctrica a ciclo combinado representó aproximadamente el 2,01% de la capacidad de generación total instalada del sistema de energía eléctrica de la República Argentina y el 3,24% de la capacidad de generación térmica total del sistema de energía eléctrica de la República Argentina (*Fuente: CAMMESA*).

Transmisión de Energía Eléctrica

La Emisora ha obtenido el permiso de la Secretaría de Energía por intermedio de CAMMESA para participar en el MEM, y del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (el "ENRE") para acceder al SADI con un máximo de 672 MW de potencia. Asimismo, la Emisora obtuvo, en relación con el proyecto de ciclo combinado de la Planta de Energía Eléctrica, un permiso de la Secretaría de Energía por intermedio de CAMMESA, y del ENRE para acceder al SADI.

La energía eléctrica producida por Capex en su Planta de Energía Eléctrica es transportada desde los generadores a los usuarios y distribuidores principalmente a través del SADI, un sistema interconectado por líneas aéreas y subterráneas y subestaciones que abarcan aproximadamente el 90% de la República Argentina. El SADI conecta a los generadores con la mayoría de las principales empresas de distribución y con los grandes usuarios de electricidad de la República Argentina. Para mayor información respecto del

SADI véase “*Marco Regulatorio de la Industria de Energía Eléctrica en la República Argentina*” en el presente Prospecto.

A través de CAMMESA y el ENRE, Capex ha obtenido de la Secretaría de Energía todas las licencias necesarias para desempeñarse como generador de energía eléctrica.

Los generadores de energía en la República Argentina tienen garantizado el acceso al SADI o a cualquier red de subtransmisión, en la medida en que exista suficiente capacidad disponible. Los cargos por transmisión de energía se deben aplicar sobre una base no discriminatoria.

A efectos de vincular la Planta de Energía Eléctrica con el SADI, se construyeron tres líneas de alta tensión de 132 kV con un total de 111 km, siendo los puntos de interconexión, Arroyito y Chocón Oeste, Provincia del Neuquén. Debido a las necesidades operativas del ciclo combinado, se construyó una línea adicional de alta tensión de 500 kV, cuyo punto de conexión se encuentra en Chocón Oeste. De esta manera se logra una alta confiabilidad y flexibilidad en el despacho. En este sentido, la Emisora posee una subestación de 132 kV adyacente a la Planta de Energía Eléctrica, dos líneas de transmisión de 132 kV de circuito simple con una extensión de 29 km hasta la subestación Arroyito, que es el punto de conexión más cercano, y una línea de transmisión de 132 kV de 50 km desde la Planta de Energía Eléctrica hasta la subestación El Chocón Oeste. La subestación de la Planta de Energía Eléctrica tiene una configuración de doble barra colectora y una barra de transferencia simple. Cada generador está conectado a la subestación de 132 kV de la Planta de Energía Eléctrica por un transformador elevador. Las líneas de transmisión están montadas sobre estructuras de hormigón. Por otro lado, en julio de 1998, la Emisora celebró un contrato con Transener para la expansión de la subestación de 132 kV y la construcción de una subestación de 500 kV y una nueva línea de transmisión de 500 kV desde la subestación de Capex de 132 kV a la subestación El Chocón Oeste de 500 kV. El plazo de construcción fue de 13 meses a partir de julio de 1998. La subestación de 500 kV consta básicamente de dos transformadores de 350 MVA cada uno, conectados a la subestación de Capex de 132 kV y a una nueva línea de transmisión de 500 kV de aproximadamente 52 km de extensión conectada a su vez a un nuevo campo de 500 kV en la subestación El Chocón Oeste. La expansión de la subestación de 132 kV y la construcción de la nueva subestación de 500 kV y la nueva línea de transmisión de 500 kV le permite a la Emisora entregar al SADI toda la energía generada por la Planta de Energía Eléctrica, incluyendo la generada por la unidad de ciclo combinado, de manera más eficiente y con menos pérdidas de transmisión. La Emisora tiene la intención de mantener sus dos líneas de transmisión a la subestación Arroyito y la línea de transmisión de 132 kV a la subestación El Chocón Oeste como capacidad extra, dándole a la Emisora la flexibilidad de elegir entre cualquiera de los dos sistemas, el de 132 kV o el de 500 kV, para la transmisión de la energía generada por la Planta de Energía Eléctrica, teniendo en cuenta que la capacidad de las líneas de 132 kV por sí sola resulta insuficiente para transmitir toda la energía generada por la misma.

En virtud de los proyectos de cuarta y quinta línea de transmisión del Comahue finalizados en 1999 y 2011, respectivamente, no existen limitaciones en el transporte de energía hacia los centros de mayor demanda.

Como operador del sistema de transmisión de 500 kV, Transener percibe tres tipos de pagos por operar el SADI. Estos pagos consisten en un cargo variable, que es un pago por transmisión de energía a través del SADI, y dos cargos fijos: (i) por capacidad de transmisión por operar y mantener el equipo de transmisión del SADI y (ii) por conexión por operar y mantener la conexión y el equipo de transformación (como ser interruptores, interruptores de circuito, dispositivos protectores y transformadores). El costo de Capex por la utilización de este sistema es directamente proporcional a la energía que se transmite a través del sistema y a la distancia por la que es transmitida, e inversamente proporcional a la capacidad utilizada por terceros.

A la fecha del presente, Capex cuenta con todos los permisos necesarios para conectar sus líneas de transmisión al SADI.

Participación de la Emisora en el Fondo Para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el MEM (“FONINVEMEM”) y otros acuerdos con CAMMESA

Con relación a las convocatorias realizadas por la Secretaría de Energía a participar en la conformación del FONINVEMEM (véase “*Marco Regulatorio de la Industria de Energía Eléctrica en la República Argentina*” del presente), la Emisora participó en las mismas limitando su aporte a una porción de sus acreencias acumuladas en virtud de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 406/03. Los aportes de las generadoras fueron destinados a financiar la construcción de las centrales del FONINVEMEM. El monto del capital más los intereses devengados convertidos a Dólares Estadounidenses a la fecha de consolidación de las acreencias reconocido por la Secretaría de Energía a la Emisora fue de U\$S 6,8 millones.

Dichas centrales comenzaron a operar comercialmente en enero y febrero de 2010, respectivamente, por lo cual, la Emisora ha comenzado a percibir sus acreencias del FONINVEMEM en 120 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, más un interés de LIBO más 1 punto y 1,5 puntos, respectivamente. El crédito correspondiente a dichas cuotas ha sido cedido por la Emisora a Hychico.

A su vez, en el mes de abril de 2009 la Emisora firmó con Central Térmica Loma de la Lata (“CTLL”) un compromiso de cesión de créditos provenientes del inciso c) del artículo 4° de la referida Resolución de la Secretaría de Energía, los cuales no se encuentran incluidos en el FONINVEMEM y el FONINVEMEM 2007. Dicha cesión se efectuó en el marco del Convenio Marco para el Cierre del Ciclo Combinado Loma de la Lata (“Convenio”) suscripto entre CTLL y la Secretaría de Energía, el cual permite que terceros generadores del MEM, formando parte o no del mismo grupo empresario, apliquen parcial o totalmente los créditos antes mencionados, cuando los mismos tengan como destino colaborar con sus acreencias en la realización de las obras relacionadas con el cierre del Ciclo Combinado de Loma de la Lata. Los créditos cedidos y cobrados fueron aquéllos generados en el período comprendido entre enero de 2008 y enero de 2009 y totalizaron \$ 45 millones a valor nominal.

Asimismo, con fecha 28 de abril de 2010, la Emisora firmó con la Secretaría de Energía un acuerdo mediante el cual se comprometió a realizar ciertas obras en la Planta de Energía Eléctrica que le permitieron disponer de mayor disponibilidad en la central, y por su parte, la Secretaría de Energía se comprometió a pagar a la Emisora el costo de dichas obras con la prioridad de pago establecida en el Artículo 4° de la Resolución antes mencionada. El plan de inversiones aceptado por CAMMESA fue financiado mediante el pago de ciertos créditos de la Emisora retenidos por CAMMESA por instrucción de la Secretaría de Energía desde el 1 de enero de 2008, los cuales ascendieron a la suma de \$ 15,1 millones aproximadamente.

Desde el mes de junio de 2011, la Emisora gestionó ante la Secretaría de Energía y CAMMESA, el financiamiento de un plan de mantenimientos mayores y extraordinarios a realizarse en todas las unidades de la Central Térmica Agua del Cajón, con el objetivo de posibilitar la continuidad de la operación confiable de sus unidades generadoras y recuperar la degradación de performance de los equipos. La Secretaría de Energía, mediante su Nota N° 1.873 de fecha 12 de abril de 2013, aprobó el financiamiento de la ejecución de las obras propuestas por un monto total de \$ 158,5 millones (equivalentes a U\$S 30,9 millones), sujeto a que CAMMESA confeccionara junto con la Sociedad los instrumentos administrativos necesarios a los efectos de ser autorizados por la Secretaría de Energía en el contexto de este acuerdo.

Finalmente, con fecha 27 de marzo de 2014 la Emisora presentó a CAMMESA la propuesta de financiamiento y cesión en garantía de las acreencias que Capex tuviera por sus ventas de energía eléctrica para la realización del mantenimiento de la Central Térmica Agua Del Cajón en el marco de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 146/02.

La misma establece que el financiamiento será efectivizado mediante la entrega de adelantos parciales, de acuerdo con la estimación presentada en el flujo de fondos y sujeto al control del avance de las obras y las disponibilidades de fondos de CAMMESA. Luego de cada adelanto, la Emisora debe realizar la rendición de los fondos percibidos durante el mes anterior. La cancelación de dicha financiación se realiza en primer término aplicando la Remuneración para Mantenimientos No Recurrentes (creada mediante la Resolución de la Secretaría de Energía N° 529/14). Esta Remuneración especial fue creada por dicha Resolución para la constitución de un fondo por generador para la realización de mantenimientos no recurrentes. Los generadores que cuenten con financiamientos otorgados por CAMMESA como los antes descriptos y otorgados a la Emisora para la realización de estos mantenimientos, pueden utilizar los montos acumulados a su favor en este fondo para la cancelación de estos financiamientos.

Posteriormente, la Emisora solicitó la ampliación del monto original del financiamiento en U\$S 20.000.000 (IVA incluido) para hacer frente al nuevo alcance de las obras originado en:

- 1) cambios en el plan original de mantenimiento, y
- 2) mayores costos registrados en comparación con los originalmente estimados.

Con fecha 18 de noviembre de 2015, dicha ampliación fue aprobada por la Subsecretaría de Energía Eléctrica y CAMMESA mediante la formalización de una adenda sobre el acuerdo original, a partir de la cual el monto total del Programa asciende a la suma de U\$S 50.891.000 (IVA incluido).

Desde el inicio del programa y hasta el 31 de enero de 2017, el mismo se ha desarrollado en función de lo previsto en el acuerdo. A esa fecha, la Emisora había recibido por parte de CAMMESA desembolsos de fondos por \$ 443,1 millones.

Parque Eólico Diadema

Hychico desarrolló el proyecto del Parque Eólico Diadema (el “Parque Eólico Diadema”) en la Provincia del Chubut, ubicada en la Patagonia Argentina, debido a la abundancia del recurso eólico en particular y de otros recursos, tales como la amplia superficie disponible con baja densidad demográfica, que se estima que permitirán en el mediano plazo el inicio de proyectos de gran envergadura que involucren la generación de energías libres de emisiones de gases de efecto invernadero.

Con el objeto de comenzar su actividad y llevar a cabo el proyecto del Parque Eólico Diadema, Hychico inició en diciembre del 2006 la medición de vientos con tres torres emplazadas aproximadamente a 20 km de la ciudad de Comodoro Rivadavia, Provincia del Chubut. Las torres de medición tenían 50 m de altura, con mástiles reticulados fabricados en la República Argentina y aprobados por la Comisión Nacional de Comunicaciones. La instalación de las mismas, aprobada por la Administración Nacional de Aviación Civil, ha sido supervisada por expertos internacionales y a su vez, los anemómetros cuentan con certificados de calibración emitidos por laboratorios reconocidos internacionalmente.

Con fecha 17 de junio de 2008, Hychico firmó un contrato con la firma Wobben Windpower Industria y Comercio Ltda. (“Wobben Windpower”), de origen brasilero, subsidiaria de ENERCON GmbH de origen alemán, para la provisión, transporte, instalación, montaje, puesta en marcha y operación de siete aerogeneradores modelo ENERCON E-44 de 900 kW. En forma simultánea, Hychico firmó un contrato

con Wobben Windpower para la operación y mantenimiento de los aerogeneradores por un período de 6 años con dos opciones de prórroga de 2 años cada una a favor de Hychico. Este contrato comenzó su vigencia a partir del 21 de diciembre de 2011, con posterioridad a la habilitación comercial del parque eólico. El mantenimiento del resto de las instalaciones electromecánicas como así también de los caminos internos del parque eólico está a cargo de personal de Capsa.

En septiembre de 2008, tras haber realizado la evaluación del recurso eólico en forma muy satisfactoria, Hychico concretó con Capsa, accionista controlante de la Emisora, un contrato de comodato (derecho de uso y goce gratuito) sobre los terrenos en los que se construiría su parque eólico, ubicados en un yacimiento de petróleo y gas operado por Capsa. El plazo de este acuerdo es de 10 años con opción a favor de Hychico de extenderlo por 8 años más.

A fines del 2010 se inició su construcción e inició su operación comercial el 8 de diciembre del 2011. El Parque Eólico Diadema está constituido por 7 aerogeneradores con una potencia total instalada de 6,3 MW y produce energía eléctrica con un factor de capacidad estimado del 49,5% para una probabilidad de excedencia del 50%. La energía eléctrica producida es despachada al SADI, para ser comercializada en el MEM.

La electricidad generada por Hychico es provista por la red nacional de electricidad de conformidad con un acuerdo suscripto con CAMMESA, el cual entró en vigencia el 1° de abril de 2012 en virtud de la Resolución N° 108/11 de la SE y mediante el cual CAMMESA se compromete a comprar hasta 361.755 Mwh o por 15 años, lo que suceda primero, a un precio de US\$/Mwh 115,896 pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable dispuesto por la Comunicación “A” 3.500 del BCRA.

En el siguiente cuadro se muestra la energía eléctrica neta mensual y anual entregada (E_{net}) al MEM y los respectivos factores de capacidad (“FC”) calculados como la E_{net} producida dividida por la energía bruta que se hubiera producido con los aerogeneradores funcionando a potencia nominal durante el mismo período:

	2012		2013		2014		2015		2016	
	E_{net} [MWh]	FC [%]	E_{net} [MWh]	FC [%]	E_{net} [MWh]	FC [%]	E_{net} [MWh]	FC [%]	E_{net} [MWh]	FC [%]
Enero	2.024,0	43,2	2.121,2	45,3	3.027,0	64,6	2.186,6	46,7	1.585,7	33,8
Febrero	1.844,0	42,1	1.483,2	35,0	2.302,5	54,4	1.792,1	42,3	2.130,2	48,6
Marzo	2.115,0	45,1	1.721,4	36,7	2.488,0	53,1	2.455,0	52,4	1.868,9	39,9
Abril	2.177,9	48,0	1.955,7	43,1	1.884,7	41,5	1.872,3	41,3	1.544,9	34,1
Mayo	2.665,1	56,9	2.206,4	47,1	2.419,1	51,6	2.409,5	51,4	471,1	10,1
Junio	2.702,7	59,6	3.052,6	67,3	2.523,9	55,6	2.416,7	53,3	1.951,8	43,0
Julio	3.022,4	64,5	2.520,3	53,8	2.377,1	50,7	2.729,0	58,2	1.778,6	37,9
Agosto	2.317,0	49,4	2.687,6	57,3	2.429,4	51,8	1.840,7	39,3	1.877,4	40,1
Septiembre	2.324,4	51,2	1.464,7	32,3	2.304,4	50,8	2.075,9	45,8	1.355,1	29,9
Octubre	2.107,0	45,0	2.320,3	49,5	2.417,5	51,6	1.979,5	42,2	1.821,0	38,9
Noviembre	2.331,5	51,4	2.169,0	47,8	2.662,2	58,7	2.112,6	46,6	1.788,1	39,4
Diciembre	2.740,9	58,5	2.726,1	58,2	2.644,0	56,4	2.813,3	60,0	2.591,5	55,3
Anual	28.372,0	51,3	26.428,5	47,9	29.479,8	53,4	26.683,0	48,3	20.764,2	37,5

La E_{net} producida desde 1 de enero de 2012 al 31 de diciembre de 2016 fue de 131.727,5 MWh y el factor de capacidad para ese mismo período fue del 47,7%. Cabe mencionar que el año 2016 fue de muy baja

velocidad media anual de viento, resultando un año con probabilidad de excedencia mayor al 96% (P96), es decir que estuvo entre el 4% de los años con menor velocidad media anual de vientos.

A continuación, se citan las características principales de los aerogeneradores:

- Potencia Nominal: 900 kW.
- Rotor: 44 m de diámetro, 3 palas de 21 m c/u, giro en sentido de las agujas del reloj, área barrida 1.521 m², giro a barlovento con control del ángulo de pala de paso activo, velocidad de rotación 12 a 34 rpm, 3 sistemas independientes de frenado con control del ángulo de paso más freno mecánico de rotor y bloqueo de rotor.
- Palas: de resina epoxi reforzada con fibra de vidrio y protección contra rayos integrada.
- Altura de buje de rotor: 45 m.
- Torre: de acero, 2 secciones.
- Tipo de aerogenerador: sin caja multiplicadora, velocidad variable.
- Generador sincrónico en anillo Enercon, estator de doble bobinado, con acoplamiento directo.
- Sistema de conexión a red: convertidor Enercon.
- Control de orientación de la góndola: activo mediante motores de orientación.
- Velocidad de parada: 28 - 34 m/s (100,8 a 122,4 km/h) con sistema "control de tormenta".

Superficie utilizada

La superficie del contrato de comodato de uso del terreno es de 140,85 ha (1,4 km²). Esta superficie se considera bruta y no neta. La superficie neta es la requerida por las bases o fundaciones de cada aerogenerador, el área para operación de las grúas y los caminos internos.

La base de cada aerogenerador posee un diámetro de 12,5 m y en consecuencia ocupa una superficie de 122,72 m² (0,012 ha), por lo que la superficie requerida para los siete aerogeneradores asciende a 859 m² (0,0859 ha).

Se construyeron dos caminos, uno requerido para el acceso a cada una de las siete locaciones y otro de aproximadamente 50 metros de longitud para acceder al Centro de Maniobras del Parque Eólico Diadema.

Descripción de Instalaciones

El Parque Eólico Diadema se compone de las siguientes instalaciones electromecánicas y obras civiles:

- Instalaciones Electromecánicas:
 - 7 Aerogeneradores Enercon E-44, 900 kW c/u, con su sistema de supervisión y control (SCADA Enercon).
 - 2 Líneas de Media Tensión en 33 kV de la Red Interna, que conectan los aerogeneradores con el Centro de Maniobras. Una de ellas corresponde a los aerogeneradores 1 al 4 y la otra a los aerogeneradores 5 al 7. Cada tramo a su vez se conecta con el Centro de Maniobras, disponiendo en él, de un juego de seccionadores fusibles y un juego de descargadores de sobretensión. Tienen estructuras de hormigón armado pretensado y conductor de energía de aleación de aluminio de 120 mm² de sección.
 - 7 Centros de Transformación de 1.000 kVA - 0,4/33 kV, uno para cada aerogenerador. Su función es elevar la tensión de salida de los aerogeneradores de 400 V a 33 kV, para la vinculación de cada uno a la Red Interna. Están constituidos por casetas de hormigón armado prefabricadas. Cada Centro cuenta con un transformador de 33 / 0,4 kV-1000 kVA, un tablero

principal de baja tensión, servicios auxiliares y celdas de media tensión. Adicionalmente, cuenta con un equipo donde se centralizan las alarmas del sistema SCADA de Hychico.

La vinculación eléctrica de cada Centro de Transformación con los inversores del correspondiente aerogenerador se efectúa con cables subterráneos en 400 Vca y su conexión con la Red Interna del Parque, se hace con cables subterráneos en 33 kV.

- Centro de Maniobras utiliza una instalación en 33 kV del tipo interior, alojadas en 2 casetas de hormigón premoldeado. Contiene los equipamientos de media tensión, sistemas SCADA Enercon y SCADA Hychico. Tiene como entradas a las 2 líneas de media tensión de la Red Interna y como salida la línea de 33 kV a ET Diadema 33/132 kV.
 - Línea de Media Tensión en 33 kV Centro de Maniobras - ET Diadema 33/132 kV de 5,1 km de longitud.
 - En la ET Diadema 33/132 kV se aloja un Celda de 33 kV y el Sistema de Medición Comercial de Energía (SMEC).
 - Tendidos eléctricos subterráneos:
 - Desde cada aerogenerador a su Centro de Transformación individual.
 - Desde cada Centro de Transformación hasta el tramo de línea de 33 kV que interconecta los aerogeneradores (Red Interna).
 - Desde los postes terminales de la Red Interna hasta el Centro de Maniobras del Parque Eólico.
 - Desde el poste terminal de la línea de 33 kV Centro de Maniobras-ET Diadema 33/132 kV hasta el interior de la ET Diadema.
- Obras Civiles:
- 7 fundaciones de los aerogeneradores, de 12,5 m de diámetro exterior, 1,60 m de altura, 111 m³ de hormigón de resistencia H30, 15,7 m³ de hormigón H15 y 13,5 tn de hierro.
 - 1.500 m de caminos internos, de acceso a cada aerogenerador, son de ripio y soportan el transporte de cargas pesadas hasta una carga por eje máxima de 12 tn y un peso máximo total de 120 tn.
 - 7 plataformas compactadas y enripiadas para grúas, utilizadas en montaje de los aerogeneradores y eventuales mantenimientos, de 45 por 30 m c/u.

Las ventas de energía del Parque Eólico Diadema por los ejercicios terminados al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 fueron de \$33,6 millones, \$27,9 millones y \$22,1 millones, respectivamente, es decir un 1,8%, 2,2% y 2,7% sobre las ventas totales de la Emisora para dichos ejercicios, respectivamente. Las ventas de energía del Parque Eólico Diadema por los períodos de nueve meses terminados el 31 de enero de 2017 y 2016 fueron de \$ 30,7 millones y \$24,0 millones, respectivamente, representando un 1,4% y un 2,0% sobre el total de ventas de la Emisora para dichos períodos, respectivamente.

Ley de Fomento a las Energías Renovables

Durante el mes de octubre de 2015, se promulgó la Ley N° 27.191 (reglamentada por el Decreto N° 531/2016) que modifica la Ley N° 26.190 de fomento de uso de fuentes renovables de energía. Entre otras medidas, estableció que para el 31 de diciembre de 2025, el 20% de la demanda total de energía en Argentina debe estar cubierta con fuentes renovables de energía. A fin de alcanzar dicho objetivo establece que los sujetos obligados deberán cubrir su demanda con dichas fuentes en un 8% al 31 de diciembre de 2017. Dicho porcentaje se eleva cada dos años hasta alcanzar el objetivo antes citado. A fin de lograr el objetivo antes mencionado, el Ministerio de Energía y Minería convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación (Ver “Programa RenovAR (Ronda 1 y 1.5).

Es ánimo del Ministerio realizar diversas convocatorias para alcanzar la oferta necesaria para cubrir los objetivos de la ley.

Es intención de Hychico ser un activo participante en el mercado de generación eólica para lo cual realizará las evaluaciones y estudios de factibilidad para participar con potenciales proyectos de generación en esas convocatorias (ver “Programa RenovAr – Ronda 1 y Ronda 1.5).

Programa RenovAr – Ronda 1 y Ronda 1.5

En julio de 2016 el Gobierno Nacional, a través de la Subsecretaría de Energía Renovables, lanzó la licitación pública nacional e internacional para la instalación de centrales eléctricas con fuentes de energías renovables, denominada Programa RenovAr-Ronda 1.

Dicho programa proyectaba adjudicar 1.000 MW de generación con fuentes de energías renovables (eólica, fotovoltaica, biogás, biomasa y mini-hidráulica). La distribución geográfica de adjudicación de proyectos se dividió en 8 regiones/corredores: Patagonia, Buenos Aires, Comahue, Centro, Litoral, Cuyo, Noreste (NEA) y Noroeste (NOA).

Hychico participó de la licitación con el objetivo de desarrollar un nuevo proyecto de parque eólico, denominado Parque Eólico Diadema II. La potencia nominal de este nuevo proyecto alcanzaría 27,6 MW, considerando 12 aerogeneradores ENERCON E-70 de 2,3 MW c/u, Clase I según norma IEC 61400-1, altura de buje 64 m, diámetro del rotor 71 m y torre de acero de 3 secciones. En base a la evaluación del recurso eólico, utilizando los mismos datos de viento medidos para el Parque Eólico Diadema, se estima una producción neta media de energía de 127.073 MWh/año dando un Factor de Capacidad neto de 52,6% para una probabilidad de excedencia del 50%.

La potencia total ofertada en la Ronda 1 alcanzó los 6.346 MW (3.469 MW eólica, 2.813 MW solar fotovoltaica y 64 MW de otras tecnologías). Luego, la potencia total adjudicada fue mayor a los 1.100 MW (708 MW eólicos, 400 MW fotovoltaicos, 9 MW biogás, 15 MW biomasa y 11 MW mini-hidro).

Los precios máximos de adjudicación fijados por el Gobierno Nacional fueron de 82 U\$/MWh para energía eólica, 90 U\$/MWh para fotovoltaica, 160 U\$/MWh para biogás, 110 U\$/MWh para biomasa y 105 U\$/MWh para mini-hidráulica. En el marco de este programa, Hychico ofertó el proyecto Parque Eólico Diadema II con una tarifa de 74,19 U\$/MWh, la cual estaba dentro del límite establecido por el Gobierno Nacional y fue aceptada técnicamente.

Los resultados de los precios ofertados en el Programa RenovAr-Ronda 1 arrojaron los siguientes precios promedio de adjudicación: 69,54 U\$/MWh para eólica, 78,31 U\$/MWh para solar fotovoltaica, 177,84 U\$/MWh para biogás, 114,55 U\$/MWh para biomasa y 114,53 U\$/MWh para mini-hidráulica. En estos tres últimos casos, como los precios ofertados superaban los máximos de adjudicación se les permitió adjudicar a aquellos oferentes que aceptasen dichos precios máximos como precios de adjudicación. Particularmente para los proyectos eólicos adjudicados, el rango de precios fue de 49,81 – 67,19 U\$/MWh, por lo que el Parque Eólico Diadema II no resultó adjudicado.

Finalizada la Ronda 1 se anunció la Ronda 1.5, la cual daba la posibilidad a aquellos proyectos que no habían sido adjudicados en Ronda 1 de presentar nuevas ofertas. En esta ocasión, se proyectaba adjudicar 400 MW en total para energía eólica y 200 MW para solar fotovoltaica. Las potencias de adjudicación en cada corredor fueron las remanentes luego de considerar las adjudicaciones de la Ronda 1. La capacidad remanente de potencia en la zona sur de la Provincia del Chubut y norte de la Provincia de Santa Cruz indicada en el Pliego Licitatorio de la Ronda 1.5 fue nula, motivo por el cual el Parque Eólico Diadema II no pudo realizar oferta alguna.

Los precios máximos de adjudicación para la Ronda 1.5 fueron de 59,39 U\$/MWh para eólica, 59,75 U\$/MWh para fotovoltaica, iguales a los precios medios ponderados de los proyectos adjudicados en la Ronda 1. Los precios promedio de adjudicación fueron de 53,34 U\$/MWh para energía eólica y de 54,94

U\$\$/MWh para fotovoltaica. Se recibieron 45 proyectos por un total de 2.449 MW y se adjudicaron 30 proyectos por 1.281 MW (765 MW eólicos y 516 MW fotovoltaicos)

Finalmente, las potencias totales adjudicadas en Ronda 1 sumadas a aquéllas de la Ronda 1.5 fueron: eólica 1.473 MW, solar fotovoltaica 916 MW, biogás 9 MW, biomasa 15 MW y Mini-Hidro 11 MW. Resultando, por lo tanto, en una potencia total adjudicada de 2.424 MW.

Exploración y producción de Hidrocarburos

Desde la adquisición del área de Agua del Cajón, Capex ha aumentado significativamente su producción de gas y petróleo, principalmente por el descubrimiento de nuevos reservorios los cuales en su gran mayoría se encontraban a mayores profundidades de los explotados hasta esa fecha.

La producción obtenida por Capex desde la toma del área hasta el 31/12/2016 ascendió a 1.340 mil m3 de petróleo, mientras que la producción de gas alcanzó 19.162 MMm3 a igual fecha.

La actividad de la Emisora se centra en la búsqueda de mantener una distribución equilibrada entre inversiones de corto y largo plazo a fin de sostener, optimizar e incrementar sus niveles de producción de hidrocarburos, y el desarrollo y reposición de reservas.

Ventas de Petróleo

La siguiente tabla muestra las ventas de petróleo de Capex para los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 y para los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016. Cabe aclarar que la totalidad de la producción de gasolina para los ejercicios finalizados el 30 de abril 2016, 2015 y 2014, se ha vendido en conjunto con el petróleo.

	Ejercicio finalizado el 30 de abril			Período de nueve meses finalizado el 31 de enero	
	2016	2015	2014	2017	2016
Ventas netas de petróleo (en miles de \$)	386.375	293.275	221.679	340.350	263.670
Ventas netas de petróleo (en miles de \$)	383.155	292.631	221.679	340.350	260.450
Programa Estímulo de Petróleo (en miles de \$)	3.220	644	0	0	3.220
Ventas de petróleo (Mbbbl) ^{2 (1)}	467,9	426,4	445,9	357,9	345,4
Precio promedio de venta del petróleo con Programa estímulo (en \$ por bbl)	825,7	687,8	497,2	951,0	763,3
Precio promedio de venta del petróleo con Programa estímulo (en U\$\$ por bbl)	72,3	81,0	76,4	62,4	74,5
Precio promedio de venta neta del petróleo (en \$ por bbl)	818,8	686,3	497,2	951,0	754,0
Precio promedio de venta neta del petróleo (en U\$\$ por bbl)	71,7	80,8	76,4	62,4	73,6

⁽¹⁾ La cantidad de gasolina vendida en conjunto con el petróleo en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 fue 28.022 m³, 27.644 m³ y 26.729 m³, respectivamente.

Las ventas se realizan a precios fijados en Dólares Estadounidenses. Las ventas de petróleo se realiza a los precios negociados entre Capex y las refinerías, principalmente Shell C.A.P.S.A., tales precios son

² Información interna de la Emisora.

establecidos teniendo en cuenta el precio internacional anterior del petróleo Brent, el precio pagado por el público en general por el combustible y sus derivados al precio mayorista, y considerando los cambios contables en el precio y las directivas y los requerimientos establecidos por el Gobierno.

Las ventas netas de petróleo (incluyendo el Programa de Estímulo de Petróleo) por los ejercicios terminados al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 alcanzaron la suma de \$ 386,4 millones, \$ 293,3 millones y \$ 221,7 millones, respectivamente, es decir un 20,9%, 23,3% y 27,2% sobre las ventas totales de la Emisora para dichos ejercicios, respectivamente. Las ventas de petróleo (incluyendo el Programa de Estímulo de Petróleo) por los períodos de nueve meses terminados el 31 de enero de 2017 y 2016 fueron de \$ 340,3 millones y \$ 263,7 millones, respectivamente, representando el 15,9% y el 21,9% sobre el total de ventas de la Emisora para dichos períodos.

El mercado de petróleo crudo

Tras la sanción de la Resolución N° 394/2007 del Ministerio de Economía, la cual, entre otras cuestiones, dispuso un incremento en los derechos de exportación de ciertos hidrocarburos, las empresas argentinas comenzaron a negociar el precio del crudo en el mercado nacional, el cual se utilizó como base para el cálculo de las regalías. En enero de 2013, el Ministerio de Economía fijó un nuevo precio de referencia para el crudo (U\$S 70,00 por barril) y algunos otros productos hidrocarburíferos. En octubre de 2014, el Ministerio de Economía modificó los porcentajes aplicables de derechos de exportación de algunos productos por debajo de determinados precios.

El mercado de petróleo también se vio afectado por una serie de resoluciones. La más importante es la Resolución N° 394/07 del Ministerio de Economía y Producción, que incorporó mayores restricciones a la exportación de crudo, fijando un precio que conduce a que sea indiferente para el productor satisfacer al mercado local o al internacional. El Gobierno Argentino capturaría la renta adicional que el productor tuviese en el caso de exportar. Como consecuencia de la merma en la producción de crudo, se emplearon herramientas y reglamentaciones que fijaron incentivos a fin de que el mercado del petróleo retomara el sendero del crecimiento. En 2008 se crearon los programas “Petróleo Plus” y “Refinación Plus” a través del Decreto N° 2014/2008 y su reglamentación en la Resolución N° 1312/2008 de la Secretaría de Energía. A través de estos programas, las empresas que demostraran haber incrementado su producción de petróleo y haber logrado reponer sus reservas tenían derecho a recibir créditos fiscales otorgados por la ex Secretaría de Energía, los cuales se podían utilizar para saldar derechos de exportación de petróleo, gas licuado y otros derivados pagaderos en virtud de la Resolución N° 394/2007.

En febrero de 2012, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios decidió suspender la aplicación de estos programas como consecuencia de la modificación de las condiciones de mercado. En junio de 2012, la Secretaría de Energía otorgó a las empresas que exportan petróleo y producen más de 1.300 m³/día una compensación de 28 U\$S/bbl que se hace efectiva mediante la entrega de certificados de crédito fiscal. En enero de 2013, el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas modificó los valores de corte utilizados para el cálculo de las compensaciones en el marco de estos programas, incrementándolos a 70 U\$S/bbl.

Sin embargo, el 29 de diciembre de 2014 se dictó la Resolución N° 1077/2014, la cual derogó la Resolución N° 394/2007 del Ministerio de Economía y estableció un nuevo programa de retenciones basado en el precio internacional del crudo (el “Precio Internacional”). El Precio Internacional se calcula sobre la base del precio del Brent correspondiente al mes aplicable, menos U\$S 8,00 por barril. El nuevo programa establece una retención nominal general del 1% aplicable a todos los productos contemplados en la resolución, incluido el crudo, el diésel, la gasolina y los lubricantes, como también a otros productos derivados del petróleo, si el Precio Internacional cae por debajo de U\$S 71,00 por barril. La mencionada resolución establece, asimismo, una tasa de retención variable mayor para exportaciones de crudo si el Precio Internacional supera los U\$S 71,00 por barril. Por consiguiente, el precio máximo que un productor puede cobrar es de aproximadamente U\$S 70,00 por barril exportado, dependiendo de la calidad del crudo

vendido. Tal resolución fija también tasas de retención mayores para exportaciones de diésel, gasolina, lubricantes y otros productos derivados del petróleo cuando el Precio Internacional supera los U\$S 71,00 por barril, para permitir que el productor reciba una porción del aumento del precio.

En los últimos años hubo una tendencia decreciente en la producción de crudo nacional. Al igual que en el caso del mercado de gas natural, el Gobierno Argentino ha recurrido a diversas herramientas normativas y reglamentaciones con el afán de estimular el crecimiento del mercado de crudo nacional. El 13 de julio de 2015, el Gobierno Argentino emitió el Decreto N° 1330/2015, el cual puso fin al programa Petróleo Plus y creó un mecanismo para la devolución de los créditos fiscales de ese programa.

Asimismo, en febrero de 2015, se publicó la Resolución N° 14/2015 de la ex Comisión de Hidrocarburos, a través de la que se creó el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo. Las empresas que participan en el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo se comprometen a generar una producción mínima (la “Producción de Petróleo Base”) pudiendo recibir U\$S 3,00 por Bbl o U\$S 2,00 por Bbl (dependiendo de si el petróleo se entrega en el mercado local o está destinado a exportación) por todo Bbl que supere la Producción de Petróleo Base, hasta un precio máximo por Bbl de U\$S 70,00 para el crudo Escalante y de U\$S 84,00 para el crudo Medanito. La Resolución N° 33/2015 de la ex Comisión de Hidrocarburos reglamenta el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo. Dicho programa tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015.

En marzo de 2016, el MEM emitió la Resolución N° 21/2016 a través de la cual creó el Programa de Estímulo a la Exportación de Petróleo para la exportación de crudo Escalante (el “Programa de Estímulo a la Exportación de Petróleo”). El Programa de Estímulo a la Exportación de Petróleo establece que si el precio internacional del Brent es inferior a U\$S 47,50 por Bbl, el Gobierno Argentino pagará una compensación de U\$S 7,50 por Bbl a las empresas beneficiarias que exporten crudo Escalante en el marco de este programa. El programa tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016.

Al haber descendido el valor de referencia de Brent por debajo de los mínimos se mantuvo un precio interno superior al internacional, producto de negociaciones entre productores y clientes refinadores. El mismo ha ido descendiendo durante el año 2015 y 2016 respondiendo a la tendencia del mercado internacional que comenzó en 2014, aunque se mantuvo en ese periodo por encima de dichos valores.

La venta del petróleo se realiza a los precios negociados entre la Emisora y las refinerías de petróleo a las cuales les vende el petróleo. Tales precios son establecidos teniendo en consideración el actual precio internacional de Brent, los precios minoristas actuales aplicables al público en general por petróleo y productos derivados, y considerando asimismo previsiones por fluctuaciones en el precio y los lineamientos y requerimientos establecidos por el gobierno.

Ventas de Gas

La siguiente tabla muestra las ventas de gas de Capex para los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 y para los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016. El gas que no fue vendido bajo el programa “Gas Plus” (el cual se describe a continuación), fue utilizado para la generación de energía eléctrica en la Central Térmica Agua del Cajón y en la operación de la planta de GLP.

	Ejercicio finalizado el 30 de abril			Período de nueve meses finalizado el 31 de enero	
	2016	2015	2014	2017	2016
Ventas netas de gas –incluye Programa Estímulo de Gas- (en miles de \$)	365.262	159.581	34.826	11.525	251.259
Ventas netas de gas (en miles de \$)	108.729	43.511	31.866	11.525	72.632
Programa Estímulo de Gas – Incentivos Gubernamentales (en miles de \$)	256.533	116.071	2.959	-	178.627
Reconocimiento de gas propio -incluido en Ingresos	519.450	383.394	282.889	1.126.343	317.498

generados por la Central Térmica Agua del Cajón- (en miles de \$) ⁽¹⁾					
Ventas de gas (en Mm ³)	61.632	28.837	29.598	4.186	44.548
Gas propio inyectado en la Central Térmica Agua del Cajón (en Mm ³)	426.968	450.241	443.505	369.508	323.709
Precio promedio de ventas netas de gas (en \$ por Mm ³)	1,8	1,5	1,1	2,8	1,6
Precio promedio de ventas netas de gas (en U\$S por Mbtu)	4,2	4,8	4,5	4,9	4,3
Precio promedio de ingresos por gas (en \$ por Mm ³)	1,8	1,1	0,7	3,0	1,5
Precio promedio de ingresos por gas (en U\$S por Mbtu)	4,3	3,6	2,8	5,4	4,1

⁽¹⁾Incluido como Ingreso generado por la Central Térmica Agua del Cajón (CMMESA abona a Capex por el uso de su gas para la generación de energía. Aquellos pagos son registrados como ventas de energía. Sin embargo, como es requerido por las NIIF 8 “Segmento Operativo”, Capex luego reubica dicho ingreso derivado del uso de su propio gas al segmento de petróleo y gas).

Si bien casi toda la producción de gas es utilizada para la generación de energía de la Central Térmica Agua del Cajón, luego de ser procesada para la extracción de GLP, Capex recibe pagos de CMMESA por el uso de su propio gas, los cuales son registrados como venta de energía a cuenta de dicho pago siendo recibido como parte de la compensación que Capex obtiene por la venta de energía; sin embargo, conforme es requerido por las NIIF 8 “Segmento Operativo”, Capex luego reubica dicho ingreso derivado del uso de su propio gas en el segmento de petróleo y gas. Las ventas de gas (incluyendo el Programa de Estímulo de Gas para Empresas de Inyección Reducida) por los ejercicios terminados al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 fueron de \$ 365,3 millones, \$ 159,6 millones y \$ 34,8 millones, respectivamente, es decir un 19,8%, 12,7% y 4,3% sobre las ventas totales de la Emisora para dichos ejercicios, respectivamente. Por los períodos de nueve meses terminados el 31 de enero de 2017 y 2016 fueron de \$ 11,5 millones y \$ 251,3 millones, respectivamente, representando el 0,5% y el 20,9% sobre el total de ventas de la Emisora para dichos períodos.

Asimismo, la remuneración reconocida por CMMESA a los generadores, por el gas producido por el yacimiento Agua del Cajón y consumido en la Central Térmica Agua del Cajón durante los ejercicios terminados al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 fueron de \$ 519,4 millones, \$ 383,4 millones y \$ 282,9 millones, respectivamente y por los períodos de nueve meses terminados el 31 de enero de 2017 y 2016 fueron de \$ 1.126,3 millones y \$ 317,5 millones, respectivamente.

Reservas

(i) Estimación de reservas certificada por Licenciada Ana M. Nardone

La siguiente estimación de reservas de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2015 fue efectuada por la Sociedad y certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana M. Nardone, cumpliendo con los requerimientos establecidos en la Res SEN 324/06, y teniendo como horizonte el vencimiento de la concesión en enero de 2026:

Productos		Comprobadas			Probables	Posibles	Recursos
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	Mm ³ ⁽¹⁾	3.636	1.339	4.975	430	408	8.727
Petróleo	Mbbl	1.830	566	2.396	654	830	1.170
	Mm ³	291	90	381	104	132	186

⁽¹⁾ Expresado en 9.300 Kcal por m³

La información mencionada cumple con los requerimientos de las Normas de la CNV sobre “*Información sobre reservas petroleras y gasíferas*”. La Sociedad sólo posee reservas en yacimientos de la República Argentina y las sociedades subsidiarias vinculadas no poseen actividades hidrocarburíferas.

Cuando se adquirió el área en 1991, las reservas probadas de petróleo eran de 700 mil m³. Entre dicha fecha y el 31 de diciembre de 2016, la producción obtenida fue de 1.340 mil m³, es decir se obtuvo prácticamente el doble de las reservas iniciales y aún a esta fecha quedan 337 mil m³ (que surgen de considerar las reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2015 de 381mil m³ y restarle la producción de esa fecha al 31 de diciembre del 2016 de 43,8Mm³).

Con respecto al gas, cuando se adquirió el área, las reservas comprobadas eran de 900 MMm³. Entre dicha fecha y el 31 de diciembre de 2016, la producción obtenida fue de 19.162 MMm³, es decir Capex obtuvo 21 veces más de las reservas iniciales y aún a esta fecha quedan 4.413 mil m³ (que surgen de considerar las reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2015 de 4.975mil m³ y restarle la producción de esa fecha al 31 de diciembre del 2016 de 562MMm³).

(ii) *Estimación de reservas certificada por DeGolyer and MacNaughton y auditada por el Licenciado Héctor López*

La siguiente estimación de reservas de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2016 fue efectuada por la Sociedad y certificada por el auditor independiente, DeGolyer and MacNaughton en marzo de 2017 y auditada por el Licenciado Héctor López, certificador de reservas habilitado por el Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

Las reservadas detalladas a continuación fueron calculadas en forma previa a la extensión de la concesión de Agua del Cajón otorgada a Capex en el año 2017, y por lo tanto se utiliza el año 2016 y no el año 2052 como año de finalización de la concesión:

Productos		Comprobadas ⁽¹⁾			Probables ⁽⁴⁾	Posibles ⁽⁵⁾	Recursos contingentes ⁽⁶⁾
		Desarrolladas ⁽²⁾	No desarrolladas ⁽³⁾	Total			
Gas	MMm ³ (8)	3.578	1.559	5.137	1.046	260	15.315
Petróleo (incluye condensado)	Mm ³	253	147	400	110	91	332

⁽¹⁾ Las reservas comprobadas son aquellas cantidades de petróleo que por el análisis de información geocientífica y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certidumbre para ser recuperables comercialmente, desde cierta fecha en adelante, de reservas conocidas y bajo condiciones económicas definidas, métodos operativos y regulaciones gubernamentales.

⁽²⁾ Las reservas desarrolladas son cantidades esperadas para ser recuperadas de pozos y propiedades existentes.

⁽³⁾ Las reservas no desarrolladas son cantidades esperadas para ser recuperadas mediante futuras inversiones.

⁽⁴⁾ Las reservas probables son aquellas reservas adicionales cuyo análisis de información geocientífica y de ingeniería indica que son menos probables de ser recuperadas que las reservas comprobadas pero más cierto de ser recuperadas que las reservas posibles.

⁽⁵⁾ Las reservas posibles son aquellas reservas adicionales cuyo análisis de información geocientífica y de ingeniería indica que son menos probables de ser recuperadas que las reservas probables.

⁽⁶⁾ Los recursos contingentes son cantidades estimadas de petróleo a una fecha determinada a ser potencialmente recuperadas de acumulaciones conocidas por la aplicación de proyectos de desarrollo pero que no son actualmente consideradas comercialmente recuperables debido a una o más contingencias.

⁽⁷⁾ IC refiere a cantidades asociadas con proyectos posibles de realizar técnicamente que son actualmente accesibles económicamente o que se estima que sean económicos bajo ciertas mejoras comerciales esperadas pero cuyo desarrollo puede no llevarse a cabo debido a una o más contingencias.

⁽⁸⁾ Volumen de gas de separador equivalente expresado en 9.300 Kcal por m³.

Las estimaciones de reservas comprobadas presentadas en este informe fueron preparadas en cumplimiento con las regulaciones promulgadas por la *Securities and Exchange Commission*.

Las estimaciones de reservas probables y posibles y recursos contingentes presentadas por el informe de DeGolyer and MacNaughton fueron preparadas de acuerdo con el *Petroleum Resources Management System* (PRMS) aprobado por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la *World Petroleum Council*, la *American Association of Petroleum Geologists*, y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers*.

Áreas operadas

La producción de hidrocarburos de Capex proviene del área Agua del Cajón ubicada en la Provincia del Neuquén, de dos yacimientos principales: Agua del Cajón y El Salitral. El yacimiento Agua del Cajón se encuentra en la parte norte central del área y abarca alrededor de 12 km². El yacimiento El Salitral se desarrolla en la parte sur central del área Agua del Cajón, en la Provincia del Neuquén, y abarca aproximadamente una superficie de 90km². El área produce gas y petróleo, principalmente, en las formaciones Tordillo, Lajas y Molles, a una profundidad de entre 1.800 y 3.000 m.

En enero de 1991 la Emisora adquirió el 100% de los derechos sobre el área Agua del Cajón que la SE ofreció en concesión, habiendo pagado U\$S 26 millones. La concesión fue otorgada a la Emisora por 25 años con posibilidad de prorrogarla por 10 años más. En octubre de 1991 la Emisora adquirió el 100% de los derechos de exploración del área Senillosa, habiendo pagado miles de U\$S 315,2.

El área Agua del Cajón y el área Senillosa están ubicadas en la cuenca neuquina, en la región sudeste de la Provincia del Neuquén. Como resultado de un intenso trabajo exploratorio se identificó que la mayoría de las reservas estaban localizadas en dos yacimientos del área Agua del Cajón (El Salitral y Agua del Cajón), donde finalmente se intensificaron las tareas de explotación. En octubre de 2005 el área Senillosa fue retornada a la Provincia del Neuquén.

Es importante destacar el incremento de la producción que ha logrado la Emisora desde el momento en que tomó la operación del área Agua del Cajón. Al momento de la toma del área, la producción de gas era de 87 mil m³/día y la producción de petróleo era de 35 m³/día. Asimismo y como resultado de los esfuerzos exploratorios y de desarrollo del área, se identificaron e incorporaron importantes reservas de gas natural y petróleo. Las producciones acumuladas de gas y petróleo alcanzaron 18.561 millones de m³ y 2.726.780 m³, respectivamente, al 30 de abril de 2016.

La producción obtenida por Capex desde la toma del área hasta el 31/12/2016 ascendió a 1.340 mil m³ de petróleo, mientras que la producción de gas alcanzó 19.162 MMm³ a igual fecha.

La Provincia del Neuquén emitió el Decreto N° 822/08 a través del cual autorizó a la Secretaría de Estado de Recursos Naturales, en su carácter de Autoridad de Aplicación, en el marco de la Ley N° 17.319, Ley N° 26.197 y legislación nacional y provincial vigentes en la materia, a renegociar la extensión de la concesión. Posteriormente, se dictó la Ley Provincial N° 2615 que aprobó los parámetros y condiciones básicos para la renegociación de áreas provinciales. En ese contexto, con fecha 19 de febrero de 2009, la Emisora fue convocada formalmente a iniciar el proceso de renegociación con respecto a la concesión sobre el área Agua del Cajón. Como consecuencia de este proceso, con fecha 13 de abril de 2009 se suscribió un Acta Acuerdo mediante el cual la Provincia del Neuquén le otorgó a la Emisora la extensión del plazo original de la concesión por el término de diez años, es decir, hasta el 11 de enero de 2026.

Con fecha 8 de mayo de 2009 la Provincia del Neuquén emitió el Decreto N° 773/09, el cual aprobó definitivamente el acuerdo mencionado.

La extensión del plazo original de la concesión del área Agua del Cajón por el término de diez años implicó para la Sociedad los siguientes compromisos:

- Canon: El pago a la Provincia del Neuquén de un canon de millones de U\$S 17,0, ya cancelado.

- Plan de trabajo de inversiones y erogaciones: Por un monto total estimado de U\$S 144,0 millones hasta el final de la concesión. Al 30 de septiembre de 2016, la Sociedad ha efectuado una inversión superior a los U\$S 400 millones, de acuerdo con los informes presentados oportunamente a la autoridad de aplicación.

- Canon extraordinario de producción: Desde junio de 2009, la Sociedad ha liquidado las regalías a la Provincia del Neuquén a la tasa del 15%, adicionando la tasa del 3% por este concepto.

- Renta extraordinaria: Implica abonar un porcentaje adicional del canon extraordinario que oscila entre el 1% y el 3%, dependiendo del comportamiento del precio del petróleo crudo y del gas natural con relación a una escala de precios de referencia.

A la fecha del presente, Capex ha cumplido con todos los requerimientos respecto de los cuales se encontraba sujeta la extensión de la concesión Agua del Cajón.

En abril de 2017, la Sociedad inició negociaciones con la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén a fin de obtener una concesión no convencional por un plazo de 35 años sobre el Área Agua del Cajón, la cual ha sido ratificada por el Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén en abril de 2017 mediante Decreto N° 556/17. Dicha concesión finalizará en el año 2052 y se encontrará sujeta (i) al pago a la Provincia del Neuquén de un bono de U\$S 4,97 millones dentro de los cinco días de entrada en vigencia dicho acuerdo; (ii) la realización de inversiones por un total de U\$S 126,0 millones durante un período de cinco años comenzando el 1° de enero de 2017; y (iii) al pago a la Provincia del Neuquén de una contribución extraordinaria para el desarrollo social de U\$S 3,1 millones dentro de los cinco días de entrada en vigencia dicho acuerdo y al pago del impuesto a los sellos por U\$S 0,882 millones. En virtud de este acuerdo, la Emisora continuará pagando a la Provincia del Neuquén el mismo porcentaje de regalías acordado en 2009 para todos los reservorios, (excepto aquellos con producción derivada de formaciones geológicas tales como “shale gas” o “shale oil”, “schist” o “slate rocks”, el cual sufrirá un aumento del 18% en 2026. En cambio, respecto de los reservorios no convencionales con producción de formaciones geológicas tales como “shale gas” o “shale oil”, “schist” o “slate rocks” que sean terminados luego del comienzo de la nueva concesión, la Emisora pagará regalías del 12% a la Provincia del Neuquén.

La siguiente tabla muestra las áreas y yacimientos por tamaño y número de pozos productores de gas y petróleo al 31 de diciembre 2016. La Emisora posee el 100% de los derechos sobre las áreas y en los yacimientos en que se encuentran.

Territorio	Pozos Productivos		
	Total (kilómetros cuadrados)	Área Productiva (kilómetros cuadrados)	Participación
Agua del Cajón	355		
Yacimiento Agua del Cajón		8,4	100%
Yacimiento El Salitral		83,6	100%

Producción de petróleo y gas

La siguiente tabla muestra información relacionada con la producción de petróleo y de gas de la Emisora para los tres ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 y para los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016.

	Ejercicio finalizado el 30 de abril			Período de nueve meses finalizado el 31 de enero	
	2016	2015	2014	2017	2016
Producción promedio diaria de petróleo (bbl/día) ³	719,3	613,9	702,2	784,7	727,6
Producción promedio diaria de gas (mil m ³ /día) ⁹	1.528,8	1.515,9	1.500,9	1.551,6	1.527,4
Producción total de petróleo (Mbbbl) ⁹	262,6	224,1	256,3	216,6	200,8
Producción total de gas (MMm ³)	558,0	553,3	547,8	428,2	421,6

Al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 la producción de petróleo fue de aproximadamente 41,7 miles de m³, 35,6 miles de m³ y 40,8 miles m³, respectivamente, representando aproximadamente, el 0,14%, 0,12% y 0,13% de la producción total de petróleo en Argentina para los ejercicios indicados, respectivamente, para cada uno de los ejercicios mencionados, respectivamente. Al 31 de enero de 2017 y 2016 la producción de petróleo fue de aproximadamente 34,4 miles de m³ y 32 miles de m³, respectivamente, o bien 216,6 mbbbl y 200,8 mbbbl, respectivamente, lo que representa el 0,16% y el 0,14%, respectivamente de la producción total de Argentina para tales períodos.

Al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 la producción de gas fue de 558,0 millones de m³, 553,3 millones de m³ y 547,8 millones de m³, respectivamente, representando el 1,3%, 1,3% y 1,3%, respectivamente, de la producción total de gas en la República Argentina para los ejercicios indicados, respectivamente. Al 31 de enero de 2017 y 2016 la producción de gas fue de 428,2 millones de m³ y 421,6 millones de m³, respectivamente, representando el 1,3% y el 1,2%, respectivamente, de la producción total de gas en la República Argentina para tales períodos.

Capex ha aumentado significativamente su producción diaria de petróleo desde que adquirió el área de Agua del Cajón, principalmente, debido a la inversión en exploración e investigación que le permitió encontrar y desarrollar nuevos niveles productivos de petróleo y gas. Véase “*Información sobre la Emisora – Exploración y Producción de Hidrocarburos – Reservas*”.

En el área Agua del Cajón, la perforación de pozos a niveles más profundos y el registro de sísmica 3D le permitieron a Capex confirmar y ampliar las reservas de hidrocarburos, la búsqueda de nuevos reservorios y la estimulación de pozos con nuevas técnicas.

Actualmente la totalidad de la producción de gas natural de la Emisora, con excepción del gas que se consume en la Planta de GLP, se destina a la generación de energía eléctrica en su propia Planta. De resultar conveniente, Capex puede optar por vender parte de este gas a terceros bajo el Programa de Gas Plus, como lo ha hecho en el pasado.

Con fecha 13 de junio de 2007 la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 599/07 la cual homologa el “Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011”, tendiente a la satisfacción de la demanda doméstica. El acuerdo establece los volúmenes de gas que cada productor debe aportar al mercado interno, discriminado por tipo de demanda, desde el año 2007 hasta el año 2011. La Emisora es parte de dicho

³ Información interna de la Emisora.

acuerdo y cumple con las disposiciones establecidas en él, usando su propio gas para la generación de energía eléctrica sin venderlo a terceros. Por tal motivo, actualmente la actividad de exploración y producción de gas se encuentra integrada con la generación de energía eléctrica.

La Secretaría de Energía, a través de la Resolución N° 24/08, creó el denominado “Programa Gas Plus”, mediante el cual se generó un esquema de incentivos a la incorporación de nueva producción de gas natural. A través de la Resolución N° 905/10 de la Secretaría de Energía se aprobó un proyecto presentado por Capex, estableciendo que el 85% de la producción de gas natural que se obtenga de dicho proyecto se registrará por las reglas del programa Gas Plus y el 15% restante, a cubrir los volúmenes faltantes del “Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011”. La aprobación otorgada queda supeditada a las solicitudes y acuerdos detallados en dicha resolución. De esta manera, Capex podría ir trasladando los recursos que tiene en su tabla de reservas (ver “Información sobre la Emisora – Exploración y producción de Hidrocarburos – Reservas”) a reservas comprobadas.

En noviembre de 2008, por Decreto N° 2.014/2008, el Gobierno Nacional implementó el Programa Petróleo Plus (“Programa Petróleo Plus”), con el objeto de brindar incentivos a los productores de petróleo privados para aumentar la producción de petróleo y la tasa de reposición de reservas probadas. Según el Programa Petróleo Plus, los productores de petróleo que puedan demostrar un aumento de su producción y reposición de sus reservas probadas tendrán derecho a recibir créditos fiscales que pueden ser utilizados para compensar los derechos de exportación sobre el petróleo, el GLP y otros derivados del petróleo. Al obtener estos créditos fiscales, los productores de petróleo pueden reducir el impacto de las retenciones sobre las exportaciones fijadas por Resolución N° 394/2007 y Resolución N° 127/2008 del Ministerio de Economía. Este programa fue dejado sin efecto por el Decreto 1330/2015 de fecha 6 de julio de 2017.

Desde enero de 2014 Capex participa del “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”, lo cual le permitió contar con mayores recursos para desarrollar sus reservas de gas. La Sociedad viene focalizando sus esfuerzos en sostener / incrementar la producción de gas para obtener los mejores resultados de dicho programa de estímulo.

Con fecha 2 de marzo de 2017, el Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución 46-E/2017, mediante la cual creó el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”, destinado a incentivar las inversiones en la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina. Este programa tendrá vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial y hasta el 31 de diciembre de 2021 y aquellas empresas que quieran adherir al mismo deberán tener derecho a producir gas no convencional proveniente de concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina, las que deberán estar inscriptas en el Registro Nacional de Empresas Petroleras.

Áreas en exploración en la provincia de Río Negro

Durante los años 2007 y 2008, Capex adquirió los permisos de exploración y eventual concesión de explotación, desarrollo, transporte y comercialización de hidrocarburos de las áreas Loma de Kauffman, Lago Pellegrini, Villa Regina y Cerro Chato, que fueran licitadas directamente por la Provincia de Río Negro. Los permisos de exploración de estas áreas se llevan a cabo en tres etapas y al finalizar cada una de ellas, se debe revertir el 50% de la superficie del área a la Provincia de Río Negro. En cualquier etapa de exploración se puede solicitar pasar a la etapa de explotación de una fracción del área explorada.

En las áreas Lago Pellegrini, Cerro Chato y Villa Regina se hicieron todos los trabajos comprometidos más inversiones adicionales. Debido a que no fueron descubiertos hidrocarburos comercialmente explotables, la Compañía procedió a la reversión de dichas áreas en los años 2015, 2013 y 2012, respectivamente.

En el área Loma de Kauffman se hicieron las inversiones comprometidas, destacándose que se perforaron ocho pozos, de los cuales tres resultaron productores de gas, uno productor de petróleo y cuatro resultaron estériles. Los pozos productores de gas son de baja productividad y, dada su ubicación geográfica y las obras necesarias para la conexión al sistema de transporte, no son comercialmente viables, en tanto el pozo productor de petróleo estuvo en producción hasta el mes de febrero de 2014. La Sociedad decidió pasar al

tercer período de exploración, revirtiendo el 50% del área. El 12 de mayo de 2016 la Secretaría de Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro (SHPRN) publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 470/16 mediante el cual extiende el tercer período de exploración hasta el 12 de mayo de 2017 fecha tras la cual la Emisora devolverá dicha área a la Provincia.

Transporte de Petróleo

Existen tres oleoductos principales en la República Argentina:

- a) el que conecta la Cuenca Neuquina con Puerto Rosales (en la Provincia de Buenos Aires);
- b) el que conecta la Cuenca Neuquina con la Refinería Luján de Cuyo (en la Provincia de Mendoza); y
- c) el que conecta Puerto Rosales con la Refinería de La Plata (en la Provincia de Buenos Aires).

Hasta enero de 1993, YPF era la propietaria de todos los oleoductos. Posteriormente, fue privatizado el oleoducto correspondiente al trayecto Cuenca Neuquina – Puerto Rosales, el que actualmente pertenece a Oleoductos del Valle (OLDELVAL).

La producción del petróleo de Capex es comercializada actualmente dentro del mercado local. Para ello, Capex cuenta con un tramo de oleoducto propio de 16 km que lo vincula al oleoducto que une la cuenca neuquina con Puerto Rosales, haciendo sus entregas en el final del mismo, en la localidad de Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires.

Abastecimiento de gas a la central de energía eléctrica

Desde abril de 1994, Capex ha utilizado mayoritariamente su producción de gas como combustible para sus actividades de generación de electricidad en la Planta de Energía Eléctrica. El gas es captado en el yacimiento y transportado a través de una red interna de 17,5 km de gasoductos de baja presión y 20,2 km de gasoductos de media presión.

Debido a que la producción propia no es suficiente para alcanzar el consumo máximo de la central, se construyó un gasoducto de 14 km, el cual se conecta al gasoducto NEUBA I, con una capacidad máxima de 3.000.000 m³/día. Según lo estipulado en la Resolución de la SE N° 95/13, el gas natural es provisto exclusivamente por CAMMESA.

A su vez, la Emisora cuenta con una conexión al gasoducto Huinca-Senillosa (gasoducto zonal), de 8 km de extensión, con una capacidad máxima de 900.000 m³/día.

Bajo la Resolución N° 24/08 del “Programa Gas Plus”, Capex ha sido autorizada para la comercialización de gas natural bajo este programa. En el marco de este programa se han realizado ventas de gas natural hasta el mes de septiembre de 2016.

Para mayor información sobre el precio del gas natural, véase la sección “*Precios estacionales*” bajo el título “*El MEM*” del presente Capítulo.

Regalías

Regalías de petróleo y gas de Agua del Cajón: Las regalías de petróleo y gas se calculan sobre la base del precio de venta facturado, a valor boca de pozo, neto de las deducciones autorizadas por gastos de transporte y acondicionamiento. En virtud del Acta Acuerdo de fecha 13 de abril de 2009, suscripta entre Capex y el Gobierno de la Provincia del Neuquén, hasta el 11 de enero de 2026 las regalías a pagar sobre el valor boca de pozo son las siguientes: (i) un 12% como regalía general, (ii) un 3% en concepto de canon

extraordinario, y (iii) un porcentaje variable entre 0 y 3%, en concepto de renta extraordinaria, que dependerá de la evolución de los precios efectivamente percibidos por la venta de petróleo y gas.

Adicionalmente, con fecha 29 de marzo de 2009 la Secretaría de Estado de Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén y Capex firmaron un acuerdo especial sobre la metodología de cálculo de regalías de gas, en virtud del cual se acordó que las regalías sobre el volumen de gas natural destinado a la Central Térmica Agua del Cajón se calculan con el precio máximo autorizado por la Secretaría de Energía para valorizar el insumo de gas natural en la conformación del precio de la energía eléctrica para dicha central.

Producción y venta de líquidos derivados del gas

El gas producido por Capex es luego procesados en una planta de GLP de propiedad de su controlada – Servicios Buproneu– (la “Planta de GLP”) a fin de aprovechar la riqueza de sus componentes. De esta manera, la Emisora obtiene propano, butano y gasolina estabilizada. El propano y el butano son vendidos por Capex en forma separada mientras que la gasolina estabilizada es mezclada y comercializada junto con el petróleo crudo que es también obtenido por ésta. El gas remanente es utilizado como combustible para la generación de energía en la Central Térmica Agua del Cajón.

La Planta de GLP se encuentra localizada dentro del área Agua del Cajón, a unos 27 km al oeste de la ciudad de Neuquén, Provincia del Neuquén, República Argentina. Su construcción comenzó en noviembre de 1997 y finalizó a fines de julio de 1998, iniciándose por entonces la explotación comercial. El costo total de dicha construcción ascendió a U\$S 22,5 millones.

La Planta de GLP ha sido diseñada para procesar un volumen de gas de 2,4 MMm³/día mediante la utilización de un proceso criogénico de turboexpansión. Así, previo a su consumo, la mayor parte del gas generado en la Planta de Energía Eléctrica es tratado en la Planta de GLP, lo cual consiste en su compresión y secado en unidades de tamiz molecular. Luego de la deshidratación, el gas es procesado en una sección criogénica de recuperación de líquidos donde se recupera la mayor parte del propano (C3), los butanos (iC4 y nC4) y los pentanos y superiores (C5+). La expansión del gas a través de un turboexpansor disminuye la temperatura y condensa el propano y componentes superiores para su recuperación. Posteriormente, y por medio de torres especiales, éstos son separados en propano comercial, butano comercial y gasolina estabilizada. El turboexpansor acciona un compresor centrífugo que aumenta la presión del gas residual que sale de la torre destamizadora, gas que es luego utilizado en la Planta de Energía Eléctrica, para generar energía eléctrica.

Niveles de producción y comercialización de líquidos derivados del gas

La tabla siguiente expresa los niveles de producción de propano, butano y gasolina para los ejercicios cerrados el 30 de abril 2016, 2015 y 2014 y para los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016, respectivamente:

	Ejercicio finalizado el 30 de abril			Período de nueve meses finalizado el 31 de enero	
	2016	2015	2014	2017	2016
Producción de propano (ton) ²	18.873	22.015	21.718	15.937	14.614
Producción de butano (ton) ²	13.882	15.114	16.285	10.535	10.820
Producción de gasolina (m ³) ²	28.022	27.644	26.729	20.582	21.081
Producción promedio diaria de propano (ton/día) ⁴	51,7	60,3	59,5	57,7	52,9

⁴ Los valores de producción diarios son información interna de la Emisora.

Producción promedio diaria de butano (ton/día) ³	38,0	41,4	44,6	38,2	39,2
Producción promedio diaria de gasolina (m ³ /día) ³	76,8	75,7	73,2	74,6	76,4

Las ventas de propano (incluyendo el Programa Propano Sur) por los ejercicios terminados al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 fueron de \$ 50,8 millones, \$ 57,5 millones y \$ 43,8 millones, respectivamente, es decir que representan un 2,8%, 4,6% y 5,4% de las ventas totales de la Emisora para dichos ejercicios respectivamente. Las ventas de propano (incluyendo el Programa Propano Sur) por los períodos de nueve meses terminados el 31 de enero de 2017 y 2016 fueron de \$ 68,7 millones y \$ 35,6 millones, respectivamente, representando un 3,2% y un 3,0% del total de ventas de la Emisora para dichos períodos, respectivamente.

Las ventas de butano (incluyendo el Programa Hogar) por los ejercicios terminados al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 fueron de \$ 36,7 millones, \$ 40,2 millones y \$ 35,1 millones, respectivamente, es decir que representaron un 2,0%, 3,2% y 4,3% sobre las ventas totales de la Emisora para dichos ejercicios, respectivamente. Las ventas de butano (incluyendo el Programa Hogar) por los períodos de nueve meses terminados el 31 de enero de 2017 y 2016 fueron de \$ 46,7 millones y \$ 24,9 millones, respectivamente, representando un 2,2% y un 2,1% sobre el total de ventas de la Emisora para dichos períodos respectivamente.

Las producciones de propano para los ejercicios económicos finalizados al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 fueron de 18,9 Mton, 22,0 Mton y 21,7 Mton, respectivamente. Para los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016 la producción de propano fue de 15,9 Mton y 14,6 Mton, respectivamente.

Las producciones de butano para los ejercicios económicos finalizados al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 fueron de 13,9 Mton, 15,1 Mton y 16,3 Mton, respectivamente. Para los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016 la producción de butano fue de 11 Mton y de 11 Mton, respectivamente.

La producción de gasolina estabilizada para los ejercicios económicos finalizados al 30 de abril de 2016 y 2015 fue de 28,0 miles de m³ y 27,6 miles de m³, mientras que para el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2014 fue de 26,7 miles de m³. Al 31 de enero de 2017 y 2016 la producción de gasolina estabilizada fue de 20,6 miles de m³ y 21,1 miles de m³, respectivamente. Siendo que la gasolina es mezclada y comercializada junto con el petróleo crudo, Capex no registra ventas de gasolina separadas de las de petróleo.

El mercado de GLP en la Argentina

La producción de GLP en la República Argentina se ubica en los 2,145 millones de toneladas anuales (53% Propano y 47% Butano), representando Capex el 1,58% promedio del mercado de GLP para el año 2016.

La producción de GLP de Capex durante el año 2016 fue de alrededor de 34.000 Tn/año (60% Propano, 40% Butano), distribuyendo sus ventas en los mercados de redes, fraccionador, y petroquímico:

	Cantidad (MTn)	Porcentaje
Mercado Fraccionador	17,4	51%
Petroquímico	14,5	43%
Redes	2	6%

Capex dentro del Mercado de GLP en la República Argentina

Servicios Buproneu produce GLP en su Planta localizada dentro del yacimiento Agua del Cajón, ubicada a unos 27 kilómetros al oeste de la Ciudad de Neuquén, Provincia del Neuquén. Para la generación de energía eléctrica en la Planta de Energía Eléctrica se utiliza el gas producido en el Área Agua del Cajón. Sin embargo, previo a su consumo, este gas es tratado en la Planta de GLP para lo cual es comprimido y secado en unidades de tamiz molecular y, luego de la deshidratación, el gas es procesado en una sección criogénica de recuperación de líquidos donde se recupera la mayor parte del propano (C3), los butanos (iC4 y nC4) y los pentanos y superiores (C5+). La expansión del gas a través de un turboexpansor disminuye la temperatura y condensa el propano y componentes superiores para su recuperación. Posteriormente y por medio de torres especiales, se separan los mismos en propano comercial, butano comercial y gasolina estabilizada. El turboexpansor acciona un compresor centrífugo que aumenta la presión del gas residual que sale de la torre deetanizadora, gas que es utilizado en la Planta de Energía Eléctrica, para generar energía eléctrica.

Exploración y Desarrollo

La estrategia actual de Capex está dirigida a lograr el crecimiento de la producción de petróleo y gas, así como también la incorporación de nuevas reservas.

En el Área Agua del Cajón se mantiene un plan de perforación de desarrollo en forma continua, conjuntamente con la realización de trabajos de reproceso de la sísmica 3D efectuada por Capex y la perforación de 1 / 2 pozos exploratorios por campaña de perforación.

El Área Agua del Cajón se encuentra en una zona privilegiada de la Cuenca Neuquina, con importantes recursos No Convencionales en formaciones tight sand y shale y con áreas remanentes de reservas convencionales de petróleo y gas.

Según un informe publicado en junio de 2013 por la Energy Information Administration (“EIA”) de Estados Unidos (Administración de Información de la Energía de los Estados Unidos), Argentina es el cuarto país, después de Rusia, Estados Unidos y China, con mayores reservas recuperables de shale oil, alcanzando los 27 billones de barriles. El informe concluyó que el país tiene en su Cuenca Neuquina un potencial de petróleo y gas no convencional de primera clase, siendo posiblemente el más prometedor fuera de Norte América y que existe, además, potencial de shale en otras tres cuencas sedimentarias no evaluadas a la fecha. En lo que respecta a los recursos de shale gas, un informe de la EIA publicado en 2011 ubicó a Argentina en el tercer lugar, luego de China y Estados Unidos, estimando un total de reservas de 22 trillones de m³.

Actualmente, los desafíos principales de Capex en el Área Agua del Cajón son continuar el desarrollo de los recursos de *tight sand* gas en los reservorios de la Fm. Los Molles y Fm. Lajas, probar la productividad del Shale gas de la Fm. Los Molles y continuar con la búsqueda de acumulaciones de petróleo en las zonas cercanas del Yacimiento Agua del Cajón. Respecto de la formación Vaca Muerta (shale oil), la Emisora continuará con la realización de estudios sobre la misma en búsqueda de las técnicas adecuadas para su eventual desarrollo en una forma económicamente viable.

Energías renovables

Estrategia respecto de energías renovables

La Emisora considera que el hidrógeno tendrá un papel significativo en el futuro como vector energético. Según la visión de la Emisora, la abundancia del recurso eólico, amplia superficie disponible con baja densidad demográfica, producto de las actividades petroleras, son la mejor combinación para una cadena sostenible a gran escala de energía eólica-hidrógeno.

En este sentido, las acciones de Hychico se enfocaron en la producción de hidrógeno a partir de energía eólica en la Patagonia Argentina para acompañar el crecimiento de la demanda energética, así como también contribuir a mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero.

Con esta visión Hychico desarrolló un proyecto piloto, que excediera la escala de laboratorio, conformado por una planta para la producción de hidrógeno y oxígeno a partir de la electrólisis del agua y un parque eólico como fuente primaria de producción de energía eléctrica para vender la misma en el sistema.

Los objetivos a largo plazo de Hychico implican abastecer futuros mercados regionales e internacionales de “hidrógeno verde” producido a partir de energías renovables y/o “metano verde”, utilizando como materia prima el hidrógeno y una fuente sostenible de dióxido de carbono, como asimismo el desarrollo de parques eólicos para el abastecimiento de la demanda eléctrica nacional como centrales generadoras de energía renovables libres de emisiones de gases de efecto invernadero.

Planta de Hidrógeno y Oxígeno

Hychico llevó a cabo la construcción de una planta piloto para la producción de hidrógeno y oxígeno por medio del proceso de electrólisis. Dicha planta posee una superficie aproximada de 11.000 m² y se encuentra ubicada en la ciudad de Comodoro Rivadavia, Provincia del Chubut, República Argentina. La planta, que se inauguró en diciembre de 2008 y se encuentra operando desde mayo de 2010, está constituida por dos electrolizadores con una capacidad total de producción de hidrógeno de 120 Nm³/h (normal metro cúbico por hora) y de oxígeno de 60 Nm³/h, un compresor de oxígeno, un equipo motogenerador con una potencia eléctrica de 1,4 MW, sistemas de almacenamiento de hidrógeno y oxígeno y sistemas auxiliares. En particular, el hidrógeno se emplea como combustible para la generación eléctrica mediante su mezcla con gas, mientras que el oxígeno se destina al mercado de gases industriales de la región.

A partir de la producción de hidrógeno y oxígeno, Hychico realiza dos actividades: (i) prestación del servicio de fásón para la producción de energía; y (ii) venta de oxígeno.

(i) Servicio de fásón para la producción de energía

A partir del 1º de marzo de 2009 Hychico comenzó a prestar un servicio de generación de electricidad –por ejemplo el servicio de procesamiento o transformación sobre materia prima provista por terceras partes a un precio acordado- (“servicio de fásón”) a Capsa, por el cual Capsa entrega a Hychico hasta 7.000 Nm³/d de gas natural a 9.300 kcal/m³ para que sea utilizado como insumo. Los servicios de fásón de Hychico consisten en la provisión de energía a 1Mw/h por cada 270 m³ de gas recibido por parte de Capsa. Por su parte, Hychico adiciona a dicho combustible el hidrógeno producido en su planta y genera la energía eléctrica, que es luego entregada a Capsa en el punto de conexión entre la planta en cuestión y la red interna de Capsa. En el marco de este acuerdo, Hychico se comprometió a utilizar el 100% de la capacidad de su planta para prestar el servicio de fásón a Capsa por un plazo de 18 años. El precio promedio ponderado que recibió Hychico por este servicio durante 2016 fue de 37,42 U\$S/MWh

Cabe señalar que, en este proceso, Hychico alcanza proporciones de hasta un 42% de hidrógeno en mezcla, lo cual se encuentra por encima de los rangos internacionales usuales para motores de alta potencia

logrando buenos desempeños en cuanto a rendimientos y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero debido al empleo del hidrógeno en la mezcla combustible.

(ii) Venta de Oxígeno

Con fecha 18 de noviembre de 2008, Hychico celebró un acuerdo de abastecimiento de oxígeno con Air Liquide Argentina S.A. (“ALASA”), el cual se ha renegociado y se encuentra vigente hasta el 31 de mayo de 2018. Mediante este acuerdo, Hychico se compromete a suministrar a ALASA determinados volúmenes de oxígeno de distinto grado de pureza con un precio diferencial, y ALASA se compromete a comprar hasta 10.500 Nm³ de oxígeno por mes a un precio promedio de U\$S 1/Nm³ que se ajusta mensualmente considerando tres tipos diferentes de oxígeno. La compra de ALASA será en firme, de acuerdo al siguiente esquema: 9.500 Nm³, 10.000 Nm³ y 10.500 Nm³ mensuales para el primer, segundo y tercer año, respectivamente. Por su parte, ALASA le otorga prioridad a Hychico para la compraventa de volúmenes incrementales de oxígeno en la Provincia del Chubut. Asimismo, ALASA tiene a su cargo la operación y mantenimiento del sistema de despacho de oxígeno durante la vigencia del mismo.

Los principales resultados operativos de la planta productora de hidrógeno y oxígeno obtenidos con los electrolizadores y el motogenerador fueron expuestos en la Conferencia Mundial de Energía del Hidrógeno (*18th World Hydrogen Energy Conference 2010* – www.whec2010.com–), celebrada en mayo de 2010 en Essen, Alemania.

La planta productora de hidrógeno y oxígeno le permite a la Sociedad posicionarse como un participante destacado en la producción de hidrógeno como vector de energía y de energías renovables, cuya incidencia en la matriz energética de las naciones es creciente. Esta situación facilita atraer socios estratégicos con experiencia tecnológica, asegurando la concreción de proyectos aún más ambiciosos que permitirán alcanzar una ventaja competitiva para la República Argentina y para la Sociedad, en un mercado mundial ávido de energía.

Las ventas de oxígeno por los ejercicios terminados al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 fueron de \$1,0 millones, \$0,8 millones y \$0,6 millones, respectivamente, es decir un 0,1%, 0,1% y 0,1% sobre las ventas totales de la Emisora para dichos ejercicios, respectivamente. Las ventas de oxígeno por los períodos de nueve meses terminados el 31 de enero de 2017 y 2016 fueron de \$ 1,5 millones y \$0,7 millones, respectivamente, representando un 0,1% y un 0,1% sobre el total de ventas de la Emisora para dichos períodos.

Objetivos y perspectivas referidas al hidrógeno como vector energético

Junto a la operación de la planta de producción de hidrógeno y oxígeno, Hychico continúa desarrollando experiencia en la producción y almacenamiento de hidrógeno, trabajando con socios estratégicos líderes a nivel mundial y en proyectos tales como:

- a. Análisis de conexión de un nuevo aerogenerador-planta de hidrógeno: Mediante acuerdos estratégicos con los proveedores, Hychico está enfocándose en extender el rango de operación de los electrolizadores y su capacidad para controlar potencia según la disponibilidad del recurso eólico. Los objetivos del proyecto son:
- operar futuras instalaciones para la producción masiva de H₂ mediante electrólisis de agua y energía eólica;
 - maximizar el uso del recurso eólico de la patagonia argentina, previendo que no toda la potencia eólica disponible podrá transmitirse eléctricamente al resto del país; y

- minimizar la cantidad de ciclos de “arranque y parada” de los electrolizadores, lo cual maximiza su vida útil.

A la fecha del presente, se ha completado una primera etapa del proyecto, la cual comprende:

- el procesamiento estadístico de datos de Potencia del Parque Eólico Diadema;
- la instalación de una Interfaz de Control para simular curvas de potencia eólica en los electrolizadores;
- el ajuste de parámetros de control en el rango normal de operación de los electrolizadores;
- la verificación de parámetros de seguridad; y
- el relevamiento de modificaciones tecnológicas requeridas para continuar los ensayos.

- b. Almacenamiento de Energía Renovable mediante Hidrógeno: Existen diversas tecnologías para el almacenamiento de energía. Según el instituto Fraunhofer de Alemania, para altos niveles de potencia, energía y tiempos de acumulación, las opciones que cubren un mayor espectro son las de hidrógeno y metano sintético. Los proyectos de Hychico involucran ambos tipos de tecnologías.

Dada la cercanía de la planta de hidrógeno con algunos reservorios “depletados” de petróleo y gas, en 2010 Hychico inició una serie de estudios geológicos y relevamientos de instalaciones con el fin de analizar la factibilidad del almacenamiento subterráneo de hidrógeno en uno de aquellos reservorios. El objetivo del proyecto piloto es probar la capacidad, estanqueidad y comportamiento del reservorio para ganar experiencia en el almacenamiento de hidrógeno a gran escala. Una posible aplicación es la utilización de mezclas de hidrógeno con gas natural como combustible para alimentar un equipo de entre 10 y 30 MW y suministrar energía eléctrica al MEM en los momentos de demanda pico.

Para este proyecto piloto, Hychico presentó el Estudio de Impacto Ambiental correspondiente y realizó una audiencia pública coordinada por el Ministerio de Ambiente y Control de Desarrollo Sustentable de la Provincia del Chubut, logrando así su aprobación en mayo de 2014. De este modo, en 2015, se construyó un ducto de 2,3 km vinculando la planta de hidrógeno con el pozo F-160 donde se realiza el proyecto piloto. El desarrollo de las pruebas se lleva a cabo en distintas etapas que involucran ciclos de inyección y producción de gas natural e hidrógeno a distintos niveles de presión y concentración.

En relación con este proyecto, Hychico participó del programa de la Unión Europea *HyUnder* – www.hyunder.eu–, destinado a evaluar el potencial, los actores y el mercado del almacenamiento subterráneo de hidrógeno a gran escala. Así, también logra involucrarse en consorcios con empresas y centros de investigación de prestigio internacional en temas vinculados a microbiología, geociencias y materiales.

Hacia la producción de “Metano verde”: una posible aplicación del hidrógeno almacenado en forma subterránea es el aprovechamiento de la acción microbiana presente en los reservorios que podrían combinar el hidrógeno con el dióxido de carbono contenido o inyectado en la formación para finalmente obtener metano. Las ventajas de este proceso serían los grandes volúmenes involucrados a la vez de aprovechar la energía geotérmica natural. El metano, principal componente del gas natural, podría utilizarse directamente en aplicaciones como combustible para turbinas, GNC, calefacción etc., empleando la infraestructura actualmente disponible del gas natural.

A través de un acuerdo de colaboración científico-tecnológica, se seleccionó al reconocido Instituto de Investigaciones Geológicas y de Minería de Francia, BRGM –www.brgm.fr–, para brindar asesoramiento a Hychico en el plan bajo análisis.

Este proyecto incluye la caracterización biológica del sitio, la identificación y la optimización de parámetros. Su objetivo es modelar el comportamiento del reservorio para disponer un estudio de factibilidad de producción de “metano verde” para mediados del año 2018.

Los resultados obtenidos hasta el presente en los proyectos de Almacenamiento Subterráneo de Hidrógeno y “Metano Verde” han sido expuestos en la Conferencia Mundial de Energía del Hidrógeno (21st *World Hydrogen Energy Conference 2016* –www.whec2016.com–) que se desarrolló en junio de 2016 en Zaragoza, España.

Medio ambiente

El medio ambiente ha sido desde siempre uno de los temas de interés y preocupación para Capex y, en tal sentido, Capex siempre ha cumplido con toda la normativa que resulta aplicable. Para ello, según las necesidades o los requerimientos legales o regulatorios, la Emisora solicita informes ambientales a consultores independientes en forma periódica con el objeto de monitorear el impacto ambiental de las tareas realizadas. Adicionalmente, desarrolla anualmente un dinámico plan de gestión ambiental donde se prevén todas las medidas necesarias para el control efectivo de los aspectos ambientales asociados a las actividades, productos y servicios, incluidas las situaciones de emergencia.

En el ejercicio fiscal 1999/2000 Capex contrató a Dames & Moore Argentina S.A. para el desarrollo de un sistema de gestión ambiental que le permitiera satisfacer los requerimientos del estándar 14001 de la *International Organization for Standardization (ISO)*. La ISO 14001 es una norma de administración ambiental internacional que exige el compromiso de mejorar el medio ambiente en forma permanente y cumplir con la normativa aplicable al respecto. El sistema de gestión ambiental elaborado ha sido implementado en el yacimiento de petróleo y gas de Agua del Cajón, en la Planta de GLP y en la Planta de Energía Eléctrica. Capex certificó la norma ISO 14001 en el área hidrocarburífera en el año 2000 y la Planta de Energía Eléctrica en el año 2001.

Por otra parte, con el desarrollo de la Fase IV del proyecto de generación de energía eléctrica se logró un importante beneficio para el medio ambiente debido a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero. Por ello, el proyecto de Capex calificó bajo “*The United States Initiative on Joint Implementation (USIJI)*” como reductor de emisiones de efecto invernadero.

Desde la fecha de certificación hasta hoy, la Emisora renovó a lo largo del tiempo la certificación de su sistema de gestión ambiental conforme la norma ISO 14001 (en sus versiones 1996 y 2004). Las últimas recertificaciones fueron obtenidas el 7 de junio de 2016 para la Planta de Energía Eléctrica, y el 13 de enero de 2015 para el yacimiento Agua del Cajón y la Planta de GLP. La Emisora se esfuerza constantemente por mejorar su performance ambiental, para lo cual:

- (i) mantiene bajo control todos los aspectos ambientales significativos de las actividades, productos o servicios de las áreas operativas de Capex,
- (ii) fija objetivos y metas ambientales, y
- (iii) monitorea en forma permanente los indicadores claves de cada área operativa de la Emisora. Algunos de ellos están asociados al monitoreo mensual de los recursos agua, suelo, aire y otros son de proceso tales como residuos generados vs. energía equivalente generada; residuos

generados vs. residuos reutilizados; volumen de suelos afectados vs. derrames. Estos indicadores dan cuenta de la evolución y del gerenciamiento de los recursos.

Como parte de la aplicación de los planes de gestión ambiental, la Emisora continúa en forma permanente con la rutina de análisis periódicos de gases de escape con el objeto de monitorear su incidencia en el medio ambiente. Los valores de NOx se mantuvieron muy por debajo de los límites que marcan las reglamentaciones vigentes. En lo que respecta a la emisión de efluentes líquidos, se ha cuidado la disposición final de los mismos de manera de eliminar su impacto sobre el medio ambiente.

Adicionalmente, en el área Agua del Cajón, en el año 2014 se inició un plan de reforestación que se ha mantenido a la fecha y en virtud del cual se han logrado rehabilitar sectores impactados por la actividad hidrocarburífera en una superficie total de 6 hectáreas. Esto resulta posible a través de la implantación de especies nativas adaptadas y cuidadas de forma tal que soporten el clima de la estepa patagónica. En virtud de los logros obtenidos, se prevé continuar con esta misma metodología.

Asimismo, a lo largo de los años se han ido incrementando las mejoras relacionadas con la gestión de residuos, contando en la actualidad con sistemas de tratamiento *in situ* que permiten reducir los impactos asociados al transporte y poder controlar de mejor manera la aplicación de las medidas de control necesarias para el tratamiento. Ejemplos de esto son la reciente gestión de los residuos de *cutting* y la gestión de los suelos empetrolados, con la que se tratan todos los suelos originados por eventuales derrames de petróleo.

Por último, alineada con el compromiso de reducir el consumo de recursos naturales y racionalizar el consumo de energía adoptado en su política ambiental, la Emisora ha realizado modificaciones en la planta Central Térmica Agua del Cajón que permitieron minimizar el consumo de agua dulce de tipo industrial, así como también restar el consumo de energía eléctrica consumido por auxiliares.

En cuanto a la empresa Hychico es importante mencionar que la misma posee implementado para su Parque Eólico Diadema, un Sistema de Gestión Ambiental (SGA), certificado bajo la norma internacional ISO 14.001-4 desde el año 2012. El alcance del SGA incluye todas las actividades comprendidas dentro de la Generación de Energía del Parque Eólico Diadema I.

Uno de los objetivos más importantes dentro de las acciones que realiza Hychico en pos de la protección del ambiente, es la difusión de las energías renovables y la investigación de la afectación a la Fauna (avifauna y mamíferos) por la operación del Parque eólico.

Riesgos operativos y seguros

Las operaciones de Capex están sujetas a riesgos diversos. Capex contrata seguros para cubrir algunos de estos riesgos, incluidos riesgos relacionados con los activos involucrados en las operaciones de energía e hidrocarburos, responsabilidad de terceros, vehículos, edificios y otras actividades. En forma conjunta con su asesor de seguros, Capex realiza una revisión periódica de sus políticas de gestión de riesgos y cobertura de seguros. Capex establece sus niveles de riesgos y los seguros correspondientes a tales riesgos en función de las conclusiones de dicha revisión.

Capex considera que mantiene seguros adecuados para sus operaciones en forma congruente con la práctica de las actividades en las que está involucrada. De acuerdo con la normativa aplicable en la República Argentina, los seguros se contratan con compañías aseguradoras argentinas que reaseguran sus riesgos total o parcialmente fuera del país. Las pólizas de seguro contratadas por Capex son de carácter anual con inicio

en diferentes épocas del año. Las franquicias conforme a las pólizas de seguro actuales de Capex son variables según el tipo y el monto de la cobertura. Capex, históricamente, no ha efectuado reclamos significativos conforme a sus pólizas de seguro.

Marco regulatorio de la industria de la energía eléctrica en la República Argentina

Antecedentes históricos

El primer suministro público de electricidad en la República 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. (“AyEE”), para desarrollar un sistema de generación, transporte y distribución de energía hidroeléctrica para la República 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 a Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. (“SEGBA”). 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 República 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 del Gobierno Nacional y gobiernos provinciales, 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, como parte del plan económico inaugurado por el ex Presidente Carlos Menem, 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 Ley N° 24.065 (junto con sus modificatorias, reglamentarias y complementarias, el “Marco Regulatorio Eléctrico”), que estableció los lineamientos para la reestructuración y privatización del sector eléctrico. El Marco Regulatorio Eléctrico 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. El proceso de privatización comenzó en febrero de 1992 con la venta de varias centrales termoeléctricas de gran envergadura previamente operadas por SEGBA, y continuó con la venta al sector privado de las empresas de transporte y distribución y otras centrales de generación de energía termoeléctrica e hidroeléctrica.

Legislación clave durante el proceso de privatización

La Ley de Reforma del Estado ordenó al PEN reorganizar y privatizar las empresas públicas. El Decreto N° 634/91 (1991), emitido por el Ministerio de Economía, reglamentó la Ley de Reforma del Estado y estableció las pautas para descentralizar las actividades del sector eléctrico y para la participación privada en las actividades de generación, transporte, distribución y despacho. Este decreto definió los derechos y obligaciones de los proveedores de cada área de servicios, instruyó la creación de un nuevo organismo regulador del sector, del MEM y del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (“MEMSP”), incluyendo un mercado spot, y delineó el cronograma y plan de privatización del sector.

El Marco Regulatorio Eléctrico, norma complementaria de la Ley N° 15.336 de Energía Eléctrica, y su Decreto N° 1.398/92, fueron la clave para la reforma y privatización del sector. El objetivo del Marco Regulatorio Eléctrico era modernizar el sector de la electricidad mediante la promoción de la eficiencia, la competencia, la mejora del servicio y la inversión privada. La misma reestructuró y reorganizó el sector, y estableció la privatización de prácticamente todas las actividades comerciales que eran realizadas por las empresas del Estado. Esta ley estableció la base para la creación del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) y otras autoridades institucionales del sector, la administración del MEM, la fijación del precio spot, el establecimiento de las tarifas en las áreas reguladas y los criterios para la valuación de los activos a ser privatizados. Asimismo, el Marco Regulatorio Eléctrico tuvo un profundo impacto, aunque indirecto, a nivel provincial, ya que virtualmente todas las provincias siguieron las pautas regulatorias e institucionales de esta ley.

Adicionalmente, el Marco Regulatorio Eléctrico dividió la generación, transporte y distribución en subsectores separados, cada uno de ellos sujeto a un marco regulatorio diferente. La nueva estructura también reconoció a los grandes usuarios como nuevos actores en el mercado eléctrico.

En virtud del Marco Regulatorio Eléctrico, las actividades de distribución y transporte son consideradas un servicio público, y las mismas son definidas como monopolios naturales. Estas actividades están completamente reguladas por el Gobierno Nacional y requieren el otorgamiento de una concesión. Si bien los contratos de concesión de los distribuidores no impusieron parámetros de inversión específicos, los distribuidores tienen la obligación de conectar nuevos clientes y satisfacer cualquier aumento de la demanda. Sin embargo, no existen restricciones para la ampliación de las instalaciones de transporte existentes por parte de los respectivos concesionarios.

Por lo contrario, la generación es considerada actividad de interés general y en este sentido supervisada por el ENRE. No es considerada una actividad monopólica y está sujeta a la libre competencia por parte de nuevos ingresantes en el mercado. La operación de las centrales hidroeléctricas requiere una concesión de parte del Gobierno Nacional. Los nuevos proyectos de generación no requieren una concesión pero deben inscribirse ante la Secretaría de Energía.

Varios de los gobiernos provinciales que siguieron el camino de la privatización en el sector han creado sus propios organismos regulatorios política y financieramente independientes a nivel provincial. Anteriormente, las mismas empresas de servicios públicos tenían un papel fundamental en la creación de las políticas del sector y en el establecimiento de las tarifas aplicables en las provincias.

El objetivo último de la privatización perseguía dos propósitos: en primer lugar, lograr la reducción de las tarifas y mejorar la calidad del servicio a través de la libre competencia de mercado, y en segundo lugar, privatizar intentando evitar que se concentrara el control de cada uno de los tres sub-sectores del mercado

de la energía eléctrica en un grupo de participantes, y con ello no permitir que tuvieran el poder de fijar artificialmente los precios. A fin de lograr ese equilibrio al momento de la desregulación y la segmentación de dicho sector, se impusieron diferentes limitaciones y restricciones.

Límites y restricciones verticales y horizontales

El Marco Regulatorio Eléctrico establece las siguientes restricciones a los diferentes sub-sectores de la cadena del sector:

- En virtud del artículo 31 del Marco Regulatorio Eléctrico, ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por algunos de ellos o controlante de los mismos, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante. No obstante ello, el Poder Ejecutivo puede autorizar a un generador, distribuidor y/o gran usuario a construir, a su exclusivo costo y para su propia necesidad, una red de transporte, para lo cual establecerá las modalidades y forma de operación.
- De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 9° del Decreto N° 1.398/1992, los distribuidores no pueden ser propietarios de unidades de generación y los generadores no pueden ser titulares de concesiones para distribución (un distribuidor no puede ser el propietario de unidades de generación). Sin embargo, los accionistas del generador de electricidad pueden serlo, como personas físicas o bien constituyendo otra persona jurídica con el fin de ser propietaria o controlante de unidades de distribución.
- Ninguna compañía de transporte puede comprar o vender energía eléctrica.

En materia de restricciones horizontales, le son aplicables a las empresas transportistas de electricidad las siguientes:

- De conformidad con el artículo 32 del Marco Regulatorio Eléctrico, dos o más empresas transportistas pueden fusionarse o consolidarse en un mismo grupo empresario sólo si hubieren obtenido la autorización expresa del ENRE. Dicha aprobación también es necesaria cuando una empresa transportista pretende adquirir acciones de otra empresa de transporte de electricidad.
- En virtud del Marco Regulatorio Eléctrico que rige los servicios prestados por las empresas que operan líneas de transporte, el servicio es prestado por cada concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión.

En lo que atañe a los distribuidores, se procede a detallar las restricciones horizontales a las que están sujetos:

- De acuerdo con lo estipulado en el artículo 32 del Marco Regulatorio Eléctrico, dos o más empresas de distribución pueden consolidarse en un mismo grupo económico o fusionarse, sólo si hubieren obtenido la autorización expresa del ENRE. Dicha aprobación también resulta necesaria cuando una empresa de distribución pretende adquirir acciones de otra empresa de transporte o distribución de electricidad.
- El servicio de distribución es prestado dentro de áreas específicamente establecidas en los contratos de concesión respectivos.

Crisis económica; nuevas regulaciones

A fines de 2001 y principios de 2002, la República 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 N° 25.561 –y sus normas modificatorias y complementarias– (“Ley de Emergencia Pública”), el Congreso de la Nación declaró la emergencia pública para enfrentar la crisis, la que ha resultado prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2019. Dicha Ley de Emergencia Pública adoptó, entre otras medidas, las siguientes:

- convirtió las tarifas de las empresas de servicios públicos de su valor original en Dólares a Pesos a un tipo de cambio de un Peso por cada Dólar;
- congeló todos los márgenes de distribución regulados relacionados con la prestación de las empresas de servicios públicos (incluyendo los servicios de distribución de electricidad);
- 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);
- 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;
- pesificó los precios del mercado spot cobrados por los generadores, e
- implementó topes máximos sobre el precio spot cobrado por los generadores.

Estas medidas, combinadas con la devaluación del Peso y los altos índices de inflación, tuvieron un efecto grave sobre las empresas del sector eléctrico de la República Argentina. Debido a que éstas ya no podían aumentar las tarifas para absorber el incremento de sus costos, el impacto de la inflación sobre los costos dio origen a una reducción de sus ingresos en términos reales y a un deterioro de su desempeño operativo y situación patrimonial. Durante el Régimen de Convertibilidad, la mayoría de las empresas de servicios públicos también habían contraído importantes deudas en moneda extranjera. Tras la eliminación del Régimen de Convertibilidad y la resultante devaluación del Peso, la carga del servicio de deuda de estas empresas se incrementó significativamente, lo cual, junto con el congelamiento de los márgenes y la conversión de las tarifas de Dólares a Pesos, llevó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de sus deudas en moneda extranjera en 2002. Esta situación ocasionó que numerosas empresas generadoras, de transporte y distribuidoras de electricidad de la República Argentina pospusieran nuevas inversiones en sus redes. Por tal motivo, actualmente los participantes del mercado eléctrico argentino, en particular los generadores, están operando prácticamente a capacidad plena, lo que podría dar por resultado un suministro insuficiente para satisfacer la creciente demanda de energía en el ámbito nacional. 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.

El Gobierno Nacional ha intervenido repetidamente en el MEM, modificando sus normas en reiteradas ocasiones a partir de 2002, en un esfuerzo por enfrentar la crisis energética generada por la crisis económica. Estas modificaciones comprenden la fijación de topes a los precios que pagan las distribuidoras

por las compras de energía eléctrica y el requisito de que los precios que cobran los generadores se calculen sobre la base del precio del gas natural (también regulado por el Gobierno Nacional), independientemente del combustible efectivamente utilizado en sus actividades de generación. Estas modificaciones han ocasionado un enorme déficit estructural en la operación del MEM. El Gobierno Nacional ha realizado algunos intentos para corregir estos problemas, que incluyeron la propuesta de nuevas normas para estructurar el MEM en diciembre de 2004 y la creación de un fondo especial para financiar las mejoras de infraestructura del sector energético en abril de 2006, aunque no se ha evidenciado gran progreso en anticipar una solución global del sistema para los problemas que enfrenta el sector eléctrico del país.

En 2009, el Gobierno Nacional completó la construcción y comenzó la operación de dos nuevos generadores de ciclo combinado de 800 MW construidos como parte de los esfuerzos del Gobierno Nacional para aumentar el abastecimiento de energía. Los costos de construcción fueron financiados con los ingresos netos de las empresas generadoras por las ventas de energía en el mercado spot y un cargo determinado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”) aplicable a grandes usuarios. Estos fondos fueron depositados en el “Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM” (“FONINMEM”).

Organismos reguladores

Los principales organismos reguladores de la industria eléctrica en la República Argentina son la Secretaría de Energía y el ENRE. La Secretaría de Energía asesora al Gobierno Nacional sobre temas relacionados con el sector eléctrico y es responsable de la aplicación de las políticas que atañen a la industria eléctrica en la República Argentina.

El ENRE es un órgano autárquico creado por el Marco Regulatorio Eléctrico que operaba originalmente en el ámbito de la Secretaría de Energía (actualmente se encuentra bajo la órbita del Ministerio de Energía y Minería). Su función principal es la supervisión del cumplimiento del marco regulatorio y el control de la prestación de los servicios públicos y de las obligaciones emanadas de los contratos de concesión celebrados a nivel nacional, así como también sentar las bases para el cálculo de las tarifas aplicables a las empresas transportistas y distribuidores con contratos de concesión de jurisdicción nacional, entre otras. Asimismo, el ENRE posee, entre otras facultades: la de dirimir conflictos entre los distintos actores del sector, protegiendo los intereses de los consumidores, la de promover una política de libre acceso a la red de transmisión y distribución y la de prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los distintos participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y usuarios.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 57 y subsiguientes del Marco Regulatorio Eléctrico, el ENRE se encuentra dirigido y administrado por un directorio integrado por cinco miembros dirigido por un presidente, quienes serán seleccionados entre personas con antecedentes técnicos y profesionales en la materia y designados por el Poder Ejecutivo, dos de ellos a propuesta del Consejo Federal de la Energía Eléctrica. A la fecha del presente, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 258/16 mediante el cual se efectivizaron las designaciones transitorias de los miembros del Directorio del ENRE y se instruyó al Ministerio de Energía y Minería a llevar a cabo los actos necesarios para poner en práctica el proceso de Convocatoria Abierta para la selección de los integrantes del Directorio del ENRE, en los términos del artículo 58 del Marco Regulatorio Eléctrico y su Decreto reglamentario N° 1.398/92 y a elevar oportunamente las propuestas del Ministerio de Energía y Minería y del Consejo Federal de la Energía Eléctrica para la asignación de los referidos cargos.

Para mayor información referida a los organismos reguladores del sector eléctrico véase “*Modificaciones recientes en la estructura organizativa del sector eléctrico*” del presente.

El MEM

Descripción general

La Secretaría de Energía creó el MEM en agosto de 1991 con el fin de permitir a los generadores, las distribuidoras y otros agentes del sector eléctrico comprar y vender electricidad en el marco de operaciones spot o bajo contratos de suministro a largo plazo, a precios fijados en función del juego de la oferta y la demanda.

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 (esto ha sido modificado tras el dictado de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 95/2013, en virtud de la cual se suspende la incorporación y renovación de contratos en el mercado a término del MEM salvo limitadas excepciones establecidas en su artículo 1°);
- un mercado spot en el cual los precios se establecen sobre base horaria en función de los costos económicos de producción, representados por el costo marginal de producción a corto plazo medido en la subestación de 500 kV de Ezeiza, el centro de carga y demanda del sistema; y
- un fondo de estabilización, administrado por CMMESA, 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.

Operación del MEM

El MEM opera bajo la administración de CMMESA. CMMESA fue creada en julio de 1992 por el Gobierno Nacional, quien 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 (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina –AGEERA–), transportistas (Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina –ATEERA–), distribuidoras (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina –ADEERA–), y grandes usuarios (Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina –AGUEERA–).

CMMESA tiene a su cargo:

- administrar el SADI de acuerdo con el Marco Regulatorio Eléctrico y normas afines, lo que incluye:
 - 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 Secretaría de Energía, y
 - supervisar la operación del mercado a término y administrar el despacho técnico de electricidad conforme a los contratos celebrados en ese mercado;
- actuar en calidad de agente de los distintos participantes del MEM;
 - comprar o vender electricidad a otros países celebrando las correspondientes operaciones de importación y exportación;
 - comprar y administrar combustible a generadores del MEM, todo ello conforme lo dispuesto en el artículo 8° de la Resolución SE N° 95/2013 y el artículo 4 de la Resolución SE N° 529/2014); y
 - prestar servicios de consultoría y otros servicios relacionados con estas actividades.

Los costos operativos de CAMMESA se cubren mediante aportes obligatorios de todos los participantes del MEM. Las normas vigentes han fijado un monto máximo para el presupuesto anual de CAMMESA, equivalente al 0,85% del total de las operaciones en el MEM proyectadas para ese año.

Participantes del MEM

Los principales participantes del MEM son las empresas de generación, transporte y distribución. Los grandes usuarios y los intermediarios también participan en el MEM, aunque en menor medida.

i) Generadores

Los generadores son aquellas empresas titulares de una central eléctrica adquirida o instalada o concesionarios de servicios de explotación de acuerdo con el artículo 14 de la Ley N° 15.336 y que colocan su producción en forma total o parcial a través del SADI. La actividad de los generadores se encuentra regulada por las normas de programación y despacho de la normativa aplicable y resoluciones de la Secretaría de Energía y lo dispuesto por CAMMESA.

La generación de electricidad estará sujeta a la regulación y fiscalización de las autoridades nacionales, en la medida en que la producción de las unidades generadores se comercialice en el ámbito del MEM.

Las empresas generadoras privadas participan en CAMMESA a través de la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), la cual tiene derecho a designar dos directores titulares y dos directores suplentes de CAMMESA.

De acuerdo con el informe mensual de diciembre de 2016 emitido por CAMMESA, existen en la República Argentina 288 empresas generadoras y 25 empresas de autogeneración, la mayoría de las cuales opera más de una planta generadora. Al 31 de diciembre de 2016 la República Argentina contaba con una capacidad instalada de 33.901 MW. De esta cifra, el 61,25% correspondía a generación térmica, 31,51% a generación hidráulica, 5,18% a generación de energía nuclear y 2,06% a renovables.

ii) Transportistas

La electricidad es transportada desde las centrales de generación hasta las distribuidoras a través de sistemas de transporte de electricidad de alta tensión. Las empresas transportadoras no compran ni venden electricidad, y su servicio está regulado por el Marco Regulatorio Eléctrico y normas afines dictadas por la Secretaría de Energía.

En la República Argentina, el transporte se realiza en líneas de 500 kV, 300 kV, 220 kV y 132 kV a través del SADI. El SADI consiste principalmente en líneas aéreas y subestaciones (equipo a través del que la electricidad distribuida por circuitos de transmisión pasa y es convertida a tensión para su utilización por usuarios finales) que cubren aproximadamente el 90% del país. Las líneas de transporte en 500 kV son propiedad de Transener. Las empresas transportadoras regionales son titulares de la parte restante del SADI. Los puntos de suministro conectan el SADI con los sistemas de distribución, existiendo también interconexiones entre los sistemas de transporte de la República Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay que permiten la importación o exportación de energía eléctrica de un sistema a otro.

Las empresas transportadoras de energía eléctrica también participan en CAMESA mediante la designación de dos directores titulares y dos directores suplentes a través de la asociación que las agrupa, la ATEERA.

iii) Distribuidoras

Cada distribuidora suministra electricidad a los usuarios y opera la correspondiente red de distribución en un área geográfica específica en el marco de un contrato de concesión. Cada contrato de concesión establece, entre otras cuestiones, el área de concesión, la calidad de servicio que se debe brindar, las tarifas que abonarán los usuarios, y la obligación de satisfacer la demanda. El ENRE es responsable de verificar que las distribuidoras nacionales, Edenor S.A. (“Edenor”) y Edesur S.A. (“Edesur”), cumplan con las disposiciones de los respectivos contratos de concesión y con el Marco Regulatorio Eléctrico. A su vez, los organismos reguladores provinciales supervisan el cumplimiento por parte de las distribuidoras locales de sus respectivas concesiones y de los marcos regulatorios locales.

Edenor y Edesur son las distribuidoras de mayor envergadura y, junto con Edelap, originalmente formaban SEGBA, sociedad que fue dividida en tres empresas distribuidoras en oportunidad de su privatización en 1992. Actualmente, éstas en conjunto representan más del 45% del mercado de distribución eléctrica en la República Argentina. Por su parte, a la fecha del presente, Edelap se encuentra bajo jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires.

Las distribuidoras participan en CAMESA mediante la designación de dos directores titulares y dos directores suplentes a través de la ADEERA.

iv) Grandes usuarios

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

Cada una de estas categorías de usuarios está sujeta a diferentes requisitos respecto de la compra de sus respectivas demandas de energía. Por ejemplo, los GUMA deben comprar el 50% de su demanda a través de contratos de suministro y el resto en el mercado spot, mientras que los GUME y los GUPA deben comprar la totalidad de su demanda a través de contratos de suministro.

Los grandes usuarios participan en CAMESA mediante la designación de dos directores titulares y dos

directores suplentes a través de la AGUEERA.

v) *Intermediarios*

Desde 1997, los intermediarios están autorizados a participar en el MEM a través de la intermediación en ventas de energía en bloque. Actualmente, hay ocho empresas autorizadas como intermediarios en el MEM.

Mercado 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 MEM, conocido como 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 compren 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. La 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, 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 cubrir sus costos en moneda extranjera que no eran cubiertos por el precio spot. Sin embargo, en 2002 el Gobierno Nacional fijó los cargos por potencia con referencia al Peso, limitando el propósito por el cual los cargos habían sido creados.

En 2003, mediante la Resolución N° 240 la Secretaría de Energía modificó la metodología para determinar el precio spot del MEM, ahora calculado sobre la base de los costos de producción del gas natural declarados y/o los máximos reconocidos aceptados para cada unidad generadora conforme lo dispuesto en la Resolución SE N° 1 del 2 de enero de 2003, debiendo excluir de la fijación de dichos precios a toda central hidroeléctrica y/o importación spot que se hubieren despachado, salvo que con su inclusión en el cálculo del precio de mercado el mismo resultara inferior. De este modo, la fijación de precios del mercado spot equivale al costo marginal de la última central alimentada a gas despachada, independientemente de la disponibilidad de gas de la referida central.

Finalmente, el 22 de marzo de 2013, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 95/13, mediante la cual designó a CAMMESA como responsable a cargo de centralizar la gestión comercial y despacho de los combustibles necesarios para la generación de energía eléctrica. Asimismo, dicha resolución trajo aparejado un nuevo esquema de remuneración para los generadores, el cual resultó luego modificado por las Resoluciones SE N° 529/14, 482/15 y 22/16. Para mayor información véase “*Esquema remuneratorio: Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 95/2013, 529/2014, 482/2015, 22/2016, 19-E/2017 y normas modificatorias*” del presente.

Precios estacionales

Con anterioridad a la implementación de la normativa de emergencia, los precios estacionales eran regulados por CAMMESA según se indica a continuación:

- los precios cobrados por CAMMESA a las distribuidoras se ajustaban sólo dos veces al año (en verano y en invierno), con revisiones intermedias trimestrales si se registraban cambios sustanciales en el precio spot de la energía, a pesar de la constante fluctuación de los precios cobrados por los generadores en el MEM;
- los precios eran calculados por CAMMESA y sancionados por la Secretaría de Energía sobre la base de una predicción del precio spot de mercado promedio ponderado esperado (que contemplaba el costo operativo esperado de la próxima central que entra al mercado para satisfacer la demanda (concepto de costo marginal), los costos relacionados con la falla del sistema y varios otros factores);
- a fin de calcular los precios estacionales CAMMESA utilizaba modelos estacionales de bases de datos y optimización y consideraba tanto el suministro como la demanda de energía previstos, según se indica a continuación:
 - (i) para determinar el suministro, CAMMESA tomaba en cuenta el suministro de energía de los generadores sobre la base de la disponibilidad prevista de tales generadores, las importaciones de energía eléctrica comprometidas y la disponibilidad declarada por los generadores;
 - (ii) para determinar la demanda, CAMMESA incluía los requerimientos de las distribuidoras y los grandes usuarios que compraban energía en el MEM, así como las exportaciones comprometidas.

La normativa de emergencia también introdujo cambios significativos en los precios estacionales pagados por las distribuidoras en el MEM, incluyendo la fijación de precios por bandas de consumo (que varía de acuerdo con la categoría del cliente). Si bien conforme al actual marco regulatorio la Secretaría de Energía debe ajustar los precios estacionales cada seis meses, el precio estacional de la energía se mantuvo sin ajustes entre enero de 2005 y noviembre de 2008. A partir de entonces el precio estacional 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.

Debido a la implementación de la normativa de emergencia, los precios estacionales fueron determinados por CAMMESA y basados en una estimación del precio spot que sería pagado al siguiente generador que fuera despachado para satisfacer el teórico aumento de la demanda (costo marginal), así como el costo vinculado con las fallas del sistema y otros factores.

Tras la asunción del actual presidente Mauricio Macri, el Gobierno Nacional adoptó diversas medidas tendientes a mejorar y garantizar la adecuada provisión del suministro eléctrico en condiciones técnicas y económicas que resulten apropiadas. En este contexto, se dictó el Decreto 134/15 que declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 e instruyó al Ministerio de Energía y Minería a poner en vigencia, e implementar un programa para los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas. Además, el 25 de enero de 2016, el Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución N° 6/16 en virtud de la cual se aprobó una reprogramación trimestral de verano para el MEM para cada categoría de usuario para el período comprendido entre el 1° de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016. En este sentido se reajustaron los precios estacionales previstos en el marco regulatorio aplicable. Estas medidas preventivas y correctivas derivaron en la eliminación de ciertos subsidios a la energía eléctrica y en un aumento significativo de las tarifas de electricidad que fueran cobradas a los particulares. Asimismo, la resolución contempla el otorgamiento de una tarifa social para los clientes residenciales que cumplen ciertos requisitos de consumo, entre los que se incluye una exención completa para consumos mensuales menores o iguales a 150 kWh y tarifas preferenciales para clientes que superen dicho nivel de consumo pero siempre que mensualmente el total no supere aquel que se hubiere registrado en idéntico mes del año 2015. De este modo, la diferencia entre los precios estacionales y la tarifa social será solventada con recursos del Gobierno Nacional.

El 27 de enero de 2017, mediante el dictado de la Resolución N° 20-E/2017, la Secretaría de Energía Eléctrica determinó una reprogramación estacional para el MEM para el período comprendido entre el 1° de febrero de 2017 y el 30 de abril de 2017, fijándose una nueva escala de tarifas para los usuarios residenciales, la cual pasó de 320 \$/MWh a 640 \$/MWh.

Por otro lado, la Resolución 7/2016 del Ministerio de Energía y Minería plasmó incrementos del precio estacional de la energía eléctrica dando instrucciones al ENRE para que fijara los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR, las dos distribuidoras de la Ciudad de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires. El ENRE emitió la Resolución SE 1/2016 con los nuevos cuadros tarifarios aplicables a EDENOR y EDESUR e incrementos adicionales para remunerar el margen de las distribuidoras, a la vez que quitó la percepción del Plan de Uso Racional de la Energía que éstas percibían en el marco de regulaciones anteriores. Asimismo, en abril de 2016, el referido Ministerio dictó la Resolución N° 41/2016, a través de la cual aprobó la programación estacional de invierno para el MEM para el período comprendido entre el 1° de mayo de 2016 y el 31 de octubre de 2016 en términos similares a los previstos en el párrafo precedente.

Sin embargo, la aplicación de las Resoluciones N° 6/2016 y 7/2016 del Ministerio de Energía y Minería y la Resolución N° 1/2016 del ENRE fue luego suspendida transitoriamente en el ámbito geográfico de la Provincia de Buenos Aires mediante un fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación así como también en virtud de medidas cautelares dictadas por diversos juzgados federales y locales, los cuales a su vez extendieron su decisión a la Resolución N° 41/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica.

En tal sentido, en virtud de la Resolución 197 - E/2016 del Ministerio de Energía y Minería, CAMMESA adecuó su operatoria comercial con los agentes del MEM sin considerar la aplicación de la citada normativa. Paralelamente, en septiembre de 2016, el ENRE dictó la Resolución N° 196 – E/2016 en virtud de la cual se facultó al ENRE para que llevara a cabo todos los actos que fueren necesarios a los efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral de las empresas concesionarias del servicio público de transporte de energía eléctrica y de tratar la determinación de los precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MEM, los valores resultantes y su evolución proyectada para los próximos años con el objeto de lograr la difusión de la información y la participación de los agentes en dichos asuntos.

Adicionalmente, el Ministerio de Energía y Minería mediante la Resolución N° E-219/2016 se establecieron criterios para determinar a los beneficiarios de tarifas sociales. Esta Resolución fue modificada por las Resoluciones N° 63/2017 y N°64/2017 que fijaron un nuevo esquema remuneratorio para Edesur y Edenor dividido en dos segmentos a ser aplicados en febrero y septiembre, respectivamente, buscando una normalización gradual de la industria.

Fondo de estabilización

El fondo de estabilización, administrado por CAMMESA, 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. Cuando el precio spot es inferior al precio estacional, el fondo de estabilización se incrementa, mientras que cuando el precio spot es superior al precio estacional, el fondo de estabilización disminuye. El saldo pendiente de compensación de este fondo en cualquier oportunidad dada refleja la acumulación de diferencias entre el precio estacional y el precio de la energía por hora en el mercado spot. El fondo de estabilización debe mantener un monto mínimo a fin de cubrir los pagos que corresponda efectuar a los generadores cuando los precios del mercado spot durante el trimestre superen el precio estacional.

La facturación de todas las operaciones del MEM se lleva a cabo mensualmente a través de CAMMESA, que actúa como cámara compensadora de todas las compras realizadas entre los participantes del mercado. Los pagos se efectúan aproximadamente 42 días después de la finalización de cada mes.

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.

Programa de Energía Plus

En septiembre de 2006, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 1281/06 (ratificada por el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, a través de la Resolución N° 1784/06) que creó el Programa de Energía Plus en respuesta al aumento sostenido de la demanda tras la recuperación económica del país luego de la crisis. Dicha resolución tiene por objeto crear incentivos para plantas generadoras a fin de satisfacer los crecientes requerimientos de energía, y su principal objetivo es garantizar que la energía disponible en el mercado sea utilizada principalmente para atender a clientes residenciales y a aquellos clientes industriales y comerciales con demandas iguales o menores a 300 kilovatios (kW) de potencia y que no tienen acceso a otras alternativas de potencia viables. Para lograrlo, la resolución establece que:

- Los GUMAs y los GUMEs del MEM y grandes usuarios de distribuidoras (con consumos mayores o iguales a 300 kW de potencia en ambos casos), estarán autorizados a garantizarse el suministro de energía hasta su “demanda base” (igual a su demanda en 2005), suscribiendo contratos a término; y
- Los GUMAs y los GUMEs, 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 referida resolución, no estuvieran interconectados al MEM. Los grandes usuarios del MEM y grandes usuarios de distribuidoras también pueden celebrar contratos directamente con estos nuevos generadores o comprar energía a precios no regulados a través de CAMMESA.

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 mercado a término, y los pagos, se estima, serán hechos directamente entre las partes involucradas. CMMESA validará, en la oportunidad y bajo los términos establecidos por la Secretaría de Energía, 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 CMMESA) y un margen de utilidad (el cual es determinado por la Secretaría de Energía *ad referéndum* de la aprobación del Ministerio de Planificación).

La resolución también estableció el precio que los GUMEs deben abonar por la demanda excedente, en el caso de que no fuera previamente contratada bajo el Programa de Energía Plus, que es igual al costo marginal de operación. Dicho costo marginal es igual al costo de generación de la última unidad de generación despachada para satisfacer la demanda incremental de electricidad en cualquier momento dado. La Secretaría de Energía estableció ciertos límites máximos temporarios a ser pagados por los GUMEs por cualquier demanda adicional que a la fecha del presente alcanzan los \$ 0/MWh para GUDIs y \$ 650/MWh para GUMEs y GUMAs.

Contratos de Abastecimiento al MEM

En enero del 2007 la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 220/07, la cual habilitó la celebración de los 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, o que a dicha fecha no estuvieran interconectados al MEM (los “Contratos de Abastecimiento al MEM”). En tal sentido, la celebración de Contratos de Abastecimiento al MEM fue prevista como otro modo de generar incentivos para el desarrollo de proyectos energéticos adicionales. Posteriormente, mediante Resolución N° 200/09 la habilitación antes referida resultó extendida a los agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que, a la fecha de la publicación de la normativa antedicha, fueran agentes del MEM, y simultáneamente fueran objeto de participación estatal mayoritaria o fueran empresas controladas por el Estado Nacional.

Dichos contratos de abastecimiento, a diferencia de los contratos celebrados en el marco del Programa de Energía Plus, son firmados entre agentes generadores y CMMESA, y la contraprestación por la disponibilidad de generación y energía es establecida en cada contrato de acuerdo con los costos aceptados por la Secretaría de Energía. El plazo de vigencia de los mismos será de diez años o el plazo inferior que establezca excepcionalmente la Secretaría de Energía, 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, y al igual que lo previsto respecto de los Contratos de Compromiso de Abastecimiento al MEM que se desarrollan a continuación, 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 CMMESA bajo dichos Contratos de Abastecimiento al MEM que la prioridad correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

Contratos de Abastecimiento al MEM referidos a fuentes de energía alternativas

Por otro lado, el 9 de octubre de 2009, a través de la Resolución N° 712 (actualmente derogada por la Resolución 202E/2016 del Ministerio de Energía y Minería), la Secretaría de Energía habilitó la celebración de Contratos de Abastecimiento al MEM entre CAMMESA –en representación del MEM– y Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) específicamente para suministrar energía proveniente de fuentes renovables. Bajo esta contratación, los proveedores de energía son subcontratados por ENARSA y no resultan miembros del MEM.

En virtud de lo expuesto, y con el fin de ampliar la oferta de generación con energías alternativas, la Secretaría de Energía dictó en fecha 29 de marzo de 2011, la Resolución N° 108 (actualmente derogada por la Resolución 202E/2016 del Ministerio de Energía y Minería), a fin de permitir a los generadores, cogeneradores o autogeneradores de fuentes renovables celebrar Contratos de Abastecimiento al MEM con CAMMESA siempre que se trate de nuevos proyectos o empresas que no hayan estado operando como miembros del MEM a la fecha de vigencia de la resolución. Por su parte, la Secretaría de Energía es la encargada de aprobar cada proyecto celebrado bajo estos términos.

Las cuestiones principales que abarcaba esta resolución eran las siguientes:

- (i) Plazo máximo de los Contratos de Abastecimiento al MEM de 15 años, con la posibilidad de extensión por 18 meses.
- (ii) Precio fijado en Dólares, basado en costos (costos fijos y variables, y costos de financiación) aceptados por la Secretaría de Energía.
- (iii) Los excesos sobre la energía contratada podían ser vendidos en el mercado spot.
- (iv) El precio contractual podía ser ajustado en función de la existencia de cambios sustanciales de los costos declarados y en caso de cambios en los impuestos nacionales o provinciales.
- (v) La Secretaría de Energía debía autorizar los Contratos de Abastecimiento al MEM, en sus aspectos técnicos y comerciales.

Contratos de Compromiso de Abastecimiento al MEM

El 24 de julio de 2008, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 724/08 autorizando la celebración de contratos de compromiso de abastecimiento al MEM con agentes generadores, relacionados con la reparación y/o ampliación de la capacidad de generación de unidades generadoras y/o equipamiento relacionado (los “Contratos de Compromiso de Abastecimiento al MEM”). 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° 406/03. En virtud de los términos de dicha resolución, la Secretaría de Energía 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 repotenciones. Dichos contratos son firmados por los distintos agentes generadores con el MEM representado por 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 Secretaría de Energía, 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 Secretaría de Energía, dicha Resolución N° 724/08 de la Secretaría de Energía, 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 CMMESA bajo dichos Contratos de Compromiso de Abastecimiento al MEM que la prioridad correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

Los Contratos de Compromiso de Abastecimiento al MEM 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.

FONINVEMEM

La Resolución de la Secretaría de Energía N° 406/03 expresó la necesidad de establecer un mecanismo transitorio para la asignación de los escasos recursos del fondo de estabilización, que, según lo expuesto precedentemente, ha sido agotado con motivo de que los precios estacionales se mantuvieron por debajo de los precios spot por un período prolongado.

Los generadores con costos marginales bajos comenzaron a registrar grandes créditos con CMMESA como resultado de la prioridad de pago de la referida Resolución N° 406 establecida para mantener despachadas las unidades de costo elevado con el objeto de cumplir con las demandas del sistema.

La Resolución N° 406 fue modificada por la Resolución SE N° 943/03 que definió los créditos consolidados contra el fondo de estabilización como liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir (“LVFVD”), y estableció que dichas liquidaciones no constituirían créditos vencidos y exigibles, y serían manejadas de manera de que se considerara el retorno del fondo de estabilización por la tenencia de esos recursos.

En 2004, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 712 que crea el FONINVEMEM a ser administrado por CMMESA y con el objetivo de aumentar la capacidad de generación térmica. Posteriormente, la Secretaría de Energía emitió diversas resoluciones durante 2004 y 2005 invitando a los generadores del MEM a aportar en forma voluntaria un porcentaje de sus acreencias frente al MEM por las ventas de energía del período 2004-2006. Los generadores del MEM, que constituyen el 91% del mercado, acordaron compartir con el FONINVEMEM el 65% de sus LVFVD, lo que ha sido asignado a la construcción de dos proyectos de ciclos combinados por un total de 1600 MW.

El objetivo del FONINVEMEM era convertir los créditos impagos de los generadores por la venta de energía eléctrica a partir de enero de 2004 y LVFVD futuras hasta diciembre de 2006 en: (i) participaciones en un proyecto de ciclo combinado, o (ii) títulos de deuda del Gobierno Nacional denominados en Pesos ajustables por los precios de MEM a ser definidos en el futuro y pagaderos a partir del lanzamiento de los proyectos de ciclo combinado financiados por el FONINVEMEM.

Asimismo, el 1 de junio de 2007 la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 564/07 la cual convocaba a los Agentes Privados Acreedores del MEM a manifestar su decisión de participar en el FONINVEMEM 2007, teniendo que optar por una de las siguientes tres alternativas:

- 1) aporte del 50% del total de sus acreencias durante el período comprendido entre enero y diciembre 2007 inclusive, o

- 2) aporte del 50% del total de sus acreencias durante el mencionado período y asumir el compromiso de incrementar su participación en el financiamiento sobre el total del saldo restante a financiar para completar las obras, o
- 3) No participar.

Los proyectos de ciclo combinado fueron instrumentados mediante Resolución SE N° 171/2006 que aprobó los estatutos de las dos empresas, Termoeléctrica José de San Martín S.A. y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. que fueron establecidas para la operación de las dos nuevas centrales. Ambas empresas son los beneficiarios directos de los fideicomisos y sus respectivas centrales al momento del cumplimiento de los términos definidos en el acuerdo definitivo y de los contratos de fideicomiso y condiciones correspondientes.

Los generadores que decidieron participar en los proyectos de ciclo combinado obtuvieron contratos de suministro de energía eléctrica que contaban con una compra mínima garantizada por un plazo de diez años y una participación en el capital de los dos nuevos proyectos. Por otra parte, se les exigía aportar el 65% de sus utilidades (de ser generadores hidroeléctricos) o de sus márgenes variables (de ser generadores térmicos) al FONINVEM, lo cual les sería reintegrado en 120 cuotas o, a elección de cada generador, capitalizado en los nuevos proyectos de energía eléctrica.

En 2007, los generadores de energía eléctrica negociaron con la Secretaría de Energía un nuevo acuerdo, al cual Capex ha adherido, con el objeto de viabilizar el ingreso de nueva generación para cubrir el aumento de la demanda de Energía, determinar un mecanismo para la cancelación de las LVFVD de los generadores 2008-2011 y el reconocimiento de la remuneración global de los generadores que adhieran a dicho acuerdo.

El acuerdo establecía los siguientes compromisos:

- Compromiso de la Secretaría de Energía:
 1. Establecer un nuevo cargo a la demanda (excepto residencial).
 2. Transferir y ceder los recursos provenientes de las cuotas del FONINVEMEM de los generadores del Estado a un fideicomiso para financiar las nuevas obras.
 3. Incrementar la remuneración de la potencia y OyM a quienes cumplan con la disponibilidad objetivo en los siguientes valores:
 1. Potencia CC: 30 \$/MW-hrp
 2. OyM CC con gas: + 4 \$/MWh – no forman parte del CVP (por encima de los 9,37 \$/MWh actuales)
 4. En caso de aumento del precio del gas > 10% o c/6 meses, convocar a los generadores para determinar metodología para no perder el margen.
- Compromisos de los Generadores:
 1. Aceptar el pago de las acreencias 2008-2011 en 120 cuotas (tasa LIBO + 5%) a partir de la habilitación comercial del nuevo proyecto.
 2. Construir el nuevo proyecto.
 3. Efectuar las gestiones de OyM para la mejora de la disponibilidad.
 4. Renunciar a todo reclamo por las Res. SE 240/03 y 406/03 y sus modificaciones y complementarias y demás instrucciones emitidas por la SE entre el año 2003 y el 31 de diciembre de 2011.

Régimen de fomento y promoción de las energías renovables a nivel nacional - Leyes N° 25.019, 26.190 y 27.191 y normativa complementaria.

A partir del año 1998 se han dictado varias leyes específicas tendientes a promover el uso de fuentes renovables, su investigación y desarrollo tecnológico.

Ley N° 25.019

La primera de las normas en fomentar el uso de las energías renovables fue la Ley N° 25.019, promulgada en el año 1998, conocida como “*Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar*”. A los fines de fomento y promoción, esta ley declara de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar, establece la posibilidad de diferir el Impuesto al Valor Agregado (IVA) por 15 años a partir de la promulgación de la ley (19 de octubre de 1998) y otorga estabilidad fiscal por el mismo plazo.

La ley estableció que podrían afectarse recursos del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (creado por el artículo 30 de la Ley N° 15.336, posteriormente modificada por el Marco Regulatorio Eléctrico) para ser destinados a pagar una remuneración promocional de \$ 10 por los MWh que efectivamente fueran generados por sistemas eólicos instalados que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos. Los equipos que fueran instalados gozarían de esta remuneración por un período de 15 años.

Ley N° 26.190

En diciembre de 2006 fue promulgada la Ley N° 26.190 que aprobó el “*Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica*”. Esta ley es complementaria de la Ley N° 25.019 y fue reglamentada por Decreto N° 562/2009 (actualmente derogado).

Como puntos sustanciales, la Ley N° 26.190 incluyó dentro de su ámbito de aplicación a los distintos tipos de energías de fuente renovables no fósiles. Expresamente incluye a la energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, proyectos hidráulicos de hasta 50 MW, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás. Sin perjuicio de ello, el Decreto reglamentario N° 531/2016 estableció que el Ministerio de Energía y Minería podrá disponer, sobre bases técnicamente fundadas, la inclusión de otras fuentes renovables que en el futuro se desarrollen, siempre que sean fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo.

La ley estableció como objetivo (no como obligación) lograr una contribución de energías renovables hasta alcanzar el 8% del consumo nacional de energía eléctrica a partir del 2017.

Adicionalmente, la ley modificó el esquema de remuneración promocional previsto por la Ley N° 25.019. En primer lugar creó el “*Fondo Fiduciario de Energías Renovables*” que estaría compuesto por recursos del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (creado por art. 30 de la Ley N° 15.336, posteriormente modificado por el Marco Regulatorio Eléctrico) y estaría destinado a pagar una remuneración promocional que comprendía a todas las fuentes de energías renovables. Se preveía que dicha remuneración promocional sería de \$ 9/MWh efectivamente generados por energía solar fotovoltaica, mientras que sería de \$ 15/MWh para el resto de las fuentes renovables. Estos valores serían ajustables en función de un coeficiente de adecuación trimestral que debía calcular la Secretaría de Energía. Los equipos a instalarse gozarían de esta remuneración por un período de 15 años.

La ley también estableció una serie de beneficios impositivos promocionales por 10 años a partir de la aprobación del proyecto respectivo, tales como la devolución anticipada del IVA o, alternativamente, la amortización acelerada de los bienes u obras de infraestructura. Asimismo, con relación al Impuesto a la

Ganancia Mínima Presunta, se preveía que los proyectos aprobados no integrarían la base de imposición de este impuesto.

A pesar del dictado de las leyes N° 25.019 y 26.190, el Fondo Fiduciario de Energías Renovables no fue conformado y el régimen de incentivos no fue debidamente reglamentado por lo que los beneficios promocionales previstos en las normas resultaron prácticamente nulos.

Ley N° 27.191

La presente norma dictada en octubre de 2015 modifica el “Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica” creado en 2006 por la Ley N° 26.190. Establece que las metas fijadas por la ley serán alcanzadas en dos etapas: (i) una primera etapa que tiene por objetivo, lograr al 31 de diciembre de 2017 una contribución de las fuentes de energía renovables equivalente al 8% del consumo de energía eléctrica nacional; y, (ii) una segunda etapa que tiene por objetivo lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el 20% del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025.

La nueva ley considera que las fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable son: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, proyectos hidráulicos hasta 50 MW, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles.

La norma crea un Régimen de Inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables. La aplicación de dicho régimen promocional varía según se trate de proyectos iniciados en la Primera Etapa (con principio de ejecución entre el 1° de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2025) o en la Segunda Etapa (principio de ejecución antes del 31 de diciembre de 2025).

Los beneficios promocionales consisten en:

- (i) amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado;
- (ii) exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta respecto de determinados bienes afectados a la actividad;
- (iii) podrán deducirse de las pérdidas los intereses y diferencias de cambio originadas por la financiación del proyecto;
- (iv) exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades;
- (v) otorgamiento de certificado fiscal para el pago del impuesto para los beneficiarios que acrediten un 60% de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil, o el porcentaje menor que acrediten en la medida que demuestren efectivamente la inexistencia de producción nacional, el que en ningún caso podrá ser inferior al 30%. El certificado tendrá un valor equivalente al 20% del componente nacional de las instalaciones electromecánicas (excluida la obra civil) que sea acreditado. El certificado será nominativo y podrá ser cedido a terceros una única vez y podrá ser utilizado para el pago de la totalidad de los montos a abonar en concepto de Impuesto a las Ganancias, Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, Impuesto al Valor Agregado, impuestos internos, en carácter de saldo de declaración jurada y anticipos, cuya recaudación se encuentra a cargo de la AFIP; y
- (vi) exención del pago de derechos de importación de bienes de capital, equipos especiales o partes o elementos componentes de dichos bienes que fueren necesarios para la ejecución del proyecto.

La referida ley también crea un fondo fiduciario público denominado “Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables” (FODER) que tendrá por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos a fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura, en el marco de la referida ley.

El FODER contará con un patrimonio que estará constituido por los siguientes bienes fideicomitidos:

- (i) los recursos provenientes del Tesoro Nacional, los que no podrán ser anualmente inferiores al 50% del ahorro efectivo en combustibles fósiles obtenido en el año previo debido a la incorporación de generación a partir de fuentes renovables;
- (ii) cargos específicos a la demanda de energía que se establezcan;
- (iii) el recupero del capital e intereses de las financiaciones otorgadas;
- (iv) los dividendos o utilidades percibidas por la titularidad de acciones o participaciones en los proyectos elegibles y los ingresos provenientes de su venta; y
- (v) el producido de sus operaciones, la renta, frutos e inversión de los bienes fideicomitidos.
- (vi) los ingresos obtenidos por emisión de valores fiduciarios que emita el fiduciario por cuenta del FODER.

Para el cumplimiento de su objeto el FODER podrá: (i) realizar aportes de capital en sociedades que lleven a cabo los proyectos y suscribir cualquier otro instrumento que permitan financiar proyectos con los destinos previstos en la citada ley; (ii) bonificar puntos porcentuales de la tasa de interés de créditos y títulos valores que otorgue o en los cuales intervengan entidades financieras u otros actores en el rol de proveedores de financiamiento; y (iii) otorgar avales y garantías para respaldar los contratos de compraventa de energía eléctrica a suscribir por CAMMESA. El Ministerio de Energía y Minería determinará los términos y condiciones de los instrumentos y cómo se administrarán y otorgarán las líneas de crédito y avales o garantías previstos en este apartado.

Los GUMEs y las GUMAs que sean clientes de las empresas distribuidoras, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 kW, están obligadas a alcanzar la incorporación mínima del 8% del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de las fuentes renovables, al 31 de diciembre de 2017 y del 20% al 31 de diciembre de 2025. El cumplimiento de estas obligaciones deberá hacerse en forma gradual, de acuerdo con el cronograma previsto en la ley. Los agentes obligados podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de fuentes renovables; a su vez la compra podrá efectuarse directamente al propio generador, a través de una distribuidora, de un comercializador o comprarla directamente a CAMMESA.

Los contratos de suministro no podrán fijar un precio promedio mayor a U\$S 113/MWh comercializado entre las partes. Cumplidos dos años desde la entrada en vigencia de la reglamentación de la presente ley y hasta la finalización de la segunda etapa, el Ministerio de Energía y Minería podrá modificar el precio máximo establecido precedentemente si las condiciones de mercado lo justifican, aplicable para los nuevos contratos que se celebren.

Cabe destacar que la falta de cumplimiento de los objetivos fijados por la referida ley será sancionada con una penalidad equivalente a valorizar los faltantes al costo variable de producción de energía eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los 12 meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento.

En cuanto al despacho eléctrico, la ley establece que la energía eléctrica proveniente de recursos renovables intermitentes tendrá un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada. No será exigencia el respaldo físico de potencia de la autogeneración con energía renovable ni de los contratos de suministro de energía renovable que se celebren en el marco de la ley. El Ministerio de Energía y Minería dispondrá de los mecanismos para asegurar la reserva de potencia asociada a la generación renovable, cuyo costo será soportado por todo el sistema.

Decreto N° 531/2016 reglamentario de Ley N° 27.191

El presente decreto reglamenta los diferentes aspectos de la Ley N° 27.191 para su efectiva aplicación. Para obtener los beneficios impositivos y de financiación que incluye la ley, la empresa titular de un proyecto de generación de energía renovable deberá tramitar ante el Ministerio de Energía y Minería (autoridad de aplicación de la ley) la obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables, para lo cual la autoridad evaluará las características técnicas, económicas y financieras del proyecto. Este certificado será otorgado a los proyectos que reciban mejor calificación por parte de la autoridad y según la disponibilidad de cupo fiscal que informe el Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas.

El decreto reglamenta lo relativo a la utilización de los siguientes beneficios fiscales: (i) devolución anticipada del IVA; (ii) amortización acelerada del impuesto a las ganancias; (iii) compensación de quebrantos con ganancias; (iv) exención del impuesto a la ganancia mínima presunta; (v) deducción de la carga financiera del pasivo financiero; (vi) exención del impuesto sobre la distribución de dividendos y utilidades; (vii) obtención de certificados fiscales para proyectos que acrediten el 60% de componente nacional; y (viii) exención de pago de derechos de importación para bienes destinados a la ejecución del proyecto.

El decreto establece que el FODER estará compuesto por aportes del Tesoro Nacional, ahorros en utilización de combustibles fósiles gracias a la utilización de recursos renovables y cargos específicos al consumo. Para el año 2016 se destinó al FODER la suma de \$ 12.000.000 provenientes del Tesoro Nacional.

El decreto establece los términos y condiciones bajo los cuales los objetivos mínimos de suministro podrán alcanzarse: (i) a través de la celebración de contratos a término; y/o (ii) por autogeneración o por cogeneración; y/o (iii) por participación en el mecanismo de compras conjuntas (licitaciones) que realizará CAMMESA en base a las instrucciones del Ministerio de Energía y Minería.

Mediante Decreto N° 882/16, se estableció para el ejercicio 2016 un cupo fiscal de U\$S 1.700.000.000 para ser asignado a los beneficios promocionales previstos en el artículo 9° de la Ley N° 26.190 y su modificatoria N° 27.191 y en el artículo 14 de la última ley citada.

Mediante Resolución N° 136 del 25 de julio del 2016, el Ministerio de Energía y Minería instruyó a CAMMESA a realizar la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional “Programa RenovAr Ronda 1” para la calificación y eventual adjudicación de ofertas para la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, en aras de aumentar la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz energética del país conforme lo prescripto por las Leyes N° 26.190 y N° 27.191 y el Decreto N° 531/2016.

Mediante Resolución N° 213/2016, el Ministerio de Energía y Minería adjudicó 12 proyectos eólicos que ofertaron bajo el Programa Renovar Ronda 1, por un total de 708 MW, 4 proyectos solares por un total de 400 MW y 6 proyectos de biogás por un total de 6 MW y 5 proyectos hidráulicos por un total de 11 MW.

Mediante Resolución N° 252 del 28 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería instruyó a CAMMESA a convocar a interesados a ofertar en el Proceso de Convocatoria Nacional e Internacional “RenovAr Ronda 1.5” sobre los proyectos presentados y no adjudicados en la Ronda 1 del Programa RenovAr. Por Resolución N° 281E/2016, el Ministerio de Energía y Minería determinó las ofertas que resultaron adjudicadas en el marco de esta Ronda 1.5, resultando adjudicados 10 proyectos eólicos por un total de 765,4 MW y 20 proyectos solares por un total de 516,2 MW.

Esquema remuneratorio: Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 95/2013, 529/2014, 482/2015, 22/2016, 19- E /2017 y normas modificatorias

Con el fin de asegurar el abastecimiento de energía eléctrica a precios razonables, que sean compatibles con el sostenimiento de la competitividad de la economía local y que promuevan un desarrollo sustentable del sector, la Secretaría de Energía dictó con fecha 22 de marzo de 2013 la Resolución N° 95 en virtud de la cual estableció un esquema de remuneración para todos los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM, a excepción de generadores de centrales hidroeléctricas binacionales y nucleares, así como también la potencia y energía eléctrica producida por los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM que ha sido comprometida en el marco de los contratos regulados por la Secretaría de Energía a través de las Resoluciones SE N° 1193 de fecha 7 de octubre de 2005, N° 1281 de fecha 4 de septiembre de 2006, N° 220 de fecha 18 de enero de 2007, N° 1836 de fecha 27 de noviembre de 2007, N° 200 de fecha 16 de marzo de 2009, N° 712 de fecha 9 de octubre de 2009, N° 762 de fecha 5 de noviembre de 2009, N° 208 de fecha 29 de marzo de 2011 y N° 137 de fecha 25 de abril de 2011, la Ley N° 27.191, así como cualquier otro tipo de contrato de abastecimiento de energía eléctrica que tenga un régimen de remuneración diferencial establecido por la Secretaría de Energía.

A partir de la fecha de publicación de la Resolución N° 95, CAMMESA dejó de reconocer los costos asociados a las operaciones derivadas de relaciones contractuales entre los agentes del MEM y sus proveedores de combustibles e insumos asociados al momento que se extingan.

El régimen establecido por tal Resolución regulaba las operaciones económicas que se hubieran celebrado desde febrero de 2013. La aplicación de dicha resolución exigía el envío a CAMMESA por parte de la Secretaría de Energía de la aceptación del desistimiento efectuado por cada agente generador respecto de todo reclamo administrativo y/o judicial que fuere realizado contra el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y/o CAMMESA referente al 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 “Acuerdo del 2008-2011”) y de todo reclamo administrativo y/o judicial relacionado con la Resolución SE N° 406/03.

Tal régimen remunerativo comprendía tres conceptos: (i) remuneración de costos fijos; (ii) remuneración de costos variables y (iii) remuneración adicional, compuesta a su vez por (a) la remuneración adicional generador, liquidada y abonada al generador; y (b) la remuneración adicional fideicomiso, incluida en un fideicomiso destinado a la financiación de nuevos proyectos de infraestructura en el sector eléctrico.

Asimismo, la resolución bajo análisis suspendió transitoriamente la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término e impuso que una vez finalizados los contratos preexistentes al dictado de la misma

sería obligación de los GUs adquirir su demanda de energía eléctrica a CAMMESA, conforme las condiciones que estableciera la Secretaría de Energía a tal efecto.

Con fecha 20 de agosto de 2013, la Secretaría de Energía instrumentó un mecanismo de prioridad de pago mediante el cual CAMMESA distribuía los pagos que percibía directamente de los GUs por su demanda abastecida, entre aquellos generadores alcanzados por la Resolución N° 95/13. Dichos montos serían destinados de manera prioritaria a cubrir la remuneración de los generadores bajo el siguiente esquema: primero, los costos fijos, luego los costos variables y en última instancia la remuneración adicional directa.

Con respecto a la generación de energía eléctrica a través de recursos renovables, la Ley N° 27.191 sancionada el 23 de septiembre de 2015 –modificatoria de la Ley N° 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”– excluyó la aplicación de las regulaciones que limitan la ejecución de contratos del mercado a término.

El 20 de mayo de 2014, la Secretaría de Energía dictó la Resolución 529 a fin de actualizar los cuadros remuneratorios –vigentes a la fecha conforme la Resolución N° 95/13– para todos los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM comprendidos en dicha resolución. Asimismo, incorporó un nuevo esquema de remuneración de mantenimientos no recurrentes para la generación de origen térmico, el cual se determinaría mensualmente y su cálculo sería en función de la energía total generada.

Posteriormente, con fecha 10 de julio de 2015 dicha resolución fue modificada parcialmente por la Resolución SE N° 482 a fin de actualizar los valores de la remuneración contemplada previamente y modificar el cálculo de los cargos variables de transporte aplicables a los generadores hidroeléctricos y renovables, entre otras cuestiones.

El esquema fue luego modificado por la Resolución SEE N° 22/16 que establecía las siguientes remuneraciones:

- Remuneración de Costos Fijos: La remuneración de los costos fijos se determina mensualmente considerando los siguientes precios (aplicables desde febrero de 2016 hasta el 31 de enero de 2017).

Tecnología y escala	Costo Fijo \$/MW-hrp
Unidades TG con Potencia (P) = 50 MW (Chica)	152,3
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	108,8
Unidades TV con Potencia (P) = 100 MW (Chica)	180,9
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	129,2
Unidades CC con Potencia (P) = 150 MW (Chica)	101,2
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	84,3
Unidades HI con Potencia (P) = 50 MW (Renovable)	299,2
Unidades HI con Potencia (P) entre 50 MW y = 120 MW (Chica)	227,5
Unidades HI con Potencia (P) entre 120 MW y = 300 MW (Media)	107,8
Unidades HI con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	59,8
Motores Combustión Interna	180,9
Central Eólica	---
Central Solar Fotovoltaica	---

El cálculo de la remuneración es variable de acuerdo con la Disponibilidad Real (DR), la Disponibilidad Objetivo (DO), la Disponibilidad Histórica Promedio (DHP) y la estación del año. La fórmula define un porcentaje base que será aplicado a la Remuneración de Costos Fijos de acuerdo con los siguientes valores:

Unidades de Ciclo Combinado	Junio – Julio – Agosto Diciembre – Enero– Febrero	Marzo – Abril – Mayo Septiembre – Octubre - Noviembre
DR > 95%	110%	100%
85% < DR = 95%	105%	100%
75% < DR = 85%	85%	85%
DR = 75%	70%	70%

Unidades de Turbina a Vapor - Gas	Junio – Julio – Agosto Diciembre – Enero - Febrero	Marzo – Abril – Mayo Septiembre – Octubre - Noviembre
DR > 90%	110%	100%
80% < DR = 90%	105%	100%
70% < DR = 80%	85%	85%
DR =70%	70%	70%

Motores de Combustión Interna	Junio – Julio – Agosto Diciembre – Enero - Febrero	Marzo – Abril – Mayo Septiembre – Octubre - Noviembre
DR > 90%	110%	100%
80% < DR = 90%	105%	100%
70% < DR = 80%	85%	85%
DR =70%	70%	70%

Al porcentaje base se le adicionará o restará el 50% de la diferencia entre la DR y la DHP de cada generador, con un mínimo del 70% y un máximo del 100% ó 110% según la estación del año.

La Resolución SEE N° 22/2016 estableció un aumento del 20% de la Remuneración de Costos Fijos de los generadores hidroeléctricos que operan y mantienen la infraestructura utilizada para controlar los cursos de agua (tales como represas), sin tener una central hidroeléctrica directamente asociada a ellos.

- **Remuneración de Costos Variables:** La remuneración de los costos variables (no combustibles), la cual reemplazó la remuneración de los costos variables de mantenimiento y otros costos variables no combustibles definidos en la Resolución SE N° 1/03, se determina mensualmente y su cálculo es en función de la energía generada por tipo de combustible.

Tecnología y escala	Gas Natural GN \$/MWh	Líquidos		Carbón Mineral CM \$/MWh
		Hidrocarburos FO/GO \$/MWh	Biocombustible BD \$/MWh	
Unidades TG con Potencia (P) = 50 MW (Chica)	46,3	81,1	154,3	--
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	46,3	81,1	154,3	--
Unidades TV con Potencia (P) = 100 MW (Chica)	46,3	81,1	154,3	139,0
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	46,3	81,1	154,3	139,0

Unidades CC con Potencia (P) = 150 MW (Chica)	46,3	81,1	154,3	--
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	46,3	81,1	154,3	--
Unidades HI con Potencia (P) = 50 MW (Renovable)	36,7			
Unidades HI con Potencia (P) entre 50 MW y = 120 MW (Chica)	36,7			
Unidades HI con Potencia (P) entre 120 MW y = 300 MW (Media)	36,7			
Unidades HI con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	36,7			
Motores Combustión interna	74,1	111,2	148,3	--
Central Eólica	112,0			
Central Solar Fotovoltaica	126,0			
Central a Biomasa/Biogás - Residuos Sólidos Urbanos	Ídem térmico por tecnología y escala para Gas Natural			

La Resolución SEE N° 22/2016 modificó la base de cálculo de la Remuneración de Costos Variables para centrales hidroeléctricas de bombeo. Dicha remuneración considerará tanto la energía generada por la central como la energía consumida para el bombeo.

- **Remuneración Adicional:** La remuneración adicional se determina mensualmente y su cálculo es en función de la energía total generada. La remuneración será liquidada en parte a los agentes generadores relevantes en forma directa, y otra porción de la remuneración será destinada a un fideicomiso para ser reinvertido en la financiación de nuevos proyectos de infraestructura en el sector eléctrico, cuyas especificaciones serán establecidas por la Secretaría de Energía.

Tecnología y escala	Remuneración Adicional	
	Generadores Directa \$/MWh	Fondo \$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) = 50 MW (Chica)	13,7	5,9
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	11,7	7,8
Unidades TV con Potencia (P) = 100 MW (Chica)	13,7	5,9
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	11,7	7,8
Unidades CC con Potencia (P) = 150 MW (Chica)	13,7	5,9
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	11,7	7,8
Unidades HI con Potencia (P) = 50 MW (Renovable)	84,2	14,9
Unidades HI con Potencia (P) entre 50 MW y = 120 MW (Chica)	84,2	14,9
Unidades HI con Potencia (P) entre 120 MW y = 300 MW (Media)	59,4	39,6
Unidades HI con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	54,0	36,0
Motores Combustión Interna	13,7	5,9
Central Eólica	---	---
Central Solar Fotovoltaica	---	---
Central a Biomasa/Biogás - Residuos Sólidos Urbanos	---	---

- Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes: su cálculo es en función de la energía total generada y CAMMESA emite liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, las cuales tienen como único destino el financiamiento de mantenimientos mayores sujetos a aprobación de la Secretaría de Energía. Las empresas deben tener aprobados programas de mantenimientos por la Secretaría de Energía.

Tecnología y escala	Remuneración para Mantenimientos (RPM)
	\$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) = 50 MW (Chica)	45,1
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	45,1
Unidades TV con Potencia (P) = 100 MW (Chica)	45,1
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	45,1
Unidades CC con Potencia (P) = 150 MW (Chica)	39,5
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	39,5
Unidades HI con Potencia (P) = 50 MW (Renovable)	16,0
Unidades HI con Potencia (P) entre 50 MW y = 120 MW (Chica)	16,0
Unidades HI con Potencia (P) entre 120 MW y = 300 MW (Media)	16,0
Unidades HI con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	10,0
Motores Combustión interna	45,1
Central Eólica	
Central Solar Fotovoltaica	
Central a Biomasa/Biogás - Residuos Sólidos Urbanos	---

Conforme a lo dispuesto en la Resolución N° 482/15 y la Resolución N° 22/16, la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes se calcula tomando en cuenta tanto la energía acumulada generada durante el año inmediatamente anterior como la cantidad de veces que arrancan las unidades aplicables, por pedido de CAMMESA.

La suma de los conceptos indicados constituye la remuneración total a recibir por los generadores comprendidos.

Resolución N° 19 – E/2017 – Actualmente vigente

Con fecha 27 de enero de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica, mediante el dictado de la Resolución N° 19 – E/2017, dispuso un mecanismo remuneratorio que valoriza positivamente la mayor exactitud en la declaración de la disponibilidad garantizada de generación eléctrica de fuente convencional. De esta forma se busca adoptar criterios de remuneración con condiciones económicamente razonables, previsibles y eficientes, mediante compromisos a mediano plazo, estableciendo la posibilidad de que sean trasladados a la demanda, dejando sin efecto a partir del 1° de febrero de 2017 el Esquema de Remuneración establecido en la Resolución SEE N° 22/16.

La mencionada resolución dispone que los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM titulares de una central de generación térmica convencional, a excepción de los Agentes Generadores del MEM estatales (incluso aquella parte argentina de entidades binacionales) y de los Agentes Generadores que hayan comprometido energía y/o potencia a través de acuerdos específicos, podrán declarar ofertas de disponibilidad garantizada, junto con las declaraciones estacionales de verano, para

suscribir compromisos (CoDiG) por la potencia y energía de las unidades generadoras instaladas. Las declaraciones de Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO) cubrirán lapsos de 3 años, pudiendo diferenciar los valores en distintos períodos estacionales semestrales. Para el año 2017, excepcionalmente, se habilitarán las DIGO para el semestre invernal.

La Resolución prevé el repago o devolución de los financiamientos para mantenimientos mayores y/o extraordinarios. En estos casos, previa cancelación de los créditos ya devengados, CAMMESA deberá descontar de la liquidación de los créditos que le correspondan hasta 1 U\$S/MWh en cada mes, hasta alcanzar la cancelación de la totalidad del financiamiento.

La Resolución establece un esquema de remuneración denominado en Dólares Estadounidenses y que CAMMESA convertirá los valores denominados en Dólares Estadounidenses al tipo de cambio de referencia de la Comunicación “A” 3500 (Mayorista), correspondiente al último día hábil del mes al que corresponde el documento de transacciones económicas.

Por último, la mencionada Resolución determina también un esquema remuneratorio específico para aquellas centrales que generan energía hidroeléctrica y para aquellas que tienen parada de planta.

A continuación se detalla el esquema de remuneración vigente:

Remuneración de la Generación Térmica Habilitada

1) Generación Térmica

La remuneración a los generadores térmicos habilitados se compone de:

- i) Un pago por potencia disponible mensual, el cual se subdivide en: a) un precio mínimo asociado a Potencia Disponible Real, b) un precio base según cumplimiento de una DIGO y, c) un precio adicional máximo relacionado con el cumplimiento de una Potencia Asignada, recibiendo esta última un adicional en el precio unitario para hacer frente a situaciones de máximo requerimiento.
- ii) Un pago por energía generada y operada, el cual será la suma de la Energía Generada y la Energía Operada, el que podrá ser incrementado en función del cumplimiento de los objetivos de eficiencia térmica.

2) Precio mínimo de la Potencia

Tecnología/Escala	PrecMinPot [U\$S/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	3.050
CC chico P ≤ 150 MW	3.400
TV grande P > 100 MW	4.350
TV chica P ≤ 100 MW	5.700
TG grande P > 50 MW	3.550
TG chica P ≤ 50 MW	4.600
Motores Combustión Interna	5.700

3) Precio Base para la remuneración de la Potencia Garantizada Ofrecida:

Período	PrecBasePot [U\$S/MW – mes]
May 17 – Oct 17	6.000

Nov 17 en adelante	7.000
--------------------	-------

4) Precio Adicional

A fin de incentivar la Disponibilidad Garantizada Ofrecida en los períodos de mayor requerimiento se establece para cada mes un objetivo de generación térmica mensual y se convocará a ofertas de disponibilidad de potencia adicional con precios a ofrecer con tope en el PrecAdicPot.

Período	PrecAdicPot [U\$S/MW – mes]
May 17 – Oct 17	1.000
Nov 17 en adelante	2.000

La DIGO se asocia con el Precio Base, mientras que la DIGO asignada lo hará con el incentivo económico máximo para disponer efectivamente de ambas cuando se prevé el máximo requerimiento de energía.

5) Remuneración por energía generada y operada

i) Energía Generada: los precios variables no combustibles, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora, se establecen en la siguiente tabla:

Tecnología/Escala	Gas Natural [U\$S/MWh]	Hidrocarburos [U\$S/MWh]	Biocombustible [U\$S/MWh]	Carbón Mineral [U\$S/MWh]
TG – Chica	5,0	8,0	11,0	
TG – Grande	5,0	8,0	11,0	
TV – Chica	5,0	8,0	11,0	13,0
TV – Grande	5,0	8,0	11,0	13,0
CC – Chico	5,0	8,0	11,0	
CC – Grande	5,0	8,0	11,0	
Motores de Combustión Interna	7,0	10,0	13,0	

ii) Energía Operada: los generadores recibirán una remuneración mensual por este concepto representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 2,0 U\$S/MWh para cualquier tipo de combustible.

6) Remuneración adicional por incremento de eficiencia

Las unidades generadoras recibirán una remuneración adicional en función del cumplimiento de objetivos de reducción de consumos de combustibles, valorizando dicho incremento de eficiencia en relación con la Valorización del Costo Variable por energía generada.

Trimestralmente se comparará el consumo real con el de referencia para cada máquina y tipo de combustible. La diferencia porcentual se valorizará al Costo Variable (no combustible) correspondiente al del respectivo combustible agregando el de energía operada y se reconocerá como adicional sólo para la energía producida con el combustible producido.

Los valores de referencia serán:

Unidad Generadora	Gas Natural GN	Alternativos FO/GO
	Kcal/kWh	Kcal/kWh
TG	2.400	2.600
TV	2.600	2.600
Motores	2.150	2.300

CC grande (TG > 180 MW)	1.680	1.820
CC resto	1.880	2.000

7) Remuneración de otras Tecnologías de Generación:

La remuneración de la energía generada por centrales que funcionan con fuentes energéticas no convencionales se compone de un Precio Base y otro Precio Adicional, vinculado con la disponibilidad de equipamiento instalado que declaren los agentes con un tiempo de permanencia operativa superior a los 12 meses a contar desde el inicio de la Programación Estacional de verano en que realicen la declaración.

Clasificación	Precio	
	Base [U\$/MWh]	Adicional [U\$/MWh]
Central Eólica	7,5	17,5
Central Solar Fotovoltaica	8,5	18,5
Central a Biomasa/Biogas/RSU	12,0	10,0

Modificaciones recientes en la estructura organizativa del sector eléctrico

Tras la asunción del nuevo presidente, el Gobierno Nacional adoptó una serie de medidas tendientes a recomponer la prestación del servicio eléctrico, entre las que se incluyó el Decreto N° 231/15 que ordenó la transferencia de la Secretaría de Energía –hasta entonces dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios– a la órbita del Ministerio de Energía y Minería. Asimismo, modificó su denominación a “Secretaría de Energía Eléctrica” (“SEE”).

Secretaría de Energía Eléctrica

La SEE es el principal órgano de contralor para el sector eléctrico y tiene por objetivos la participación, ejecución y control de la ejecución de la política nacional en materia de energía eléctrica asistiendo al Ministro de Energía y Minería en el ejercicio de sus atribuciones de autoridad de aplicación del marco regulatorio eléctrico, el análisis del comportamiento del MEM, entre otros.

Consejo Federal de la Energía Eléctrica

El Consejo Federal de la Energía Eléctrica, compuesto por representantes de cada una de las 23 provincias de Argentina y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, asesora a la Secretaría de Energía Eléctrica y al Ministerio de Energía y Minería acerca de las políticas relacionadas con la coordinación y armonización de estas políticas.

De acuerdo con la Ley N° 15.336, el Consejo Federal de la Energía Eléctrica administra el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, el cual se financia con un porcentaje de los ingresos recaudados por CAMMESA por cada MWh vendido en el mercado.

El 60% de los fondos percibidos por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica se reservan para el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales, del cual el Consejo Federal de la Energía Eléctrica distribuye fondos a las provincias que cumplieron con ciertas disposiciones tarifarias específicas. El 40% restante se invierte en el desarrollo de infraestructura de servicios eléctricos en las regiones del interior de la República Argentina.

Ministerio de Energía y Minería

De acuerdo con lo dispuesto en el Decreto N° 13/15, las principales tareas del Ministerio de Energía y Minería (continuador de la Secretaría de Energía) son:

- Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el Poder Ejecutivo Nacional;
- Intervenir en la elaboración y en la ejecución de la política energética nacional;
- Ejercer las funciones de autoridad de aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades de su competencia;
- Entender en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área de su competencia, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de servicios públicos;
- Ejercer, en el ámbito de su competencia, facultades de contralor respecto de aquellos entes u organismos de control de las áreas privatizadas o dadas en concesión en el área de su competencia, así como también hacer cumplir los marcos regulatorios correspondientes, y entender en los regímenes de tarifas, cánones, aranceles y tasas de las mismas, entre otras.

Mediante la Resolución N° 6/16, el Ministerio de Energía y Minería delegó en la Secretaría de Energía Eléctrica las tareas que se encontraban anteriormente en cabeza de la Secretaría de Energía conforme con los artículos 35, 36 y 37 del Marco Regulatorio Eléctrico, las cuales incluyen: la representación del capital accionario estatal en CAMMESA; la definición de las reglas por las que se rige CAMMESA garantizando transparencia y equidad; la determinación de los costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan a empresas de generación y transporte de propiedad total o mayoritaria del Estado mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio; la administración del Fondo de Estabilización.

Asimismo, con fecha 16 de marzo de 2016 el Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución N° 25, delegó en la Secretaría de Energía Eléctrica las siguientes tareas:

- La modificación del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica y el Reglamento de Conexión y Uso del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en los términos de los artículos 12 y 13 del Decreto N° 2.743/92; y la regulación del transporte de energía eléctrica de interconexión internacional conforme con los artículos 6 inciso b) y 7 del Decreto N° 974 de fecha 18 de septiembre de 1997;
- La definición de los módulos de potencia, energía y demás parámetros técnicos que deberán reunirse para la incorporación al MEM de distribuidores y grandes usuarios en los términos del artículo 3° del Decreto N° 186/95 y del artículo 10 del Decreto N° 1.398/92 y la autorización de los ingresos de nuevos actores del MEM;
- El dictado de las normas que establezcan las modalidades de operación y contratación dentro del ámbito al MEM;
- La autorización de la importación y exportación de energía eléctrica;

- La resolución en sede administrativa de los recursos de alzada que se interpongan contra los actos que dicte el ENRE con carácter definitivo y agotando la vía administrativa en los términos del artículo 76 del Marco Regulatorio Eléctrico y su reglamentación aprobada por el Decreto N° 1398/92;
- El ejercicio de las funciones del Ministerio de Energía y Minería dentro del Consejo Federal de la Energía Eléctrica; y
- La administración del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior de acuerdo con las pautas establecidas por la Ley N° 15.336.

La reciente declaración de emergencia eléctrica a nivel nacional

Una de las primeras medidas adoptadas por el actual Gobierno Nacional fue la declaración de emergencia del sector eléctrico nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 mediante el Decreto N° 134, de fecha 16 de diciembre de 2015. Ello fue resuelto en un contexto de atraso en los niveles de inversión de infraestructura en las redes de distribución de energía eléctrica y tras un elevado número de interrupciones del servicio eléctrico, lo cual denotaba un detrimento en la calidad del servicio.

Con el objetivo de asegurar la adecuada calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar su prestación a toda la población del país, el Poder Ejecutivo instruyó al Ministerio de Energía y Minería para que elabore, ponga en vigencia, e implemente un programa de acciones necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional.

Marco regulatorio de la industria del petróleo y gas en la República Argentina

Antecedentes

Desregulación y desmonopolización de la industria argentina del petróleo y gas

Sistema regulatorio de petróleo y gas anterior

En la República Argentina, actualmente la Ley N° 17.319 (la “Ley de Hidrocarburos”), modificada por las leyes N° 26.197 y 27.007, conjuntamente con la normativa que la reglamenta establecen el marco general de la actividad hidrocarburífera. Si bien esta ley permite a la autoridad de aplicación otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación al sector privado, antes de 1990 el panorama era diferente, en tanto no se otorgaban concesiones en virtud de la ley y casi toda la actividad de exploración y producción hidrocarburífera en la República Argentina era desarrollada por el Estado Nacional a través o en representación de YPF. No obstante, antes de 1989, las empresas del sector privado produjeron un volumen de petróleo creciente operando en virtud de contratos de servicio con YPF. Conforme a este sistema, la producción de petróleo crudo, ya sea extraído por YPF o por compañías privadas que operaban bajo contratos de servicio, se entregaba a YPF y la Secretaría de Energía la distribuía en cuotas partes entre las refinerías. Por otra parte, el Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”) establecía los precios oficiales del petróleo crudo y los productos refinados de petróleo en niveles que en muchos casos eran inferiores a los de los precios internacionales.

Desregulación de la industria argentina

En agosto de 1989, el Gobierno Nacional sancionó las Leyes N° 23.696 (la “Ley de Reforma del Estado”) y N° 23.697 (la “Ley de Emergencia Económica”), que dispusieron la desregulación de la economía y la privatización de las empresas estatales argentinas. La Ley de Reforma del Estado otorgó al PEN amplias

facultades para reorganizar dichas empresas y declaró sujetos a privatización ciertos activos estatales y la mayor parte de las empresas del Estado.

Luego de la sanción de la Ley de Reforma del Estado y de la Ley de Emergencia Económica, el PEN emitió una serie de decretos relacionados específicamente con la desregulación de las actividades energéticas. Los Decretos N° 1055/1989, 1212/1989 y 1589/1989 (los “Decretos de Desregulación del Petróleo”), emitidos conforme a la Ley de Reforma del Estado y la Ley de Hidrocarburos, eliminaron las restricciones a las importaciones y exportaciones de petróleo crudo y, con vigencia al 1° de enero de 1991, desregularon la industria nacional del petróleo, incluidos los precios del mismo y productos derivados.

Asimismo, se adoptaron medidas adicionales tendientes a la desregulación y desmonopolización, entre ellas (i) la oferta en virtud de una licitación pública internacional, de concesiones de explotación para ciertas áreas marginales anteriormente operadas por YPF; (ii) la oferta de convenios de asociación con YPF para la exploración y explotación de ciertas grandes áreas productoras en poder de YPF; (iii) la transformación de contratos de servicios de exploración existentes con YPF en permisos de exploración; (iv) la transformación de contratos de servicios de producción existentes con YPF en concesiones de explotación; (v) la eliminación de los precios oficiales para el petróleo crudo y los productos refinados, que entró en vigencia el 1° de enero de 1991; y (vi) la desregulación de los precios de gas en boca de pozo el 1° de enero de 1994.

Privatización de YPF

El 24 de septiembre de 1992 el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 24.145, que dispuso la privatización de YPF (la “Ley de Privatización de YPF”), en virtud de la cual el Gobierno Nacional y los gobiernos provinciales vendieron, en dos ofertas públicas, aproximadamente el 50,5% de las acciones de capital de YPF. Luego de dichas ofertas públicas, la propiedad del capital social de YPF era la siguiente: el 65% se hallaba en poder del público, el 20,3% estaba en poder del Gobierno Nacional, el 4,7% se hallaba en poder de gobiernos provinciales, y el 10% en manos del personal de YPF.

De acuerdo con la Ley de Privatización de YPF y los Decretos de Desregulación del Petróleo, YPF enajenó participaciones en ciertas áreas de producción, áreas productoras de gas, varias refinerías, oleoductos y gasoductos, instalaciones portuarias, equipos de perforación, equipos de relevamiento sísmico, buques cisterna y balsas.

En enero de 1999, Repsol adquirió al Gobierno Nacional el 14,99% del capital social de YPF. En abril de 1999, Repsol realizó una oferta por las restantes acciones de YPF. Como consecuencia de esta oferta, en junio de 1999 Repsol adquirió el 82,5% de las acciones de capital de YPF, convirtiéndose así en titular del 97,5% de las acciones de YPF. Con la fusión de las dos compañías se creó Repsol YPF, una empresa de petróleo y gas integrada y globalizada.

Privatización de Gas del Estado

En junio de 1992, la Ley N° 24.076 (la “Ley del Gas”) estableció las bases para desregular el transporte y la distribución de gas natural en la República Argentina. La Ley del Gas dispuso la venta de los activos de Gas del Estado a empresas privadas, que hasta ese momento centralizaba la prestación del servicio de transporte y distribución de gas en todo el país. A tal fin, se previó el otorgamiento de licencias para operar dichos activos, el establecimiento de un marco regulatorio para el sector y la creación de un ente regulatorio para supervisar a la industria. Conforme a la Ley del Gas, los componentes de transporte y distribución de Gas del Estado se organizaron en dos licenciatarias de transporte y ocho Distribuidoras Locales.

La Ley del Gas creó asimismo el ENARGAS para administrar y aplicar dicha norma y las reglamentaciones pertinentes. La jurisdicción del ENARGAS se extiende al transporte, comercialización, almacenamiento y distribución de gas. Su mandato, conforme a lo establecido en la Ley del Gas, incluye la protección de los consumidores, el estímulo a la competencia en la oferta y demanda de gas, y el aliento de la inversión de largo plazo en la industria del gas.

Las responsabilidades del ENARGAS comprenden: (i) la reglamentación de las tarifas de transporte y distribución; (ii) el asesoramiento al Gobierno Nacional sobre la adjudicación, prórroga y revocación de las licencias; (iii) la prevención de cualquier conducta anticompetitiva o discriminatoria en la industria; y (iv) el mantenimiento de normas técnicas y de seguridad. Desde el 1º enero de 1994, el precio del gas en boca de pozo ha sido desregulado y puede ser libremente negociado entre los productores y compradores (Distribuidoras Locales, grandes consumidores tales como servicios públicos y ciertos usuarios industriales, y revendedores). Si bien como regla general las Distribuidoras Locales pueden trasladar a los consumidores los aumentos en los precios del gas natural en boca de pozo, dichos aumentos de tarifas están sujetos a la aprobación del ENARGAS.

Creación de ENARSA

Adicionalmente, la Ley N° 25.943, sancionada el 20 de octubre de 2004, creó una empresa estatal de energía denominada ENARSA, cuyo objetivo es desarrollar, a través de terceros o a través de uniones transitorias con terceros: (i) estudios, exploración y producción de reservas naturales de hidrocarburos; (ii) el transporte, procesamiento y venta de hidrocarburos y sus subproductos directos e indirectos; (iii) el transporte y distribución de gas natural; y (iv) la generación, transporte, distribución y venta de electricidad. Asimismo, dicha ley otorgó a ENARSA los permisos de exploración respecto de las áreas *offshore* ubicadas dentro de las 12 millas náuticas desde la costa y dentro de la plataforma continental que se encontraban vacantes a dicha fecha.

Estructura actual de la regulación argentina de petróleo y gas

La Ley de Expropiación

Mediante el Decreto N° 530/2012, sancionado el 16 de abril de 2012, el PEN removió a los principales ejecutivos de YPF, designando a un miembro del Gobierno Nacional en el cargo de Interventor de YPF por un período de 30 días.

Tiempo después, el Congreso Nacional promulgó en mayo de 2012 la Ley N° 26.741 (“Ley de Expropiación”), mediante la cual se dispuso la expropiación del 51% de las acciones Clase D de YPF pertenecientes a Repsol YPF S.A. (España), y del 51% de Repsol YPF GAS S.A., representado por el 60% de las acciones Clase A de dicha empresa, pertenecientes a Repsol Butano S.A. (España), sus controlantes o controladas. Asimismo, la Ley de Expropiación declaró de interés público y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos y las actividades vinculadas a la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, facultando al Estado Nacional a tomar las medidas necesarias para el logro de dichos objetivos. También se dispone la prohibición de toda transferencia de acciones sujetas a expropiación posterior, sin autorización del Congreso Nacional con el voto de las dos terceras partes de sus miembros.

Finalmente, en julio de 2012 se dictó el Decreto N° 1.277/2012, que derogó determinados artículos de los Decretos de Desregulación del Petróleo, como también toda aquella normativa que contemplaba la libre

disponibilidad de los hidrocarburos.

La Ley de Expropiación en su Artículo 3 establece los principios que regirán la política hidrocarburífera de la República Argentina, los cuales son: i) La promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones; ii) La conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas; iii) La integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales; iv) La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo; v) La incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo tecnológico en la República Argentina con ese objeto; vi) La promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado; vii) La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos; y viii) La obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

Sumado a esto, el Decreto N° 1.277/2012 reglamentario de la Ley de Expropiación dispuso: (i) el derecho a vender la producción hidrocarburífera en el mercado nacional y en el de exportación; (ii) la libre fijación de precios; y (iii) exenciones de toda eventual obligación, ley y/o restricción relacionada con la importación y exportación de hidrocarburos. Asimismo, las reglamentaciones de la Ley de Expropiación crearon el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en el que se deben registrar todas las empresas que operan en el sector de hidrocarburos de Argentina, como también la ex Comisión de Hidrocarburos, la cual estaba conformada por representantes del gobierno federal (la misma fue disuelta a través del Decreto N° 272/15).

Consideraciones Generales

Ley N° 26.197 (la “Ley Corta”)

La Ley de Hidrocarburos estableció el marco legal básico para la regulación actual de la exploración y explotación de hidrocarburos en la República Argentina.

En principio cabe destacar que luego de la reforma de la Constitución Nacional Argentina adoptada en 1994, en virtud de su Artículo 124, corresponde a las provincias el dominio originario de todos los recursos naturales existentes en sus territorios, entre ellos los hidrocarburíferos.

Siguiendo esta línea argumental, en agosto de 2003 se dictó el Decreto N° 546 por el cual se reconoció a las provincias el derecho a otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos en sus respectivas jurisdicciones, sobre aquellas áreas que reviertan a las provincias, denominadas “en transferencia” y sobre aquellas áreas que se definan en sus planes de exploración y/o explotación por la propia autoridad provincial competente.

El 6 de diciembre de 2006, el Congreso Nacional promulgó la Ley Corta, la cual modificó la Ley de Hidrocarburos y en consonancia con el Artículo 124 de la Constitución Nacional, transfirió a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires la propiedad de todas las reservas de petróleo crudo y gas ubicadas dentro de sus territorios, incluyendo las áreas *offshore* hasta 12 millas marinas desde la línea de la

costa.

De conformidad con la Ley Corta, los permisos de exploración y las concesiones de explotación de gas y petróleo otorgados originalmente por el Estado Nacional fueron transferidos de pleno derecho a los estados provinciales, que continuaron siendo responsables por la supervisión y administración de sus correspondientes recursos hidrocarburíferos. La Ley Corta también dispone que las provincias asuman el pleno ejercicio del dominio y administración de las áreas de hidrocarburos ubicados en sus respectivos territorios. De esta forma, las respectivas provincias se convierten en autoridades de aplicación de la Ley Corta, asumiendo todas las funciones jurisdiccionales anteriormente ejercidas por la Secretaría de Energía en dichas áreas y todas las concesiones de transporte de hidrocarburos entre las provincias asociadas a las concesiones de explotación, o que tengan como destino directo a la exportación.

A pesar de que las contrapartes de los permisos de exploración y titulares de las concesiones de explotación pasen del Estado Nacional a las provincias, el PEN continúa siendo responsable por el diseño de las políticas energéticas a nivel nacional. Sin perjuicio de ello, ciertos gobiernos provinciales han interpretado que las disposiciones de la Ley Corta les permiten dictar su propia reglamentación sobre la exploración y explotación del gas y petróleo en sus territorios.

Ley 27.007

El 31 de octubre de 2014, el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 27.007, la cual resulta ser la última modificación a la Ley de Hidrocarburos, habiendo introducido significativos cambios a dicha ley, principalmente respecto del régimen aplicable a la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, los cuales hasta ese momento no se encontraban regulados, y en cuanto a los períodos de vigencia de los permisos y canon y regalías.

(i) El Artículo 23 dispone como plazo básico para la Exploración Convencional dos períodos de 3 años cada uno, pudiendo prorrogarse por hasta 5 años. De forma tal que la duración máxima del permiso se extendería hasta los 11 años. Respecto de la Exploración con objetivo No Convencional, se fijan dos períodos de 4 años cada uno, y una prórroga de 5 años, por lo que en este caso, el período se extendería hasta los 13 años.

Asimismo, la unidad de exploración tiene una superficie de 100 km cuadrados, abarcando estos permisos áreas cuya superficie no exceda las 100 unidades y 150 unidades para los que se otorguen sobre la plataforma continental.

(ii) Con relación a las concesiones de explotación, el artículo 27 y siguientes disponen los siguientes períodos:

- Explotación convencional: 25 años.
- Explotación no convencional: 35 años, el cual incluye un período de plan piloto de hasta 5 años.
- Explotación en plataforma continental y en mar territorial (*offshore*): 30 años.
- Para todos estos casos, se podrán solicitar prórrogas sucesivas por un plazo de 10 años cada una de ellas.

(iii) El Artículo 57 y siguientes fijan los montos a pagar por adelantado en concepto de canon y regalías por parte del titular de un permiso de exploración o concesión de explotación, por cada kilómetro cuadrado del área cubierta por sus concesiones, conforme a:

- Plazo Básico: Pesos 250 por el primer período y Pesos 1.000 por el segundo período.
- Prórroga: durante el primer año el titular debe pagar por adelantado la suma de Pesos 17.500 por cada kilómetro cuadrado, incrementándose esta suma un 25% por año.
- El importe a pagar durante el segundo período del plazo original y para el período de prórroga puede ser ajustado, compensándolo con el importe efectivamente invertido en la exploración. El límite de esta compensación es del 10% de los derechos a pagar originales, los cuales se deben pagar en todos los casos.
- En cuanto al concesionario de explotación, le corresponde pagar anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado abarcado por el área de Pesos 4.500.

Las regalías hidrocarburíferas se han fijado en un 12% sobre la producción de petróleo crudo o gas natural. Al igual que en el régimen anterior, la tasa puede reducirse en hasta un 5% en casos excepcionales, en los que se tienen en cuenta la productividad, la ubicación y demás particularidades de los yacimientos. En sucesivas prórrogas, la tasa de la regalía original puede incrementarse en un 3% hasta un máximo del 18%.

Contratos vigentes

En la República Argentina está permitida actualmente una variedad de acuerdos contractuales, entre ellos: (i) concesiones de explotación en virtud de la Ley de Hidrocarburos anteriormente otorgadas por el PEN o luego de la Ley Corta por los gobiernos provinciales (a) que fueron resultado de la renegociación de anteriores contratos de servicios de producción o exploración relacionados con áreas que actualmente se hallan en producción, (b) que han sido adjudicados sobre áreas de producción marginal ofrecidas por YPF o (c) que fueron resultado de una declaración de reservas comercialmente recuperables de ciertas superficies comprendidas en un permiso de exploración; (ii) *joint ventures* o uniones transitorias de empresas entre empresas del sector privado para la exploración, desarrollo y explotación de áreas de producción; (iii) contratos de exploración que son básicamente contratos de servicios de riesgo, la mayoría de los cuales han sido transformados en permisos o concesiones de exploración, dependiendo esto de la fase en que se halla el contrato pertinente; (iv) permisos de exploración otorgados luego de la Ley Corta por los gobiernos provinciales; (v) contratos de *joint venture* o unión transitoria de empresas con sociedades estatales de las provincias; y (vi) contratos de servicio con las provincias para la exploración, desarrollo y explotación de áreas marginales que fueron transferidas por YPF a los gobiernos provinciales en virtud del Decreto N° 1.055/89 o sobre nuevas áreas creadas por dichos gobiernos. Los derechos anteriores de YPF sobre áreas de exploración y producción fueron transformados en virtud de la Ley de Privatización de YPF en permisos de exploración y explotación que se rigen por la Ley de Hidrocarburos.

Transporte

El titular de una concesión de explotación también tiene derecho a solicitar y obtener una concesión de transporte para transportar el petróleo y el gas producidos dentro del área de la concesión. El titular de una concesión de transporte tiene derecho a transportar petróleo, gas y productos petrolíferos y a construir y operar oleoductos y gasoductos e instalaciones de almacenamiento y conexas, obras portuarias, viales y férreas y demás instalaciones y accesorios necesarios para el buen funcionamiento del sistema.

Las concesiones de transporte son otorgadas y prorrogadas por los plazos equivalentes a los que se hubieran otorgado para la concesión de explotación vinculada a las concesiones de transporte. Luego de operado el vencimiento de tal plazo, las instalaciones pasan al dominio del Estado nacional o provincial según su caso.

Si bien el titular de una concesión de transporte está obligado a transportar hidrocarburos en forma no discriminatoria en beneficio de terceros sin discriminación de personas a cambio de un arancel igual, esta

obligación se aplica a los productores de petróleo y gas solamente en la medida en que dicho titular de la concesión cuente con capacidad excedente disponible, y está expresamente subordinada a los requerimientos de transporte del titular de la concesión. Las tarifas de transporte del petróleo están sujetas a la aprobación de la Secretaría de Energía, y las tarifas de transporte de gas a la aprobación del ENARGAS.

Regulación actual del mercado del gas

Tal como se ha señalado, el servicio público de distribución y el de transporte de gas natural se encuentran regulados en la Ley del Gas. La Ley del Gas tiene como finalidad, entre otras, (i) proteger los intereses del público consumidor de gas, (ii) promover mercados competitivos, (iii) regular la venta, transporte y distribución del gas natural, (iv) asegurar una producción suficiente para satisfacer las necesidades internas, (v) establecer un régimen tarifario equitativo congruente con las normas internacionales vigentes en países con condiciones similares de mercado, (vi) asegurar las inversiones a largo plazo y (vii) promover la protección del medio y el eficaz transporte, almacenamiento, suministro y uso del gas natural. A fin de alcanzar dichos objetivos la Ley del Gas establece que una sociedad distribuidora de gas natural no debe hacer diferencias entre los clientes y debe ofrecer acceso abierto a todos los usuarios a cualquier capacidad disponible en el sistema de distribución.

Además, la Ley del Gas prohíbe a las empresas de transporte comprar o vender gas natural, e impide que (i) los productores, almacenadores, distribuidores o consumidores que contraten directamente con los productores de gas natural tengan una participación controlante (conforme con el artículo 33 de la Ley General de Sociedades) en una sociedad transportadora, (ii) los productores, almacenadores y transportadores de gas natural tengan una participación controlante en una sociedad distribuidora, (iii) los consumidores que compren gas natural directamente de los productores tengan una participación controlante en una empresa distribuidora en el área geográfica donde se encuentren y (iv) los comercializadores tengan una participación controlante en las sociedades transportadoras o distribuidoras. Las prohibiciones mencionadas se extienden a las sociedades controladas por, controlantes de o sujetas a control común de aquellas que se encuentren alcanzadas por la prohibición.

El sector gasífero ha sufrido importantes cambios a partir de la entrada en vigencia de los Decretos N° 180/04 y 181/04 del PEN en el mes de febrero de 2004. En virtud de estas normas se dispuso: (i) la creación de un fondo fiduciario para obras de expansión de los sistemas de transporte y distribución de gas natural; (ii) la creación del Mercado Electrónico de Gas (“MEG”), a fin de transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del gas natural y generar un centro de transacciones de modalidad spot; (iii) la adopción de medidas para mejorar la eficiencia en la industria del gas, tales como la sustitución de las Condiciones Especiales Gran Usuario – Transporte ID y Gran Usuario Transporte IT y la incorporación de las Condiciones Especiales Gas Natural Comprimido – Venta Firme y Gas Natural Comprimido – Venta interrumpible; (iv) la aprobación de un “mecanismo de cortes” a ser aplicado por las empresas distribuidoras de gas en caso de que se observen restricciones en el sistema; (v) facultar a la Secretaría de Energía para establecer las categorías de usuarios que, a partir de la fecha que aquélla disponga, no podrán adquirir el gas natural mediante acuerdos celebrados con las distribuidoras, debiendo comprarlo directamente a los productores y comercializadores; y (vi) facultar a la Secretaría de Energía para acordar con los productores un esquema de normalización del precio del gas destinado a las prestadoras del servicio de distribución de gas y a los usuarios que comiencen a adquirir el gas directamente de los productores y comercializadores.

Mediante la Resolución N° 208/04 del Ministerio de Planificación, de abril de 2004, se homologó el Acuerdo para la Implementación de los Precios del Gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte referido en el Decreto N° 181/04. Este Acuerdo venció el 31 de diciembre de 2006 y la mayoría de los

productores de gas natural y la Secretaría de Energía celebraron un nuevo acuerdo a cinco años, el Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011. Este Acuerdo (confirmado por Resolución N° 599/07 de la Secretaría de Energía) estableció los volúmenes a distribuir por cada productor a sus clientes (empresas distribuidoras, industrias, generación eléctrica, comercio, demanda residencial y exportación de gas natural). Los productores están autorizados solamente a exportar volúmenes que superen la demanda local total. La Secretaría de Energía tiene derecho a aprobar el precio del gas natural en virtud de este contrato.

Posteriormente, ante la situación de crisis del sector energético, la Secretaría de Energía, mediante su Resolución S.E N° 459/07 del 12 de julio de 2007, creó el “Programa de Energía Total”, que fue diseñado para reducir la escasez de gas y electricidad durante el invierno argentino de 2007. El programa alentaba a los usuarios industriales a reemplazar el uso de gas natural y electricidad con gasoil, fuel oil y gas licuado de petróleo. En relación con el programa, el gobierno argentino asignó aproximadamente U\$S310 millones para compensar el mayor costo de los combustibles de sustitución. La vigencia del programa fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2008 por la Resolución N° 121 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

En la misma línea, el 6 de marzo de 2008, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 24, creando el programa denominado como “Gas Plus” como un incentivo para la producción de gas natural. Basados en este nuevo plan, los productores pueden desarrollar y presentar ante la Secretaría de Energía proyectos que apunten a incrementar la producción y resulten en un crecimiento de las reservas como consecuencia de las inversiones consistentes en nuevas explotaciones en áreas: (i) que no estén previamente explotadas; (ii) que estén actualmente explotadas y tengan características geológicas especiales (v.gr. Tight Gas) y/o; (iii) que no hayan producido gas desde 2004 o que actualmente estén siendo explotadas y en la que nuevos yacimientos fueran descubiertos luego de la sanción de la Resolución N° 24. Dichos proyectos deben ser aprobados por la Secretaría de Energía y el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. El gas natural comercializado bajo el programa Gas Plus solamente podrá ser vendido en el mercado interno. El precio comercial del gas producido de conformidad con estos proyectos incluye costos asociados y una rentabilidad razonable, y no será alcanzado por los términos previstos en el Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011.

En el caso particular, a través de la Resolución N° 905/2010, la Secretaría de Energía aprobó el proyecto ingresado por Capex, en el marco de lo establecido en la Resolución N° 24/2008, denominado “Gas Plus Área Agua del Cajón – Yacimiento El Salitral - Zona El Triángulo - Tight Gas Proyecto Nro. 2” a desarrollar en la concesión de explotación Agua del Cajón ubicada en la Provincia del Neuquén. En virtud de dicha aprobación, el ochenta y cinco (85%) de la producción de gas natural que se obtenga del mismo se regirá por las reglas del Programa Gas Plus, debiéndose destinar el quince por ciento (15%) restante a cubrir los defectos de inyección derivados del incumplimiento de los compromisos asumidos en el marco del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011.

En el mes de febrero de 2013, la Comisión de Hidrocarburos publicó la Resolución N° 1/2013. La misma creó el Programa de Estímulo al Gas Natural cuyo objetivo era el de evaluar y aprobar proyectos que contribuyesen con el autoabastecimiento nacional de hidrocarburos, a través del aumento en la producción e inyección de gas en el mercado nacional, como así proyectos que generen mayores niveles de actividad, inversión y empleo en el sector.

En noviembre de 2013 la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas dictó la Res 60/13 (posteriormente modificada mediante las Resoluciones N° 22/2014 y N° 139/2014) que creó un nuevo "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas de Inyección Reducida" al cual podían solicitar la adhesión empresas que habían tenido una

inyección promedio menor a 3,5 millones de m³/día. La solicitud de adhesión a dicho programa debía ser aprobada por dicha comisión. En líneas generales el mismo establece un esquema de compensaciones a pagar sobre los precios de Gas Natural que se aplica en forma escalonada y progresiva dependiendo de la producción excedente de cada empresa por sobre su inyección base ajustada (inyección base = inyección del período julio a diciembre/13). Los valores de las compensaciones varían desde U\$S 4/MMBTU hasta U\$S 7,5/MMBTU dependiendo de la inyección que se encuentre por sobre el promedio de la inyección base. El Estado Nacional abona estas compensaciones en forma trimestral y en pesos. Las empresas que ingresen al mencionado programa asumen el compromiso de inyectar como mínimo la inyección base ajustada o abonar al Estado Nacional el precio de importación del volumen faltante que se calcula en base al precio de importación de gas natural licuado durante los seis meses anteriores. Este programa tendrá una vigencia de 4 años con posibilidad de un año de prórroga sujeto a la autorización de la Comisión. Las empresas podían solicitar la adhesión al Programa hasta el 31 de marzo de 2014.

El 20 de mayo de 2016, a través del Decreto N° 704/16, se autorizó la emisión de bonos denominados en Dólares emitidos por el Gobierno Argentino, BONAR 2020, para cancelar las deudas pendientes en el marco del Programa de Estímulo al Gas Natural y del Programa de Estímulo al Gas Natural para Empresas de Inyección Reducida al 31 de diciembre de 2015. Este decreto establece ciertas restricciones sobre la transferibilidad de dichos bonos hasta diciembre de 2017 y exige se presente cierta información con frecuencia mensual.

En abril de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 41/2016 en virtud de la cual se establecieron los nuevos precios en punto de ingreso al sistema de transporte para el gas natural, para cada cuenca de origen, fijándose así un precio de \$5,53 para la cuenca neuquina para la adquisición de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el ámbito del MEM o, en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad.

Posteriormente, el 10 de octubre de 2016 el Ministerio de Energía y Minería a través de la Resolución N° 212/E2016 actualizó los nuevos cuadros tarifarios del servicio de gas natural. Para ello, se instruyó al ENARGAS a que, sobre la base de la situación económico-financiera de las empresas licenciatarias y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral, aplique una adecuación de las tarifas de transición vigentes de los Servicios Públicos de Transporte y Distribución de Gas Natural. En tal sentido, el ENARGAS publicó una serie de resoluciones a través de las cuales detalla los cuadros tarifarios para las distintas empresas transportistas y distribuidoras de gas natural.

El 15 de febrero de 2017, el Ministerio de Energía y Minería a través de la Resolución 29-E/2017 citó a una audiencia pública el 10 de marzo de 2017 a fin de actualizar las tarifas aplicables. Entre el 30 de marzo y el 4 de abril de 2017, ENARGAS emitió las resoluciones correspondientes actualizando las tarifas aplicables a las compañías licenciatarias tanto para el transporte público de gas natural como para los segmentos de distribución. El nuevo esquema tarifario será aplicado gradualmente del siguiente modo: un 30% al 1° de abril de 2017, un 40% el 1° de diciembre de 2017 y un 30% al 1° de abril de 2018.

Restricciones a las exportaciones de gas natural.

De acuerdo al Decreto N° 893/16, modificatorio de la Ley del Gas, se establece que la exportación de gas se encuentra sujeta a la autorización de la Secretaría de Energía, la cual será concedida si la provisión interna no es afectada por ello. En uso de sus facultades, la Secretaría de Energía emitió en 2004 la Resolución N° 265/04, imponiendo límites a las exportaciones de gas natural, con la intención de asegurar el adecuado abastecimiento del mercado local y regular sus consecuencias sobre los precios mayoristas de la electricidad. Entre las medidas adoptadas estaban:

- la suspensión de todas las exportaciones de excedentes de gas natural,
- la suspensión de las aprobaciones automáticas de solicitudes de exportación de gas natural,
- la suspensión de todas las solicitudes de nuevas autorizaciones para exportar gas natural presentadas o a ser presentadas ante la Secretaría de Energía, y
- autorización a la Subsecretaría de Combustibles para crear un programa de racionalización de las exportaciones de gas y de la capacidad de transporte.

En marzo de 2004, la Subsecretaría de Combustibles emitió la Disposición N° 27/04, estableciendo el programa de racionalización de las exportaciones de gas y de la capacidad de transporte. Entre otras cosas, la referida Disposición estableció un límite a las autorizaciones de exportación de gas natural, las cuales, en ausencia de autorización expresa de la Subsecretaría de Combustibles, no podían ser ejecutadas por volúmenes que excedieran las exportaciones registradas durante el año 2003.

En junio de 2004, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 659/04, la cual estableció un nuevo programa para asegurar el abastecimiento de gas natural al mercado local (que sustituye al programa creado por la referida Disposición N° 27/04). Bajo dicha Resolución (modificada por la Resolución N° 1.681/04 de la Secretaría de Energía), las exportaciones de gas natural podían ser reducidas debido a escasez de gas natural en el mercado local, requiriéndose a los productores exportadores que entregaran al mercado local volúmenes adicionales de gas natural más allá de aquellos que esos productores se hubieren comprometido contractualmente a suministrar. La exportación de gas natural bajo los actuales permisos de exportación está condicionada al cumplimiento de requerimientos de inyección adicional impuestos a los productores exportadores por las autoridades gubernamentales.

Este programa fue nuevamente modificado y complementado por la Resolución N° 752/05 emitida por la Secretaría de Energía en mayo de 2005, que redujo aún más la capacidad de los productores de exportar gas natural y creó un mecanismo bajo el cual la Secretaría de Energía puede requerir a los productores exportadores que suministren volúmenes adicionales a los consumidores domésticos durante un período estacional (la “Inyección Adicional Permanente”), volúmenes de gas natural que tampoco están contractualmente comprometidos por los productores exportadores.

La Resolución N° 752/05 de la Secretaría de Energía también establece (i) un mercado especial, abierto y anónimo, para que las estaciones de expendio de gas natural comprimido realicen sus adquisiciones de gas natural en condiciones de mercado reguladas, y cuya demanda esté garantizada por la Secretaría de Energía a través de la Inyección Adicional Permanente requerida a los productores exportadores y (ii) un mecanismo de ofertas irrevocables estandarizadas para que los generadores de electricidad y los usuarios industriales y comerciales obtengan un suministro de gas natural, y cuya demanda se encuentre garantizada por la Secretaría de Energía a través de la imposición de Inyección Adicional Permanente mencionada anteriormente.

En virtud del procedimiento de ofertas irrevocables estandarizadas, que opera en el MEG, cualquier consumidor directo puede ofertar para la compra de gas natural a término al precio promedio del gas natural de exportación neto de retenciones por cuenca. El volumen necesario para satisfacer las ofertas irrevocables estandarizadas que no hubieren sido satisfechas, se requerirá como Inyección Adicional Permanente hasta el final del período estacional durante el cual se hubieran efectuado las ofertas no satisfechas (octubre-abril

o mayo-septiembre). Esa Inyección Adicional Permanente es requerida a los productores que exportan gas y que inyectan gas natural desde las cuencas que pueden abastecer las ofertas irrevocables estandarizadas no satisfechas. La Resolución N° 1886/2006 de la Secretaría de Energía, publicada el 4 de enero de 2007, prorrogó la vigencia de este mecanismo de ofertas irrevocables estandarizadas hasta el año 2016, y facultó a la Subsecretaría de Combustibles a suspender su vigencia cuando esté satisfecha la demanda doméstica de gas natural ya sea mediante regulaciones, acuerdos o debido al descubrimiento de reservas.

Mediante la Resolución N° 1329/06 de la Secretaría de Energía, posteriormente complementada por la Nota N° 1011/07 de la Subsecretaría de Combustibles, la Secretaría de Energía forzó a los productores a dar primera prioridad en sus inyecciones de gas natural a los gasoductos a determinados consumidores preferenciales y obligó a las compañías transportadoras a que garanticen esas prioridades a través de la asignación de la capacidad de transporte. En términos generales, estas regulaciones subordinan todas las exportaciones de gas natural a la entrega previa de volúmenes de gas natural suficientes para satisfacer la demanda local.

Fondo Fiduciario para la Importación de Gas Natural

El 3 de diciembre de 2008, el PEN promulgó el Decreto N° 2.067 por el que creó un fondo fiduciario para respaldar las importaciones de gas natural y la adquisición de gas requerido para satisfacer la demanda local. Según esta regulación, el fondo fiduciario está integrado con fondos provenientes de: (i) un cargo tarifario pagadero por (a) los usuarios del servicio de transporte y/o distribución de gas, (b) los consumidores que reciben gas directamente de los productores de gas sin utilizar el sistema de transporte o distribución y (c) las compañías que procesan gas natural; (ii) los fondos provenientes de ciertos contratos especiales de préstamo celebrados entre entidades u organizaciones nacionales e internacionales; y (iii) aportes específicos realizados por los integrantes del sector (es decir, productores, transportistas, distribuidores, otros).

El 14 de noviembre de 2011, la Resolución N° 1.982/2011 del ENARGAS aumentó el monto a ser recibido por el fondo fiduciario creado en virtud del Decreto N° 2.067/08 a partir de diciembre de 2011, y expandió la base de clientes alcanzada.

Mediante Resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 28/2016 de fecha 28/03/16 y modificatorias, se estableció un nuevo esquema de precios del gas natural y se dejaron sin efecto los actos del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, emitidos en el marco del artículo 6° del Decreto 2067/08 que autorizaba a dicho organismo a fijar el valor de los cargos tarifarios destinados a integrar el fondo y a ajustarlos. Asimismo, se fijaron los criterios de elegibilidad para ser beneficiario de la tarifa social, los cuales han sido modificados a su vez por distintas resoluciones.

Programa Petróleo Plus y Refinación Plus

El 25 de noviembre de 2008, el Gobierno Nacional emitió el Decreto N° 2014/2008 en virtud del cual fueron creados los programas de “Petróleo Plus” y “Refinación Plus”, destinados a incentivar la producción y la incorporación de reservas de petróleo y la producción de diferentes tipos de combustibles, respectivamente, a través del otorgamiento de certificados de crédito fiscal transferibles y aplicables al pago de derechos de exportación de petróleo crudo, gas natural y sus derivados.

Asimismo, en virtud de dicho Decreto, aquellas obras que realicen las empresas productoras de hidrocarburos para (i) la exploración y explotación de nuevos yacimientos de petróleo, (ii) el aumento de la capacidad de producción, y (iii) la incorporación de nuevas tecnologías para la explotación y desarrollo de yacimientos existentes, podrán ser consideradas como “Obra de Infraestructura Crítica” en los términos de

la Ley N° 26.360, lo cual habilita a dichas empresas a obtener la devolución anticipada del impuesto al valor agregado (“IVA”) correspondiente a los bienes u obras de infraestructura incluidos en el proyecto de inversión propuesto o, alternativamente, practicar la amortización acelerada de los mismos en la determinación del correspondiente impuesto a las ganancias.

El Decreto N° 2014/2008 ha sido reglamentado por la Resolución N° 1312/2008 de la Secretaría de Energía, de fecha 1° de diciembre de 2008, la cual define y cuantifica los incentivos a ser otorgados en el marco de los programas de “Petróleo Plus” y “Refinación Plus”, según variables tales como el precio internacional del petróleo, los volúmenes de producción y los ratios de recuperación de reservas hidrocarburíferas. En tal sentido, de acuerdo con lo previsto bajo dicha resolución, el otorgamiento de certificados de crédito fiscal en el marco del programa de Petrónimo Plus se encuentra sujeto a la verificación de un incremento en la producción de hidrocarburos y/o en la incorporación de nuevas reservas probadas de hidrocarburos, mientras que su otorgamiento en el marco del programa de Refinación Plus depende de la existencia de proyectos para instalar nuevas unidades de refinación, o bien ampliar aquéllas ya existentes.

En 2012, el Estado Nacional anunció la suspensión de sus programas Petrónimo Plus y Refinación Plus, en función de cambios en las condiciones de mercado en virtud de las cuales se establecieron estos programas en 2008. El 13 de julio de 2015, el Gobierno Argentino, a través del Decreto N° 1.330/2015, declaró la finalización del programa “Petrónimo Plus”, estableciendo una compensación en títulos públicos de Argentina (BONAR 2018 y BONAR 2024) para los créditos fiscales devengados no pagados en virtud de dicho programa.

Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales

Con fecha 2 de marzo de 2017, el Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución N° 46-E/2017, mediante la cual crea el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”, destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina. Este programa tendrá vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial y hasta el 31 de diciembre de 2021. Asimismo, podrán adherirse las empresas que tengan derecho a producción de gas no convencional proveniente de concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina, las que deberán estar inscriptas en el Registro Nacional de Empresas Petroleras. Estas deberán además contar con un plan de inversión específico aprobado por la autoridad de aplicación provincial y con la conformidad de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos para ser incluidas en el programa aquí descripto.

La compensación se calcula sobre la producción de gas no convencional a ser comercializado, esto es, el gas natural acondicionado en condición comercial, excluyendo los consumos internos en yacimiento y teniendo en cuenta la diferencia entre el precio efectivo (precio promedio ponderado de las ventas de gas natural de cada empresa al mercado interno) y el precio mínimo.

El precio mínimo será:

- (i) 7,50 U\$S/MMbtu para el año calendario 2018,
- (ii) 7,00 U\$S/MMbtu para el año calendario 2019,
- (iii) 6,50 U\$S/MMbtu para el año calendario 2020, y
- (iv) 6,00 U\$S/MMbtu para el año calendario 2021.

El pago de la primera compensación bajo el programa se efectuará el mes posterior a aquél en que se efectúe la solicitud o el mes de enero de 2018, lo que sea posterior. Sin perjuicio de ello, aquellas empresas participantes del "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas de Inyección Reducida", creado por la Resolución N° 60/13 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburífera, que adhieran a este programa, podrán recibir

compensaciones, de corresponder, a partir del mes siguiente al mes en que se presente la solicitud de inclusión de la empresa al programa. A los efectos de las compensaciones correspondientes al año 2017, se utilizará como precio mínimo el establecido en el programa para el año 2018.

La Emisora produce gas no convencional y se encuentra inscrita en el Programa de Estímulo (Resolución N° 60/13) mencionado en el párrafo anterior, por lo que estaría en condiciones de solicitar la adhesión al nuevo programa, para lo cual tiene la intención de realizar las presentaciones correspondientes ante la autoridad de aplicación

Régimen del GLP

Con anterioridad a la sanción de la Ley N° 26.020, el 8 de abril de 2005 el mercado argentino de GLP estaba regulado por la Ley de Hidrocarburos y las reglamentaciones emitidas por la Subsecretaría de Combustibles. En virtud de las Resoluciones N° 49/01 y N° 52/01, la ex-Secretaría de Energía era responsable de exigir el cumplimiento de las normas y reglamentaciones aplicables a la industria del GLP y la Dirección de Gas Licuado de Petróleo, dependiente de la Dirección Nacional de Refinación y Comercialización, que reporta a su vez a la Subsecretaría de Combustibles con la responsabilidad de supervisar y auditar la industria.

El marco regulatorio de la industria y comercialización del GLP ha sido aprobado por el Congreso de la Nación mediante la Ley N° 26.020. Dicho marco regulatorio tiene por objetivo esencial asegurar el suministro regular, confiable y económico de GLP a sectores sociales residenciales de escasos recursos que no cuenten con servicio de gas natural por redes. Asimismo, se ha fijado una política general en la materia, estableciendo objetivos precisos para la regulación de la industria y comercialización de GLP, todos ellos tendientes a mejorar la competitividad del mercado y ampliar el desarrollo de la industria del GLP, incentivando la eficiencia del sector y garantizando la seguridad en la totalidad de las etapas de la actividad, con una adecuada protección de los derechos de los usuarios, sobre todo en la fijación de los precios.

La Ley N° 26.020 alcanza a la totalidad de la cadena productiva del GLP, es decir a las actividades de producción, fraccionamiento, transporte, almacenaje, distribución, servicios de puerto y comercialización de GLP en todo el territorio de la Argentina.

Es importante destacar que el artículo 6° de la Ley N° 26.020 ha consagrado el libre acceso a la industria y comercialización del GLP, es decir que las actividades antes mencionadas podrán ser ejercidas libremente de acuerdo con la ley, debiendo propender a la competencia, la no discriminación, el libre acceso, la asignación eficiente de recursos, la seguridad pública y la preservación del medio ambiente, siempre con sujeción a las disposiciones generales allí previstas y las normas reglamentarias que se dicten en consecuencia, las que serán analizadas a continuación.

Respecto de la regulación propia de la actividad de producción, cabe destacar que el artículo 11 de la Ley N° 26.020 ha consagrado la libertad de la actividad de producción, es decir, que la producción de GLP bajo cualquiera de sus formas o alternativas técnicas es libre: se podrá disponer la apertura de nuevas plantas o la ampliación de las existentes sin otro requisito que el cumplimiento de la Ley N° 26.020, su reglamentación y las normas técnicas pertinentes.

Asimismo, la Ley N° 26.020 autoriza la libre importación de GLP sin otro requisito que el cumplimiento de dicha ley y sus normas reglamentarias y complementarias, y sin necesidad de autorización previa. Por lo contrario, la exportación de GLP solamente será libre una vez garantizado el volumen de abastecimiento interno, debiendo en cada caso mediar autorización del Poder Ejecutivo Nacional.

La Resolución N° 168/05 establece que quienes deseen realizar operaciones de exportación deben registrarse ante la Dirección de Gas licuado de Petróleo, dependiente de la Subsecretaría de Combustibles, para su aprobación, y los interesados en exportar GLP deberán demostrar que la demanda de toda la cadena comercial está debidamente satisfecha mediante el mecanismo establecido en la Resolución mencionada.

La Resolución N° 792/2005 de la ex-Secretaría de Energía establece dos períodos estacionales (invierno y verano) y fija precios de referencia para cada período. Asimismo, divide al país en tres áreas geográficas: Norte, Centro y Sur, en las que se aplican estos precios, conforme se describe precedentemente. Asimismo, se aprobó la metodología de cálculo del precio de paridad de exportación y un precio exclusivo que sólo se aplica a los minoristas, calculado en base al promedio de sus compras durante los últimos 24 meses. Mediante Resolución N° 36/2015 del 16 de marzo de 2015, la ex-Secretaría de Energía readecuó la metodología de cálculo de dichos precios debido a la caída de los precios internacionales del GLP.

Régimen Impositivo

Los titulares de permisos de exploración y concesiones de producción están sujetos a impuestos federales, provinciales y municipales y a los derechos de importación vigentes. La Ley de Hidrocarburos exime a dichos titulares –durante la vigencia del permiso o concesión– del pago de nuevos impuestos y de aumentos en las alícuotas a nivel provincial y municipal, con excepción de las tasas retributivas de servicios y de las contribuciones de mejoras o incrementos generales de impuestos.

De conformidad con los artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de exploración y concesiones de producción deberán pagar un canon anual por metro cuadrado de superficie que varía según cada etapa operativa, es decir, exploración o producción, y, en el caso de exploración, según el período del permiso pertinente. El 17 de octubre de 2007 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina el Decreto N° 1454/07 del Poder Ejecutivo que dispuso un incremento significativo del canon por metro cuadrado de superficie de exploración y producción expresado en Pesos pagadero a las diferentes jurisdicciones en donde se encuentran los yacimientos. Véase “*Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y Gas en la República Argentina - Exploración y Producción*”.

Además, la “utilidad neta” (tal como se define dicho término en la Ley de Hidrocarburos) que obtengan los titulares de permisos o concesiones en el ejercicio de su actividad como permisionarios o concesionarios estará sujeta a un impuesto especial a la renta del 55%, el cual, sin perjuicio de haber sido creado en 1967 con la Ley de Hidrocarburos y reglamentado por el Decreto 6815/1969, hasta la fecha del presente nunca ha sido aplicado. Los permisos y concesiones otorgados a otras entidades disponen que los titulares están sujetos al régimen fiscal general argentino y según un decreto del Poder Ejecutivo, también Capex está sujeta a este régimen fiscal general.

A partir de la implementación de precios de mercado de productos petrolíferos en relación con la desregulación de la industria petrolera, la Ley N° 23.966 creó un impuesto sobre la transferencia de ciertos tipos de combustibles, calculado en base al volumen, que reemplazó al régimen anterior que se basaba en el precio regulado. Posteriormente, la Ley N° 25.745 y sus modificatorias modificaron el mecanismo de cálculo del impuesto reemplazando el antiguo sistema basado en un valor fijo por litro según el tipo de combustible por un porcentaje aplicable sobre el precio de venta, manteniendo el valor fijo como impuesto mínimo.

Retenciones a la Exportación

En el año 2002, el Gobierno Nacional dictó el Decreto N° 310/02 en virtud del cual comenzó a aplicar

retenciones a la exportación de hidrocarburos. La alícuota de la retención a la exportación del petróleo crudo se incrementó al 20% al igual que la correspondiente al butano, metano y GLP y la correspondiente a la gasolina y diésel fuel que aumentó al 5%. En mayo de 2004, la Resolución N° 337/04 del Ministerio de Economía y Producción aumentó la alícuota de la retención a la exportación del crudo al 25%. Estas alícuotas se incrementaron nuevamente en el año 2004, mediante la Resolución N° 532/04 del Ministerio de Economía y Producción, que estableció un régimen de retenciones móviles aplicables al petróleo crudo, con alícuotas que van del 25% al 45%, según el precio de referencia WTI a la fecha de exportación. Además, en mayo de 2004, en virtud del Decreto N° 645/04 del Poder Ejecutivo, se establecieron derechos de exportación de gas natural y líquidos de gas natural a una alícuota del 20%. En julio de 2006, mediante Resolución N°534/06 del Ministerio de Economía y Producción, se incrementaron nuevamente los derechos de exportación de gas natural aplicándose una alícuota del 45%. Asimismo, el referido Ministerio impartió instrucciones a la Dirección General de Aduanas para que aplique el precio establecido en el Convenio Marco celebrado entre la República Argentina y la República de Bolivia como precio base para la aplicación de la nueva alícuota, independientemente del precio de venta efectivo. Además, el 10 de octubre de 2006, el Ministerio de Economía y Producción, a través de la Resolución N° 776/06, decidió aplicar las retenciones vigentes a las exportaciones provenientes de la Provincia de Tierra del Fuego, las cuales a esa fecha estaban exentas. Con posterioridad, en mayo de 2007, el antedicho Ministerio aumentó los derechos de exportación del butano, propano y GLP al 25%. A la fecha del presente, la Emisora no puede garantizar cómo evolucionarán las alícuotas de las retenciones a la exportación.

Mediante la Resolución N° 394/07 del Ministerio de Economía y Producción, cuya entrada en vigencia ocurrió el 16 de noviembre de 2007, se dejó sin efecto la Resolución N° 532/04 y se incrementaron los derechos sobre las exportaciones argentinas (según lo definido por la autoridad regulatoria) de petróleo crudo y otros derivados del petróleo. Aquel régimen dispuso que cuando el precio internacional WTI supere el valor de referencia fijado en U\$S 60,9 por barril, el productor podrá cobrar U\$S 42 por barril y el remanente será retenido por el gobierno nacional. Si el precio internacional fuera inferior a U\$S 45 por barril, el gobierno nacional determinaría la alícuota aplicable dentro de un plazo de 90 días hábiles. Por otra parte, estableció que si el precio internacional WTI fuera inferior al valor de referencia pero superara los U\$S 45 por barril, se aplicará una alícuota del 45%, lo cual fue luego parcialmente modificado por la Resolución N° 803/14 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas que aún se encuentra vigente y que aclaró para el caso del petróleo y sus derivados que la alícuota de retención dependerá del rango en el que recaiga el precio de referencia, tal como se detalla en la citada resolución.

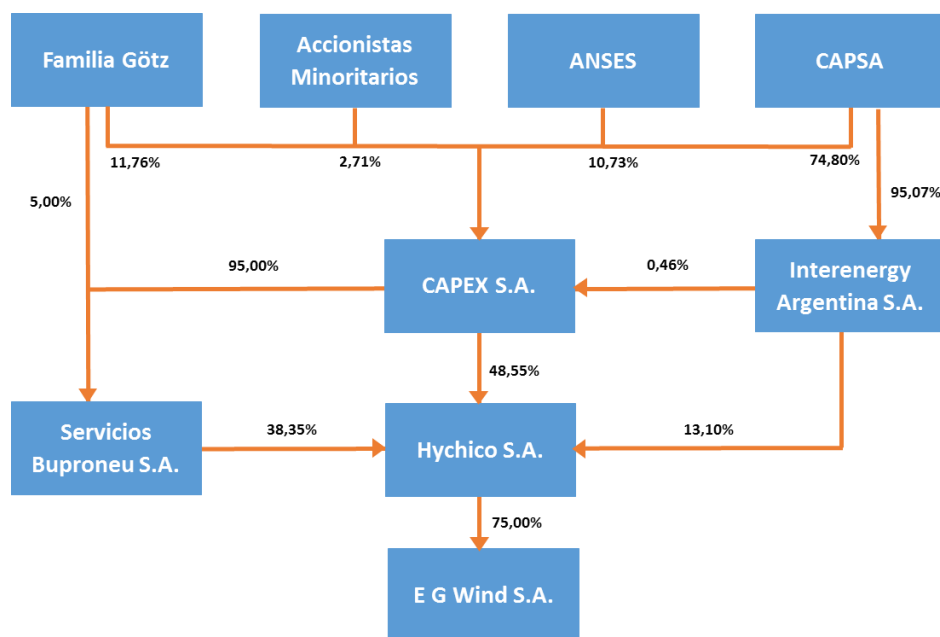
Con fecha 29 de diciembre de 2014, la Resolución N° 1077/14 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas derogó la Resolución N° 394/07 y estableció (i) que la Subsecretaría de Combustibles de la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, publicará mensualmente el precio internacional del petróleo crudo; y (ii) la metodología del cálculo de las alícuotas de retención aplicables a los hidrocarburos cuyas posiciones arancelarias se listan en la resolución en función del precio internacional del petróleo crudo. El derecho de exportación (DE) se determina con base en el Precio Internacional (PI) del producto, entendiendo a este último como el Valor Brent de referencia del mes de la exportación (N) menos ocho Dólares por barril (8,0 U\$S/bbl); donde: “Valor Brent de referencia”: es el promedio de los precios para el ICE Brent primera línea o mes inmediato publicado por el “*Platts Crude Marketwire*” bajo el encabezado “*Futures Settlements*” desde el día 21 del segundo mes inmediato anterior (mes N-2), inclusive y el día 20 del mes inmediato anterior (mes N-1) inclusive y (N). Las alícuotas de retención ascienden al 1% para el caso de que el PI resulte menor a U\$S 71. En caso de que tal valor sea superado, la norma establece tres criterios de determinación, según la posición arancelaria se encuentre comprendida dentro de los anexos I, II o III de la citada resolución, la cual se encuentra vigente al día de la fecha.

Mediante la Resolución N° 127/08, el Ministerio de Economía y Producción incrementó el derecho de exportación de gas natural de 45% a 100% y ordenó la aplicación, como base de cálculo, del precio más alto fijado en el contrato celebrado entre cualquier importador argentino de gas (abandonando el valor de referencia aplicado anteriormente establecido en el Convenio Marco entre la República Argentina y la República de Bolivia mencionado anteriormente). La Resolución N° 127/08 dispuso además, respecto de los productos de GLP (incluyendo butano, propano y cualquier mezcla de los mismos) que si el precio internacional del producto de GLP en cuestión, notificado diariamente por la Secretaría de Energía, fuera inferior al valor de referencia correspondiente a dicho producto establecido en aquella resolución (U\$S 338/m³ para el propano, U\$S 393/m³ para el butano y U\$S 363/m³ para mezclas de ambos productos), se aplicará un derecho de exportación del 45%. Si el precio internacional supera el valor de referencia, el productor podrá cobrar el monto máximo establecido en la resolución referida para el producto en cuestión (U\$S 233/m³ para el propano, U\$S 271/m³ para el butano y U\$S 250/m³ para mezclas de ambos productos), y el remanente será retenido por el Gobierno Nacional.

A la fecha del presente, se encuentra vigente la Resolución N° 60/15 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, la cual ha disminuido el derecho de exportación aplicable a los productos de GLP (incluyendo butano, propano y cualquier mezcla de los mismos) cuando el precio internacional del producto de GLP en cuestión fuera inferior al valor de referencia (U\$S 235,3/m³ para el propano, U\$S 273,7/m³ para el butano y U\$S 252,5/m³ para mezclas de ambos productos). En ese caso se aplicará un derecho de exportación del 1%.

Además, el procedimiento de cálculo arriba descrito también se aplica a otros productos petrolíferos y lubricantes en base a diferentes alícuotas, precios de referencia y precios permitidos a los productores. Para mayor información véase “Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y Gas en la República Argentina”.

c) Estructura y organización de la Emisora y su grupo económico



Controlante: Compañías Asociadas Petroleras Sociedad Anónima (CAPSA)

Capsa es una compañía dedicada a la actividad petrolera, propietaria de varios yacimientos en la cuenca del golfo San Jorge, Provincia del Chubut, República Argentina. A la fecha del Prospecto es tenedora del 74,8% del capital de Capex. A su vez, Capsa es controlada por Wild S.A., una sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina, con objeto exclusivo de inversión, que forma la voluntad social en la Asamblea de Accionistas de Capsa en virtud de su tenencia del 61,5% de las acciones con derecho a voto de Capsa, mientras que Plenium Energy S.A. es tenedora del 38,5% restante. Por último, la familia Götz tiene el poder de formar la voluntad social en las asambleas de accionistas de Wild S.A. y de Plenium Energy S.A.

Subsidiarias: Servicios Buproneu S.A., Hychico S.A. y E.G. Wind S.A. (en forma indirecta)

Servicios Buproneu

Servicios Buproneu es una subsidiaria directa en la cual, al 31 de diciembre de 2016, la Emisora posee una participación del 95% del capital y de los votos. El principal activo de Servicios Buproneu es la Planta de

GLP, ubicada en el área de Agua del Cajón, Provincia del Neuquén. Con dicha planta Buproneu provee a Capex el servicio de procesamiento de gas, en virtud del contrato de procesamiento de gas celebrado entre ambas con fecha 23 de noviembre de 1999, siendo adendado y prorrogado en sucesivas oportunidades habiendo sido la última adenda efectuada el 31 de julio de 2015 con vencimiento el 30 de abril de 2017.

Hychico

Hychico es una subsidiaria directa en la cual, al 31 de diciembre de 2016, la Emisora poseía una participación del 48,55% en forma directa del capital y de los votos, y una participación indirecta del 36,43% del capital y de los votos. Hychico fue fundada en 2006 con el objeto de desarrollar y producir energías renovables para contribuir a la reducción de la emisión de gases generadores del efecto invernadero.

Hychico ha construido un Parque Eólico de 6,3 MW de potencia instalada, (véase “*Información sobre la Emisora – Generación de Energía Eléctrica – Proyecto Parque Eólico*”) y una Planta Separadora de Hidrógeno y Oxígeno (véase “*Información sobre la Emisora – Descripción del negocio - Planta de Hidrógeno y Oxígeno*”), ambos localizados en la Provincia del Chubut.

E G Wind

E G Wind es una subsidiaria indirecta en la cual, al 31 de diciembre de 2016, la Emisora poseía una participación indirecta del 63,73% del capital y de los votos. E G Wind S.A. fue fundada en 2016 con el objeto de desarrollar y producir energías renovables para contribuir a la reducción de la emisión de gases generadores del efecto invernadero.

Cuestiones contractuales y reglamentaciones

Véase “*Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y Gas en la República Argentina*” y “*Marco Regulatorio de la Industria de la Energía Eléctrica en la República Argentina*”.

Concesiones de explotación

Véase “*Información sobre la Emisora – Exploración y producción de Hidrocarburos – Áreas de Producción – Agua del Cajón*”.

Permiso de exploración

Capex es titular del permiso de exploración sobre el área hidrocarburífera denominada Loma de Kauffman ubicada en la Provincia de Río Negro y cuyo vencimiento operará el 12 de mayo de 2017, tras lo cual dicha área será devuelta a la Provincia.

Previamente, fue titular de los permisos de exploración sobre las áreas Lago Pellegrini, Villa Regina y Cerro Chato que fueron revertidas a la Provincia de Río Negro.

d) Activo fijo

El siguiente cuadro⁵ refleja los bienes de propiedad de Capex y sus subsidiarias:

Activo	Gravamen	Uso de la propiedad	Capacidad productiva	Productos que producen o comercializan	Ubicación
Terrenos Neuquén	n/a	Producción	n/a	Petróleo y gas	Neuquén
Edificios Neuquén	n/a	Producción	n/a	Petróleo y gas	Neuquén
Muebles y útiles	n/a	Administración	n/a	Servicios administrativos	Buenos Aires
Bienes de administración	n/a	Administración	n/a	Servicios administrativos	Buenos Aires
Pozos de petróleo y gas	n/a	Producción	n/a	Petróleo y gas	Neuquén
Obras en curso	n/a	Producción	n/a	Petróleo y gas	Neuquén
Bienes asociados a la producción	n/a	Producción	n/a	Petróleo y gas	Neuquén
Rodados	n/a	Producción	n/a	Petróleo y gas	Neuquén
Central Térmica Agua del Cajón	n/a	Producción	672 MW	Energía eléctrica	Neuquén
Planta de producción y tratamiento de agua	n/a	Producción	n/a	Energía eléctrica	Neuquén
General	n/a	Producción	n/a	Energía eléctrica	Neuquén
Gasoducto de abastecimiento	n/a	Producción	1,5 MMm ³ /día	Energía eléctrica	Neuquén
Planta de GLP	n/a	Producción	2,4 MMm ³ /día	GLP	Neuquén
	Prenda en primer grado en favor de				
Parque eólico	CII	Producción	6,3 MW	Energía eólica	Chubut
Planta de hidrógeno	n/a	Producción	60 m ³ /h de H; 30 m ³ /h de O	Hidrógeno, oxígeno y energía eléctrica	Chubut

⁵ Información interna de la Emisora.

V. RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

a) Resultado operativo

Capex es una empresa dedicada a la generación integral de energía eléctrica, exploración y explotación de hidrocarburos en la República Argentina, siendo uno de los 15 mayores productores de gas y GLP del país. La Emisora provee aproximadamente el 50% del gas natural utilizado para generar electricidad a partir de sus propias reservas de gas natural a través de su Central Térmica Agua del Cajón. Adicionalmente, Capex extrae y vende petróleo de Agua del Cajón, y actualmente se encuentra investigando reservas no convencionales en *tight sand* y formaciones *shale*. El gas extraído de los yacimientos es procesado en la planta de Capex a fin de ser utilizado para la generación de energía. A través de este proceso, se obtiene propano y butano (que son comercializados separadamente) y gasolina estabilizada, que son mezclados y vendidos junto con el petróleo. A través de su subsidiaria Hychico, se han desarrollado nuevas líneas de negocios, principalmente relacionadas con la generación de energía renovable, tales como la eólica, la producción de hidrógeno y oxígeno. Las operaciones de Capex son generadas y desarrolladas en la Provincia del Neuquén a través de un ciclo combinado con una capacidad máxima de generación de 672 MW.

Distintos segmentos de nuestro negocio

Capex desarrolla su actividad en los siguientes segmentos de negocio: (i) exploración, producción y venta de petróleo y gas (Petróleo y Gas); (ii) generación de electricidad (Planta Eléctrica Agua del Cajón); (iii) producción y venta de combustible líquido derivado de gas (planta de GLP); (iv) generación de energía eólica (Parque Eólico Diadema); (v) generación de energía eléctrica con hidrógeno (Energía de Hidrógeno); y (vi) producción y venta de oxígeno (Oxígeno).

A continuación se expone la información de las ventas por segmentos:

	Ejercicio finalizado el 30 de abril,						Nueve meses finalizados el 31 de enero,			
	2016		2015		2014		2017		2016	
	(en miles de Pesos, excepto porcentajes)									
Petróleo y Gas ⁽¹⁾	1.235.873	67,0%	802.060	63,6 %	518.036	63,5%	1.546.696	72,1%	804.049	66,9%
Energía Agua del Cajón	448.619	24,3%	296.177	23,5 %	174.188	21,3%	515.941	24,1%	282.010	23,5%
GLP	122.642	6,6%	131.902	10,5 %	100.220	12,3%	46.948	2,2%	88.894	7,4%
Energía Parque Eólico Diadema	33.597	1,8%	27.885	2,2 %	22.057	2,7%	30.747	1,4%	23.984	2%
Energía Hidrógeno.....	3.078	0,2%	2.068	0,2 %	1.111	0,1%	3.288	0,2%	2.056	0,2%
Oxígeno.....	995	0,1%	820	0,1 %	600	0,1%	1.532	0,1%	728	0,1%
Total	1.844.804	100 %	1.260.912	100 %	816.212	100%	2.145.152	100%	1.201.722	100%

⁽¹⁾ Incluye los pagos de CAMMESA por el uso del gas de Capex, los cuales son registrados como ventas de energía a cuenta de tales pagos recibidos como parte de la compensación por la venta de energía. Sin embargo, como es requerido por las NIIF 8 “Segmento Operativo”, Capex registra dicho ingreso derivado del uso de su propio gas al segmento de Petróleo y Gas.

A continuación se expone la información del resultado operativo por segmentos:

	Ejercicio finalizado el 30 abril,						Nueve meses finalizados el 31 de enero,			
	2016		2015		2014		2017		2016	
	(en miles de Pesos, excepto porcentajes)									
Petróleo y Gas	500.631	65,6%	164.236	46,7%	208.291	68,5%	843.317	84,4%	330.552	67,9%
Energía Agua del Cajón.....	180.783	23,7%	94.321	26,8%	2.915	1,0%	148.621	14,9%	98.951	20,3%
GLP.....	65.522	8,6%	79.685	22,7%	83.160	27,3%	(9.496)	(1,0%)	46.049	9,5%
Energía Parque Eólico Diadema	22.124	2,9%	18.324	5,2%	15.337	5,0%	20.937	2,1%	15.333	3,2%
Energía Hidrógeno	(4.146)	(0,5%)	(3.527)	(1,0%)	(3.567)	(1,2%)	(2.685)	(0,3%)	(3.052)	(0,6%)
Oxígeno.....	(1.418)	(0,2%)	(1.287)	(0,4%)	(1.972)	(0,6%)	(1.217)	(0,1%)	(1.086)	(0,2%)
Total	763.497	100%	351.751	100%	304.164	100%	999.477	100%	486.746	100%

Resultado de las operaciones

Período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 comparado con el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016

Análisis de los resultados consolidados por los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016:

La información consignada en las siguientes tablas ha sido extraída de los Estados Financieros Consolidados Intermedios No Auditados, los cuales han sido incluidos en el Anexo II:

Estados de resultados integrales consolidados condensados intermedios

	31 de enero de 2017		31 de enero de 2016		Variación	
	(en \$)	% de ventas netas	(en \$)	% de ventas netas	(en \$)	%
Ventas netas	2.145.152.137	100,0%	1.201.722.029	100,0%	943.430.108	78,5%
Costo de ventas	(682.253.189)	(31,8%)	(448.565.922)	(37,3%)	(233.687.267)	52,1%
Resultado bruto	1.462.898.948	68,2%	753.156.107	62,7%	709.742.841	94,2%
Gastos de comercialización	(333.009.758)	(15,5%)	(171.195.376)	(14,2%)	(161.814.382)	94,5%
Gastos de administración	(132.142.377)	(6,2%)	(95.316.816)	(7,9%)	(36.825.561)	38,6%
Otros ingresos operativos netos	1.730.575	0,1%	101.956	—	1.628.619	1597,4%
Resultado operativo	999.477.388	46,6%	486.745.871	40,5%	512.731.517	105,3%
Ingresos financieros	217.160.854	10,1%	358.280.711	29,8%	(141.119.857)	(39,4%)
Costos financieros	(690.836.532)	(32,2%)	(1.379.685.234)	(114,8%)	688.848.702	(49,9%)
Otros resultados financieros	(1.262.469)	(0,1%)	546.692	—	(1.809.161)	(330,9%)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	524.539.241	24,5%	(534.111.960)	(44,4%)	1.058.651.201	(198,2%)
Impuesto a las ganancias	(186.297.160)	(8,7%)	185.743.010	15,5%	(372.040.170)	(200,3%)
Resultado neto del período	338.242.081	15,8%	(348.368.950)	(29,0%)	686.611.031	(197,1%)
Conceptos que no se reclasificarán posteriormente a resultados						
Otros resultados integrales	1.252.011.601	58,4%	0	—	1.252.011.601	100,0%
Resultado integral del período	1.590.253.682	74,1%	(348.368.950)	(29,0%)	1.938.622.632	(556,5%)

Ventas netas

Las ventas netas por el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 fueron de \$ 2.145,2 millones, lo cual representó un aumento del 78,5% con respecto a los \$ 1.201,7 millones del mismo período de nueve meses de 2016. En la siguiente tabla se consigna la apertura de las ventas por productos y servicios comercializados por la Emisora a fin de mostrar el comportamiento de cada uno de los productos durante dicho período:

Producto	31/01/2017		31/01/2016	
	(en \$ miles)	%	(en \$ miles)	%
Energía				
Energía Central Térmica Agua del Cajón (incluye reconocimiento de gas propio)	1.642.284	76,6%	599.508	49,9%
Energía Parque Eólico Diadema	30.747	1,4%	23.984	2,0%
Servicio de fásón de energía eléctrica	3.288	0,2%	2.056	0,2%
Gas				
Venta	11.525	0,5%	72.632	6,0%
Programa Estímulo de Gas	0	–	178.627	14,9%
Petróleo				
Venta	340.350	15,9%	260.450	21,7%
Programa Estímulo de Petróleo	0	–	3.220	0,3%
GLP				
Venta ⁽¹⁾	114.686	5,30%	58.872	4,9%
Programas Propano Sur y Programa Hogar ⁽²⁾	740	–	1.644	0,1%
Oxígeno	1.532	0,1%	728	0,1%
Total	2.145.152	100,0%	1.201.722	100,0%

(1) Incluye ventas de propano por \$ 68.612 miles y \$ 35.325 miles al 31 de enero de 2017 y 2016, respectivamente, y ventas de butano por \$ 46.074 miles y \$ 23.547 miles al 31 de enero de 2017 y 2016, respectivamente.

(2) Incluye por Programa Propano Sur \$ 82 miles y \$ 244 miles al 31 de enero de 2017 y 2016, respectivamente, y Programa Hogar por \$ 658 miles y \$ 1.400 miles al 31 de enero de 2017 y 2016, respectivamente.

En la siguiente tabla se consigna la composición de las ventas por segmento de negocio de la Emisora:

	Por el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de		Variación	
	2017	2016	Absoluta	%
Energía				
Ingresos generados por las operaciones de la CT ADC (en miles de \$)	1.642.284	599.508	1.042.776	173,9
Ingresos por generación de energía (en miles de \$)	515.941	282.010	233.931	83,0
Ventas de energía (en GWh)	3.129	2.318	811	35,0
Precio promedio de generación de energía (en \$ por MWh)	164,9	121,7	43,2	35,5
Precio promedio de generación de energía (en U\$S por MWh)	10,8	11,9	(1,1)	(9,2)
Reconocimiento de gas propio (en miles de \$) ⁽¹⁾	1.126.343	317.498	808.845	254,8
Ingresos generados por energía PED (en miles de \$)	30.747	23.984	6.763	28,2
Ingresos generados por energía PED (en GWh)	15,0	20,0	(5,0)	(25,0)
Precio de venta de energía PED (en \$ por MWh)	2.049,8	1.199,2	850,6	70,9
Precio de venta de energía PED (en U\$S por MWh) ⁽¹⁾	115,9	115,9	-	-
Servicio de fásón de energía eléctrica				
Ventas netas de servicios de fásón (en miles de \$)	3.288	2.056	1.232	59,9
Ventas de servicios de fásón (en GWh)	5,7	5,0	0,7	14,0

	Por el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de		Variación	
	2017	2016	Absoluta	%
Precio promedio de ventas de servicios de fásón (en \$ por MWh)	576,8	411,2	165,6	40,3
Precio promedio de ventas de servicios de fásón (en U\$S por MWh)	37,9	40,1	(2,2)	(5,5)
Gas				
Ventas netas de gas con Programa Estímulo (en miles de \$)	11.525	251.259	(239.734)	(95,4)
Ventas netas de gas (en miles de \$)	11.525	72.632	(61.107)	(84,1)
Programa Estímulo de Gas (en miles de \$)	-	178.627	(178.627)	(100,0)
Reconocimiento de gas propio (en miles de \$) ⁽²⁾	1.126.343	317.498	808.845	254,8
Ventas de gas (en Mm ³)	4.186	44.548	(40.362)	(90,6)
Gas propio inyectado en la CT ADC (en Mm ³)	369.508	323.709	45.799	14,1
Precio promedio de ventas netas de gas (en \$ por Mm ³)	2,8	1,6	1,2	75,0
Precio promedio de ventas netas de gas (en U\$S por Mbtu)	5,0	4,3	0,7	16,3
Precio promedio de ingresos por gas (en \$ por Mm ³)	3,0	1,5	1,5	100
Precio promedio de ingresos por gas (en U\$S por Mbtu)	5,4	4,1	1,3	31,7
Petróleo				
Ventas netas de petróleo incluye Programa Estímulo (en miles de \$)	340.350	263.670	76.680	29,1
Ventas netas de petróleo (en miles de \$)	340.350	260.450	79.900	30,7
Programa Estímulo de Petróleo (en miles de \$)	-	3.220	(3.220)	100
Ventas de petróleo (en Mbbl)	357,9	345,4	12,5	3,6
Precio promedio de venta del petróleo (en \$ por bbl)	951,0	763,3	187,7	24,6
Precio promedio de venta del petróleo (en U\$S por bbl)	62,4	74,5	(12,1)	(16,2)
Precio promedio de venta neta del petróleo (en \$ por bbl)	951,0	754,0	197,0	26,1
Precio promedio de venta neta del petróleo (en U\$S por bbl)	62,4	73,6	(11,2)	(15,2)
Propano				
Ventas netas de propano (en miles de \$)	68.694	35.569	33.125	93,1
Ventas de propano (en Mtn)	15,9	14,5	1,4	9,7
Precio promedio de venta de propano (en \$ por tn)	4.320,4	2.453,0	1.867,4	76,1
Precio promedio de venta de propano (en U\$S por tn)	283,6	239,4	44,2	18,5
Butano				
Ventas netas de butano (en miles de \$)	46.732	24.947	21.785	87,3
Ventas de butano (en Mtn)	10,5	10,7	(0,2)	(1,9)
Precio promedio de venta de butano (en \$ por tn)	4.450,7	2.331,5	2.119,2	90,9
Precio promedio de venta de butano (en U\$S por tn)	292,2	227,5	64,7	28,4
Oxígeno				
Ventas netas de oxígeno (en miles de \$)	1.532	728	804	110,4
Ventas de oxígeno (en Mm ³)	90,8	85,5	5,3	6,2
Precio promedio de venta de oxígeno (en \$ por m3)	16,9	8,5	8,4	98,8
Precio promedio de venta de oxígeno (en U\$S por m3)	1,1	0,8	0,3	37,5

(1) En virtud de la Resolución 108/11 de la SE, Capex recibe un precio de U\$S 115,896 por MWh pagadero en Pesos al tipo de cambio aplicable dispuesto por la Comunicación "A" 3.500 del BCRA.

(2) Ya incluido como ingreso generado por la Central Térmica Agua del Cajón (CAMMESA abona a Capex por el uso de su gas para la generación de energía. Aquellos pagos son registrados como ventas de energía. Sin embargo, como es requerido por las NIIF 8 "Segmento Operativo", Capex luego reubica dicho ingreso derivado del uso de su propio gas al segmento de petróleo y gas).

Energía

Energía Central Térmica Agua del Cajón

Los ingresos generados por las operaciones de la Central Térmica Agua del Cajón medidos en pesos aumentaron en \$ 1.042,8 millones, representando un incremento del 173,9% con respecto al mismo período del ejercicio anterior, pasando de \$ 599,5 millones al 31 de enero de 2016 a \$ 1.642,3 millones al 31 de enero de 2017. Esta variación se debió a:

- (i) un incremento del 35,5% del precio de venta promedio registrado sobre los MWh vendidos pasando de \$/ MWh 121,7 promedio durante el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016 a \$/MWh 164,9 promedio en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017, como consecuencia de los incrementos en el esquema tarifario implementadas por la Resolución SEN 22/16 (vigente a partir de febrero 2016);
- (ii) un incremento del 177,4% en la remuneración, reconocida por CAMMESA a los generadores, por el gas producido por el yacimiento Agua del Cajón y consumido en la Central Térmica Agua del Cajón y el aumento del tipo de cambio del Dólar Estadounidense en comparación con el Peso, moneda en la cual se remunera dicho gas. La Resolución N° 41/16 del Ministerio de Energía y Minería (vigente a partir de abril 2016) incrementó el valor del gas de referencia por millón de btu para centrales térmicas de U\$S 2,68 a U\$S 5,53. El ingreso por dicha remuneración pagado por CAMMESA por el gas producido en el área Agua del Cajón y utilizado en la Central Térmica Agua del Cajón se incluye en el segmento de Oil and Gas; y
- (iii) un incremento en los GW generados del 35% como consecuencia de una mayor disponibilidad de la central con respecto al mismo período del ejercicio anterior, como consecuencia de los mantenimientos realizados.

Energía Parque Eólico Diadema

Las ventas de energía de Parque Eólico Diadema medidas en Pesos aumentaron en \$ 6,8 millones, representando una suba del 28,2% con respecto al mismo período del ejercicio anterior, pasando de \$ 24 millones al 31 de enero de 2016 a \$ 30,7 millones al 31 de enero de 2017.

Durante el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 la venta en GWh fue de 15 a un precio promedio de \$ 2.049,8 MW/h y en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016 fue de GWh 20 a un precio promedio de \$ 1.199,2 MW/h. El aumento en el precio se debe al incremento en la cotización del Dólar Estadounidense, moneda en la cual está fijada la tarifa con CAMMESA.

La disminución de los GW vendidos se debió a que el factor de viento del período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 disminuyó un 16% en comparación con el mismo período del ejercicio anterior y a la indisponibilidad de un aerogenerador durante 93 días por problemas técnicos la cual fue compensada económicamente por el proveedor de los aerogeneradores.

Servicio de fason de energía eléctrica

Los servicios de fason –por ejemplo el servicio de procesamiento o transformación sobre materia prima provista por terceras partes– para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medidas en Pesos aumentaron en \$ 1,2 millones, representando un incremento del 59,9% con respecto al mismo período del ejercicio anterior, pasando de \$ 2,1 millones al 31 de enero de 2016 a \$ 3,3 millones al 31 de enero de 2017. Esta variación se debió principalmente a un aumento de la tarifa en Pesos como consecuencia del aumento en la cotización del Dólar Estadounidense, moneda en la cual está fijado el precio de este servicio.

Gas

Las ventas de gas disminuyeron \$ 61,1 millones o 84,1%, a \$ 11,5 millones en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017, correspondiente a la entrega de 4,2 millones de m³ a un precio promedio de U\$\$/ m³ 0,18596 (o U\$\$ 5,0 millón de btu), en comparación con los \$ 72,6 millones, correspondientes 44,5 millones de m³ a un precio promedio de U\$\$/m³ 0,16068 (o U\$\$ 4,3 millón de btu) en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016.

La disminución en un 90,6% en los m³ vendidos, a 4,2 millones de m³ en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017, en comparación con 44,5 millones de m³ en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016, obedece a condiciones comerciales.

La producción de gas aumentó en 6,7 millones de m³ o 1,6%, pasando a 4,2 millones m³ en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017, de 421,6 millonesm³ en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016. Este incremento, que detuvo la declinación de la curva de producción, se debió a inversiones efectuadas como consecuencia del “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” y al desarrollo de reservas con mejor productividad durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016.

Como resultado del precio promedio de gas recibido por Capex en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 no se registraron ingresos por el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural Para Empresas de Inyección Reducida”. Al 31 de enero de 2016 se devengó el ingreso recibido de dicho Programa por \$ 178,6 millones. De acuerdo con lo establecido por el Decreto N° 704/16 del Poder Ejecutivo y luego de la adhesión al mismo por parte de la Sociedad, en el mes de julio de 2016 Capex recibió por el saldo acumulado y vencido al 31 de diciembre de 2015 por el mencionado programa el pago en BONAR 2020 U\$. Asimismo, en el mes de agosto de 2016 la Sociedad cobró en efectivo los montos adeudados correspondientes al primer trimestre de 2016. A la fecha de emisión de los últimos Estados Financieros Consolidados Intermedios No Auditados, la Sociedad cobró la totalidad de los créditos por dicho programa.

Petróleo

Las ventas de petróleo (incluyendo el Programa de Estímulo de Petróleo) por los períodos de nueve meses terminados el 31 de enero de 2017 y 2016 fueron de \$ 340,4 millones y \$ 260,5 millones, aumentando en \$ 79,9 millones. Este aumento se debió a: (i) un incremento de 12,5 Mbbl o 3,6% en el volumen vendido, a 357,9 Mbbl al 31 de enero de 2017 en comparación con los 345,4 Mbbl al 31 de enero de 2016 y (ii) a un incremento en el precio en Pesos del 26,1%, por efecto del incremento en el tipo de cambio de la moneda extranjera que se aplica sobre los precios de venta.

Cabe destacar que, teniendo en cuenta la caída del precio internacional del petróleo crudo y la necesidad de mantener un precio sostén para la actividad de producción, pero a su vez de disminuir el impacto de la devaluación del Peso frente al Dólar en el precio de los combustibles, productores y refinadores han renegociado una disminución de los precios en Dólares vigentes en sus acuerdos con efecto para las entregas realizadas a partir de diciembre de 2015.

La producción de petróleo aumentó 15,8 Mbbl o 7,8%, de 200,8 Mbbl en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016 a 216,6 Mbbl en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017, debido a los resultados obtenidos en la estimulación de algunos pozos.

No se registraron ingresos por el “Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo” en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 ya que dicho programa finalizó el 1° de enero de 2016. En el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016, se registraron ingresos por dicho programa por \$ 3,2 millones. El referido programa tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015, no siendo prorrogado con posterioridad.

Líquidos derivados del gas (GLP)

Las ventas netas de propano aumentaron en \$ 33,1 millones o 93,1% (incluyendo el ingreso por el “Programa Propano Sur”), a \$ 68,7 millones en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 en comparación con los \$ 35,6 millones en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016. La Sociedad exportó 1.189 tn por \$ 4,6 millones en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016. El aumento de las ventas netas es consecuencia de: (i) un aumento en el volumen vendido del 19,1% a 15.897 tn en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017, de 14.538 tn en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016, y (ii) un aumento en el precio promedio de ventas del 71,4%, como consecuencia del aumento de los precios internacionales y de una apreciación del Dólar en comparación con el Peso, pasando de \$promedio/tn 2.453 al 31 de enero de 2016 a \$promedio/tn 4.320,4 al 31 de enero de 2017.

Las ventas netas de butano aumentaron en \$ 21,8 millones o 87,3%, a \$ 46,7 millones en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 en comparación con los \$ 24,9 millones en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016, incluyendo el ingreso por el “Programa Hogar”. Dicho aumento se debió a una suba del precio promedio de ventas en un 90%, pasando de \$promedio/tn 2.331,5 al 31 de enero de 2016 a \$promedio/tn 4.450,7 al 31 de enero de 2017, principalmente por el aumento de los precios internacionales y del tipo de cambio del Dólar Estadounidense. El volumen vendido tuvo una leve disminución del 2,1% a 10.505 tn en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017, de 10.731 tn en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016.

No se han registrado ventas de gasolina en los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y de 2016 debido a que las producciones de 20.582 m³ y 21.081 m³, respectivamente, fueron mezcladas y comercializadas con el petróleo por razones comerciales.

Oxígeno

Las ventas netas de oxígeno aumentaron \$ 0,8 millones o 110,4%, a \$ 1,5 millones en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 en comparación con \$ 0,7 millones en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016. Este aumento en las ventas se produjo por un incremento en el precio de venta como consecuencia de la apreciación del Dólar en comparación con el Peso (divisa en la cual se encuentran denominados los precios), y el aumento en el volumen vendido a 90.795 m³ en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 de 85.453 m³ en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016.

Costo de ventas

En la siguiente tabla se expone el rubro Costo de ventas por los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016:

	Petróleo y gas		Energía Agua del Cajón		GLP		Energía PED		Energía Hidrógeno		Oxígeno		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Costos laborales	98,6	73,0	67,6	46,3	15,9	11,9	0,1	–	2,2	0,7	1,0	0,2	185,4	132,1
Materiales, repuestos y otros	(0,1)	3,6	19,3	11,3	3,4	1,1	0,4	0,1	0,7	1,2	0,3	0,4	24,1	18,0
Operación y mantenimiento	48,6	42,8	12,8	7,2	2,5	2,0	–	2,4	0,1	–	–	–	64,0	54,5
Amortización propiedad, planta y equipo	189,8	139,5	149,8	55,2	9,3	9,6	8,0	4,3	0,9	0,9	0,2	0,2	358,0	209,7
Impuestos y seguros	10,1	8,7	11,9	7,8	2,5	1,7	0,7	0,5	0,2	0,2	0,1	0,1	25,8	19,0
Otros	18,2	12,1	5,9	2,4	0,9	0,7	0,2	0,4	–	0,1	0,0	0,1	25,0	15,4
Total	365,1	279,6	267,4	130,1	34,5	27,0	9,4	7,7	4,1	3,0	1,7	1,0	682,3	448,6

El costo de ventas aumentó un 52,1%, a \$ 682,3 millones (31,8% sobre las ventas netas) en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017, en comparación con los \$ 448,6 (37,3% sobre las ventas netas) del período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016.

El aumento del 52,1% en el costo de ventas fue generado principalmente por:

- el mayor cargo por amortizaciones de los bienes relacionados con la explotación de petróleo y gas, la CT ADC, el PED y la Planta de GLP por \$ 148,3 millones, como consecuencia del incremento de las inversiones realizadas y la actualización del revalúo técnico de ciertos bienes al 30 de abril de 2016;
- un incremento de los costos laborales por \$ 53,3 millones, como resultado de los aumentos salariales otorgados;
- un incremento de los costos de operación, mantenimiento y reparaciones por \$ 9,5 millones, como consecuencia del aumento en las tarifas de estos servicios a lo largo de los nueve meses;
- un incremento en los costos de materiales, repuestos y otros por \$ miles 6,1 millones, como consecuencia del aumento en los trabajos realizados en el yacimiento para mantenimiento de la producción;
- un incremento de los impuestos, tasas, contribuciones y seguros por \$ 6,8 millones como consecuencia principalmente del incremento de los costos de seguros de cobertura, y
- un incremento de los gastos de transporte de gas por \$ 9,7 millones, como consecuencia del incremento del volumen de gas recibido de CAMMESA para la generación de energía y de la tarifa de transporte de gas natural desde el mes de abril de 2016.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización aumentaron \$ 161,8 millones o 94,5%, a \$ 333 millones (15,5% sobre las ventas netas) en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017, en comparación con los \$ 171,2 millones (14,2% sobre las ventas netas). El aumento se debió principalmente al incremento del impuesto a los ingresos brutos como consecuencia de la mayor facturación y por el incremento de las regalías asociadas con el gas. El incremento en las regalías se debió a: i) el aumento en la producción de gas; ii) el incremento de la remuneración, reconocida por CAMMESA a los generadores, por el gas producido en el yacimiento y consumido en la Central Térmica Agua del Cajón (Resolución SE 41/16) y a la apreciación del Dólar Estadounidense (la moneda en la cual la remuneración se encuentra denominada) contra el Peso argentino; y iii) el incremento del 1% de la tasa a la cual se calculan las regalías de gas.

Gastos de administración

Los gastos de administración aumentaron \$ 36,8 millones o 38,6%, a \$ 132,1 millones (6,2% sobre las ventas netas) en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017, en comparación con los \$ 95,3 millones (7,9% sobre las ventas netas) en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016. El aumento se debió principalmente de: i) el aumento de los sueldos y cargas sociales, como resultado de

los aumentos salariales otorgados, ii) el incremento de los alquileres, y iii) de los gastos bancarios como consecuencia de las mayores erogaciones en las compras y los mayores ingresos percibidos por el Capex.

Otros ingresos operativos netos

Los ingresos operativos netos al 31 de enero de 2017 fueron positivos por \$ 1,7 millones, mientras que los registrados al 31 de enero de 2016 fueron positivos por \$ 0,1 millón. Esta variación se debió principalmente al resultado por el reverso de la provisión para rotación y obsolescencia de repuestos y materiales y al resultado por la venta de rodados.

Ingresos financieros

	31/01/2017	31/01/2016	Variación	
	En millones de Pesos			
Intereses y otros	142,4	88,7	53,7	60,5%
Devengamiento de intereses de créditos	0,5	1,7	(1,2)	(70,6%)
Diferencia de cambio	74,3	268,0	(193,7)	(72,3%)
Ingresos financieros	217,2	358,3	(141,1)	(39,4%)

Los ingresos financieros disminuyeron \$ 141,1 millones o 39,4%, a \$ 217,2 millones en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 en comparación con los \$ 358,3 millones en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016. Las causas principales de la disminución se debieron principalmente por el efecto combinado de los siguientes factores:

- La variación de los intereses y otros resultados devengados corresponde principalmente a los intereses devengados en los créditos con CAMMESA y al resultado generado por la tenencia de títulos.
- La variación de la diferencia de cambio como consecuencia del aumento del tipo de cambio del Dólar Estadounidense respecto del Peso, calculado sobre las inversiones en dicha moneda que en ambos períodos fueron similares. La apreciación del Dólar Estadounidense contra el Peso argentino entre abril 2016 y enero 2017 fue de un 11,6% mientras que, entre abril 2015 y enero 2016 fue de un 56,7%.
- La disminución en el devengamiento de intereses de créditos corresponde al resultado generado por el cálculo del valor presente de i) los créditos a largo plazo que Capex tiene con CAMMESA por la remuneración que será destinada a un fideicomiso para la financiación de nuevos proyectos de infraestructura del sector eléctrico y ii) los créditos a largo plazo, créditos por ventas y créditos impositivos que posee Hychico.

Costos financieros

	31/01/2017	31/01/2016	Variación	
	En millones de Pesos			
Intereses y otros	(326,0)	(279,5)	(46,5)	16,6%
Diferencia de cambio	(361,2)	(1.097,7)	736,5	(67,1%)
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(3,6)	(2,5)	(1,1)	44,0%
Costos financieros	(690,8)	(1.379,7)	688,9	(49,9%)

Los costos financieros disminuyeron en \$ 688,9 millones o 49,9%, a \$ 690,8 millones en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 en comparación con los \$ 1.379,7 millones en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016. Las causas principales de la disminución son:

- El incremento de los intereses y otros resultados devengados corresponde, principalmente, a los intereses devengados por las Obligaciones Negociables y por el financiamiento anticipado para el

mantenimiento de la Central Térmica Agua del Cajón, cuyo capital aumentó con respecto al período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016. Con respecto a las Obligaciones Negociables, si bien el capital de la deuda en Dólares se mantuvo constante, debido a que su vencimiento es en marzo de 2018, el incremento del tipo de cambio generó un mayor devengamiento de intereses en Pesos.

- Las menores pérdidas por diferencia de cambio son consecuencia de un menor aumento en el tipo de cambio del Dólar Estadounidense respecto del Peso. La apreciación del Dólar contra el Peso argentino en la cotización entre abril 2016 y enero 2017 fue del 11,6% mientras que, entre abril 2015 y enero 2016 fue del 56,7%. Capex posee el 96% de su deuda financiera en Dólares Estadounidenses, con lo cual la variación del tipo de cambio de dicha moneda genera un impacto significativo en los resultados económicos y en el patrimonio y el devengamiento de intereses de créditos y deudas corresponde al valor actual de la provisión por taponamiento de pozos.

Los préstamos contraídos por Capex denominados en Dólares Estadounidenses son los siguientes:

- Obligaciones Negociables Senior Notes, por U\$S 200.000.000, intereses pagaderos semestralmente a partir del desembolso y hasta el repago total (marzo de 2018) a una tasa fija del 10%.
- Préstamo garantizado de U\$S 14.000.000, destinado al Parque Eólico Diadema de Hychico, el cual devenga un interés a una tasa variable equivalente a LIBO más una tasa del 8,75% nominal anual pagadero semestralmente.

Otros resultados financieros

Los otros resultados financieros de \$1,3 millones durante el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 corresponden al aumento de la provisión por desvalorización de la propiedad, planta y equipo de la Planta de Hidrógeno y Oxígeno de Hychico.

Impuesto a las ganancias

Los resultados por el impuesto a las ganancias arrojaron una pérdida de \$ 186,3 millones al 31 de enero de 2017, como consecuencia del reconocimiento del efecto impositivo sobre la ganancia neta del período. Los resultados por el impuesto a las ganancias arrojaron una ganancia de \$ 185,7 millones al 31 de enero de 2016 como consecuencia del reconocimiento del efecto impositivo sobre la pérdida del período.

Resultado neto del período

La ganancia neta para el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 fue de \$ 338,2 millones, en comparación con la pérdida neta de \$ 348,4 millones registrada por el mismo período de 2016.

Otros resultados integrales

Los otros resultados integrales del período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 ascendieron a \$ 1.252,0 millones, debido a que la Sociedad aplica, desde el 31 de julio de 2014, el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro propiedad, planta y equipo y que al cierre de dicho período ha actualizado los valores razonables de dichos bienes.

Del total de los otros resultados integrales por \$ 1.252,0 millones, la porción atribuible a la Sociedad asciende a \$ 1.252,0 millones, acumulándose la misma en la Reserva por revaluación de activos del Estado de cambios en el patrimonio. El saldo final al 31 de enero de 2017 de dicha reserva asciende a \$ 2.878,8 millones que, de acuerdo con lo establecido por las Normas de la CNV, no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computado como parte de los

resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de la Sociedad frente a los artículos 31, 32 y 206 de la Ley General de Sociedades.

Resultado integral del período

La ganancia neta para el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 fue de \$ 1.590,3 millones, en comparación con la pérdida neta de \$ 348,4 millones registrada por el mismo período de 2016.

Ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014

Análisis de los resultados consolidados por los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014

La información consignada en las siguientes tablas ha sido extraída de los Estados Financieros Consolidados Anuales Auditados de la Sociedad, los cuales han sido incluidos en el Anexo I:

Estados de resultados integrales consolidados

	30.04.2016		30.04.2015		30.04.2014	
	(en \$)	% de ventas netas	(en \$)	% de ventas netas	(en \$)	% de ventas netas
Ventas netas	1.844.804.297	100,0%	1.260.911.657	100,0%	816.212.306	100,0%
Costo de ventas	(619.527.735)	(33,6%)	(473.719.532)	(37,6%)	(339.523.798)	(41,6%)
Resultado bruto	1.225.276.562	66,4%	787.192.125	62,4%	476.688.508	58,4%
Gastos de exploración	(76.710.629)	(4,2%)	(174.860.302)	(13,9%)	-	-
Gastos de comercialización	(254.210.741)	(13,8%)	(170.351.345)	(13,5%)	(120.730.278)	(14,8%)
Gastos de administración	(129.906.146)	(7,0%)	(91.527.822)	(7,3%)	(65.428.564)	(8,0%)
Otros (egresos) / ingresos operativos netos	(952.088)	(0,1%)	1.298.689	0,1%	13.633.904	1,7%
Resultado operativo	763.496.958	41,4%	351.751.345	27,9%	304.163.570	37,3%
Ingresos financieros	400.256.348	21,7%	127.500.389	10,1%	151.905.289	18,6%
Costos financieros	(1.561.354.345)	(84,6%)	(474.939.782)	(37,7%)	(827.207.316)	(101,3%)
Otros resultados financieros	456.913	-	69.516	-	1.492.925	0,2%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(397.144.126)	(21,5%)	4.381.468	0,3%	(369.645.532)	(45,3%)
Impuesto a la ganancia mínima presunta	-	-	(431.582)	-	3.801.279	0,5%
Impuesto a las ganancias	137.218.320	7,4%	(3.561.977)	(0,3%)	140.426.465	17,2%
Resultado neto del ejercicio	(259.925.806)	(14,1%)	387.909	-	(225.417.788)	(27,6%)
Conceptos que no se reclasificarán posteriormente a resultados						
Otros resultados integrales	1.049.995.831	56,9%	743.518.138	59,0%	-	-
Resultado integral del ejercicio	790.070.025	42,8%	743.906.047	59,0%	(225.417.788)	(27,6%)

Variación
Entre los ejercicios anuales
finalizados al 30 de abril de
2016 y 2015

Variación
Entre los ejercicios anuales
finalizados al 30 de abril de
2015 y 2014

	(en \$)	%	(en \$)	%
Ventas netas	583.892.640	46,3%	444.699.351	54,5%
Costo de ventas	(145.808.203)	30,8%	(134.195.734)	39,5%
Resultado bruto	438.084.437	55,7%	310.503.617	65,1%
Gastos de exploración	98.149.673	(56,1%)	(174.860.302)	(100,0%)
Gastos de comercialización	(83.859.396)	49,2%	(49.621.067)	41,1%
Gastos de administración	(38.378.324)	41,9%	(26.099.258)	39,9%
Otros (egresos) / ingresos operativos netos	(2.250.777)	(173,3%)	(12.335.215)	(90,5%)
Resultado operativo	411.745.613	117,1%	47.587.775	15,6%
Ingresos financieros	272.755.959	213,9%	(24.404.900)	(16,1%)
Costos financieros	(1.086.414.563)	228,7%	352.267.534	(42,6%)
Otros resultados financieros	387.397	557,3%	(1.423.409)	(95,3%)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(401.525.594)	(9.164,2%)	374.027.000	(101,2%)
Impuesto a la ganancia mínima presunta	431.582	(100,0%)	(4.232.861)	(111,4%)
Impuesto a las ganancias	140.780.297	(3.952,3%)	(143.988.442)	(102,5%)
Resultado neto del ejercicio	(260.313.715)	(67.106,9%)	225.805.697	(100,2%)
Conceptos que no se reclasificarán posteriormente a resultados				
Otros resultados integrales	306.477.693	41,2%	743.518.138	100,0%
Resultado integral del ejercicio	46.163.978	6,2%	969.323.835	(430,0%)

Ventas netas

2016/2015

Las ventas netas aumentaron un 46,3% a \$ 1.844,8 millones por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016, en comparación con los \$ 1.260,9 millones por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015.

2015/2014

Las ventas netas aumentaron un 54,5% a \$ 1.260,9 millones por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, en comparación con los \$ 816,2 millones por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014.

En la siguiente tabla se consigna la apertura de las ventas por productos y servicios comercializados por la Emisora:

Producto	30 de abril de 2016		30 de abril de 2015		30 de abril de 2014	
	(en \$ miles)	% de ventas netas	(en \$ miles)	% de ventas netas	(en \$ miles)	% de ventas netas
Energía						
Energía Central Térmica Agua del Cajón (incluye reconocimiento de gas propio)	968.069	52,5%	679.571	53,9%	457.077	56,0%
Energía Parque Eólico Diadema	33.597	1,8%	27.885	2,2%	22.057	2,7%

Producto	30 de abril de 2016		30 de abril de 2015		30 de abril de 2014	
	(en \$ miles)	% de ventas netas	(en \$ miles)	% de ventas netas	(en \$ miles)	% de ventas netas
Servicio de fason de energía eléctrica	3.078	0,2%	2.068	0,2%	1.111	0,1%
Gas						
Venta	108.729	5,9%	43.511	3,5%	31.866	3,9%
Programa Estímulo de Gas	256.533	13,9%	116.071	9,2%	2.959	0,4%
Petróleo						
Venta	383.155	20,8%	292.631	23,2%	221.679	27,2%
Programa Estímulo de Petróleo	3.220	0,2%	644	0,1%	-	-
GLP						
Venta ⁽¹⁾	85.783	4,6%	97.711	7,80%	78.863	9,70%
Programas Propano Sur y Programa Hogar ⁽²⁾	1.644	0,1%	-	-	-	-
Oxígeno	995	0,1%	820	0,1%	600	0,1%
Total	1.844.804	100,0%	1.260.912	100,0%	816.212	100,0%

(1) Incluye ventas de propano por \$ miles 50.516, \$ miles 57.500 y \$ miles 43.775 al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014, respectivamente, y ventas de butano por \$ miles 35.268, \$ miles 40.211 y \$ miles 35.088 al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014, respectivamente.

(2) Incluye por Programa Propano Sur \$ miles 244 al 30 de abril de 2016 y Programa Hogar por \$ miles 1.400 al 30 de abril de 2016.

En la siguiente tabla se consigna la composición de las ventas por segmento de negocio de la Emisora:

	Por los ejercicios finalizados el 30 de abril de		
	2016	2015	2014
Energía			
Ingresos generados por operaciones de la Central Térmica Agua del Cajón (en miles de \$)	968.069	679.571	457.077
Ingresos por generación de energía (en miles de \$)	448.619	296.177	174.188
Ventas de energía (en GWh)	3.381	3.403	2.839
Precio promedio de generación de energía (en \$ por MWh)	132,7	87,0	61,4
Precio promedio de generación de energía (en US\$ por MWh)	11,6	10,2	9,4
Reconocimiento de gas propio (en miles de \$)	519.450	383.394	282.889
Ingresos generados por energía Parque Eólico Diadema (en miles de \$)	33.597	27.885	22.057
Ingresos generados por energía Parque Eólico Diadema (en GWh)	25,6	28,1	28,8
Precio de venta de energía Parque Eólico Diadema (en \$ por MWh)	1.312,4	992,4	765,9
Precio de venta de energía Parque Eólico Diadema (en US\$ por MWh) ⁽¹⁾	115,9	115,9	115,9
Servicio de fason de energía eléctrica			
Ventas netas de servicios de fason (en miles de \$)	3.078	2.068	1.111
Ventas de servicios de fason (en GWh)	8,3	6,7	5,2
Precio promedio de ventas de servicios de fason (en \$)	370,8	308,6	

**Por los ejercicios finalizados el 30 de abril
de**

	2016	2015	2014
por MWh)			213,7
Precio promedio de ventas de servicios de fasión (en U\$S por MWh)	32,5	36,3	32,8
Gas			
Ventas netas de gas incluye Programa Estímulo (en miles de \$)	365.262	159.581	34.826
Ventas netas de gas (en miles de \$)	108.729	43.511	31.866
Programa Estímulo de Gas (en miles de \$)	256.533	116.071	2.959
Reconocimiento de gas propio (en miles de \$)⁽²⁾	519.450	383.394	282.889
Ventas de gas (en Mm ³)	61.632	28.837	29.598
Gas propio inyectado en la Central Térmica Agua del Cajón (en Mm ³)	426.968	450.241	443.505
Precio de ventas netas de gas (en \$ por Mm ³)	1,8	1,5	1,1
Precio promedio de ventas netas de gas (en U\$S por Mbtu)	4,2	4,8	4,5
Precio promedio de ingresos por gas (en \$ por Mm ³)	1,8	1,1	0,7
Precio promedio de ingresos por gas (en U\$S por Mbtu)	4,3	3,6	2,8
Petróleo			
Ventas netas de petróleo incluye Programa Estímulo (en miles de \$)	386.375	293.275	221.679
Ventas netas de petróleo (en miles de \$)	383.155	292.631	221.679
Programa Estímulo de Petróleo (en miles de \$)	3.220	644	0
Ventas de petróleo (en Mbbl)	467,9	426,4	445,9
Precio promedio de venta del petróleo (en \$ por bbl)	825,7	687,8	497,2
Precio promedio de venta del petróleo (en U\$S por bbl)	72,3	81,0	76,4
Precio promedio de venta neta del petróleo(en \$ por Mbbl)	818,8	686,3	497,2
Precio promedio de venta neta del petróleo(en U\$S por Mbbl)	71,7	80,8	76,4
Propano			
Ventas netas de propano incluye Programa Propano Sur (en miles de \$)	50.759	57.500	43.775
Ventas de propano (en Mtn)	18,9	22,0	21,7
Precio promedio de venta de propano (en \$ por tn)	2.685,7	2.613,6	2.017,3
Precio promedio de venta de propano (en U\$S por tn)	235,3	307,7	309,9
Butano			
Ventas netas de butano incluye Programa Hogar (en miles de \$)	36.668	40.211	35.088
Ventas de butano (en Mtn)	13,9	15,1	16,3
Precio promedio de venta de butano (en \$ por tn)	2.657,1	2.645,5	2.152,6
Precio promedio de venta de butano (en U\$S por tn)	232,8	311,5	330,7
Oxígeno			
Ventas netas de oxígeno (en miles de \$)	995	820	600
Ventas de oxígeno (en Mm ³)	114,0	127,4	

**Por los ejercicios finalizados el 30 de abril
de**

	2016	2015	2014
			128,7
Precio promedio de venta de oxígeno (en \$ por m ³)	8,7	6,4	4,7
Precio promedio de venta de oxígeno (en US\$ por m ³)	0,8	0,8	0,7

- (1) En virtud de la Resolución 108/11 de la SE, Capex recibe un precio de US\$ 115,896 por MWh pagadero en Pesos al tipo de cambio aplicable dispuesto por la Comunicación "A" 3.500 del BCRA.
- (2) Ya incluido como ingreso generado por la Central Térmica Agua del Cajón (CMMESA abona a Capex por el uso de su gas para la generación de energía. Aquellos pagos son registrados como ventas de energía. Sin embargo, como es requerido por las NIIF 8 "Segmento Operativo", Capex luego reubica dicho ingreso derivado del uso de su propio gas al segmento de petróleo y gas).

Energía

Energía Central Térmica Agua del Cajón

2016/2015

Los ingresos generados por las operaciones de la Central Térmica Agua del Cajón, medidas en Pesos, aumentaron \$ 288,5 millones o 42,5%, a \$ 968,1 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016, en comparación con los \$ 679,6 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015. Este aumento se debió a:

- (i) un incremento del 52,5% del precio de venta promedio registrado sobre los MWh vendidos pasando de \$/MWh 87,0 (promedio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015) a \$/MWh 132,7 (promedio en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016), como consecuencia de la Resolución SE N° 22/16 (vigente a partir de febrero 2016);
- (ii) un incremento del 106,3% en Dólares en la remuneración, reconocida por CMMESA a los generadores, por el gas producido por el yacimiento ADC y consumido en la Central Térmica Agua del Cajón, mediante la Resolución 41/16 del Ministerio de Energía y Minería (vigente a partir de abril 2016) y el aumento del tipo de cambio del Dólar Estadounidense contra el Peso, moneda en la cual se remunera dicho gas. La mencionada Resolución 41/16 incrementó el valor el gas de referencia por millón de btu para centrales térmicas de US\$ 2,68 a US\$ 5,53; y a que
- (iii) la cantidad de energía generada se mantuvo en línea con la del ejercicio anterior.

2015/2014

Los ingresos generados por las operaciones de la Central Térmica Agua del Cajón, medidas en Pesos, aumentaron \$ 222,5 millones o 48,7%, a \$ 679,6 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, en comparación con los \$ 457,1 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014. Este aumento se debió a:

- (i) un incremento del 41,7% del precio de venta promedio registrado sobre los MWh vendidos pasando de \$/MWh 61,4 (promedio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014) a \$/MWh 87,0 (promedio en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015), como consecuencia de la Resolución SE N° 529/14 (vigente a partir de febrero 2014);
- (ii) un incremento del 35,5% en Pesos en la remuneración, reconocida por CMMESA a los generadores, por el gas producido por el yacimiento ADC y consumido en la Central Térmica Agua del Cajón como consecuencia de la apreciación del Dólar Estadounidense, moneda en la cual

se remunera dicho gas contra el Peso. El valor del gas de referencia por millón de btu para centrales térmicas fue de U\$S 2,68 en 2015; y

- (iii) una mayor cantidad de GW generados como consecuencia de una mayor disponibilidad de la central con respecto al ejercicio anterior, como consecuencia de los mantenimientos realizados en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014.

Energía Parque Eólico Diadema

2016/2015

Las ventas netas de energía del Parque Eólico Diadema, medidas en Pesos, incrementaron \$ 5,7 millones o 20,5% a \$ 33,6 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016, en comparación con los \$ 27,9 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015.

La venta total de energía del Parque Eólico Diadema fue de GWh 25,6 a un precio promedio de \$ 1.312,4 MW/h en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016, en comparación con los GWh 28,1 a un precio promedio de \$ 992,4 MW/h en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015. El aumento en el precio promedio se debió principalmente al incremento en la cotización del Dólar Estadounidense (moneda en la cual está fijada la tarifa con CAMMESA) contra el Peso.

La disminución del 8,9% en los GWh vendidos en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016 respecto del ejercicio anterior se debió a una disminución en el factor de capacidad de 4,73 puntos pasando de 50,8% a 46,1%.

2015/2014

Las ventas netas de energía de Parque Eólico Diadema, medidas en Pesos, incrementaron \$ 5,8 millones o 26,4%, a \$ 27,9 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, en comparación con los \$ 22,1 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014.

La venta fue de GWh 28,1 a un precio promedio de \$ 992,4 MW/h en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, en comparación con los GWh 28,8 a un precio promedio de \$ 765,9 MW/h en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014. El aumento en el precio se debe al incremento en la cotización del Dólar Estadounidense, moneda en la cual está fijada la tarifa con CAMMESA contra el Peso. La generación de energía se mantuvo prácticamente inalterada.

Servicio de fásón de energía eléctrica:

2016/2015

Los servicios de fásón para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno, medidas en Pesos, aumentaron en \$ 1 millón o 48,9%, a \$ 3,1 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016 en comparación con \$ 2,1 millones al 30 de abril de 2015. Esta variación se debió a un aumento de los MWh vendidos, a un aumento del precio y de la cotización del Dólar Estadounidense, moneda en la cual está fijado el precio de este servicio contra el Peso.

2015/2014

Los servicios de fason para la generaci3n de energa el3ctrica con gas natural e hidr3geno medidas en Pesos aumentaron en \$ 1 mill3n o 86,1%, a \$ 2,1 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, en comparaci3n con los \$ 1,1 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014. Esta variaci3n se debi3 a un aumento de los MWh vendidos, del precio como consecuencia del aumento del precio y de la cotizaci3n del D3lar Estadounidense, moneda en la cual est3 fijado el precio de este servicio contra el Peso.

Gas

2016/2015

Las ventas de gas aumentaron \$ 65,2 millones o 149,9%, a \$ 108,7 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016, correspondiente a la entrega de 61,6 millones de m³ a un precio promedio de U\$S/m³ 0,1546 (o U\$S 4,2 millones de btu), en comparaci3n con los \$ 43,5 millones, correspondientes a 28,8 millones de m³ a un precio promedio de U\$S/m³ 0,1176 (o U\$S 4,8 millones de btu) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015.

El incremento en un 114% en los m³ vendidos, a 61.632 miles m³ en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016, en comparaci3n con 28.837 miles m³ en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, obedece a un aumento de la producci3n de los pozos asociados a los proyectos de “Gas Plus”, dada la mayor inversi3n, mientras que la ca3da de precios (U\$S/mill3n de btu) tiene su explicaci3n en razones de mercado, ya que dada la abundancia de gas natural en el per3odo estival (debido a la disminuci3n de gas natural para consumo residencial) no le justific3 al mercado pagar mayores precios por “Gas Plus”.

La producci3n de gas aument3 en 4,7 millones de m³ o 0,8%, pasando a 558,0 millones de m³ en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016 de 553,3 millones de m³ en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015. Este incremento, que detuvo la declinaci3n de la curva de producci3n, se debi3 a inversiones efectuadas como consecuencia del “Programa de Est3mulo a la Inyecci3n Excedente de Gas Natural” y al desarrollo de reservas con mejor productividad.

El gas que no fue vendido fue utilizado para la generaci3n de energa el3ctrica en la Central T3rmica Agua del Caj3n y en la operaci3n de la planta de GLP.

El ingreso por el “Programa de Est3mulo a la Inyecci3n de Gas Natural Para Empresas de Inyecci3n Reducida” aument3 en \$ 140,5 millones o 121%, a \$ 256,5 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016, en comparaci3n con los \$ 116,1 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015. Este aumento en los ingresos se debi3 a: i) que la Sociedad ha sostenido la producci3n de gas y la disminuci3n anual del 15% de la curva de inyecci3n base ajustada, contra la cual se compara para el c3lculo, de acuerdo con lo establecido en el programa; y ii) el incremento en el tipo de cambio del D3lar, ya que la remuneraci3n del programa se calcula en D3lares. Durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016 se han cobrado \$ 117,3 millones por el mencionado programa correspondientes al per3odo octubre 2014 - junio 2015. La Sociedad adhiri3 al Decreto del PEN N3 704/16 mediante el cual el Gobierno Nacional ofreci3 abonar los saldos correspondientes al mencionado programa vencidos hasta el 31 de diciembre de 2015, con BONAR 2020 U\$S.

2015/2014

La venta de gas aument3 \$ 11,6 millones o 36,5% pasando a \$ 43,5 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, correspondiente a la entrega de 28,8 millones de m³ a un precio promedio de U\$S/ m³ 0,1176 (o U\$S 4,8 millones de btu), en comparaci3n con los \$ 31,9 millones, correspondientes a 29,6

millones de m³ a un precio de U\$\$/m³ 0,1654 (o U\$\$ 4,5 millones de btu) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014.

La disminución en un 2,6% en los m³ vendidos, a 28,8 millones de m³ en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, en comparación con 29,6 millones de m³ en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014, obedece a una disminución de la producción de los pozos asociados a los proyectos de “Gas Plus”, mientras que la suba de precios (U\$\$/millón de btu) tiene su explicación en razones de mercado.

La producción de gas aumentó en 5,5 millones de m³ o 1,0%, pasando a 553,3 millones de m³ en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, en comparación con los 547,8 millones de m³ en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014. Este incremento, que detuvo la declinación de la curva de producción, se debió a inversiones efectuadas como consecuencia del “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” y al desarrollo de reservas con mejor productividad.

El gas que no fue vendido fue utilizado para la generación de energía eléctrica en la Central Térmica Agua del Cajón y en la operación de la planta de GLP.

El ingreso por el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural Para Empresas de Inyección Reducida” aumentó en \$ 113,1 millones a \$ 116,1 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, en comparación con los \$ 3 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014. Este aumento en los ingresos se debió a que el programa tuvo vigencia para la Sociedad a partir del mes de enero de 2014.

Petróleo

2016/2015

Las ventas netas de petróleo aumentaron en \$ 90,5 millones o 30,9% a \$ 383,2 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016, de \$ 292,6 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015. Este aumento se debió a: (i) un incremento de 41,5 Mbbl o 9,7% en el volumen vendido, a 467,9 Mbbl al 30 de abril de 2016 en comparación con los 426,4 Mbbl al 30 de abril de 2015 y (ii) a un incremento en el precio en Pesos del 19,3%, por efecto del incremento en la cotización del Dólar Estadounidense, moneda que se aplica sobre los precios de venta del petróleo contra el Peso.

En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016, teniendo en cuenta la caída del precio internacional del petróleo crudo y la necesidad de mantener un precio sostén para la actividad de producción, pero a su vez disminuir el impacto de la devaluación del Peso frente al Dólar en el precio de los combustibles, productores y refinadores han renegociado una disminución de los precios del petróleo en Dólares vigentes en sus acuerdos, con efecto para las entregas realizadas a partir de diciembre de 2015.

La producción de petróleo aumentó 38,5 Mbbl o 17,2%, a 262,6 Mbbl en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016 de 224,1 Mbbl en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, debido a los resultados obtenidos en la estimulación de algunos pozos.

El ingreso por el “Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo” aumentó \$ 2,6 millones o 400% a \$ 3,2 millones en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2016, de \$ 0,6 millones en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2015. En el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2016, se han cobrado \$ 1,5 millones, correspondientes a los meses de enero a junio de 2015.

2015/2014

Las ventas netas de petróleo aumentaron en \$ 71,0 millones o 32,0% a \$ 292,6 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, de \$ 221,7 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014. Este aumento se debió a: (i) un incremento en el precio del 38,0%, originado en el mayor precio obtenido por las ventas a las refinadoras en el mercado interno; y (ii) al efecto del incremento en la cotización del Dólar Estadounidense, moneda que se aplica sobre los precios de venta contra el Peso. Este incremento fue parcialmente compensado por la disminución del 4,4% en los volúmenes vendidos a 426,4 Mbbl en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, en comparación con los 445,9 Mbbl en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014.

La producción de petróleo disminuyó 32,2 Mbbl o 12,6%, a 224,1 Mbbl en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, en comparación con 256,3 Mbbl en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014 debido a la declinación natural del yacimiento.

El ingreso por el “Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo”, que entró en vigencia el 1º de enero de 2015, devengó \$ 0,6 millones en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2015.

Líquidos derivados del gas (GLP)

2016/2015

Las ventas netas de propano disminuyeron en \$ 6,7 millones u 11,7% (incluyendo el ingreso por el “Programa Propano Sur”), a \$ 50,8 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016 en comparación con los \$ 57,5 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015. La Sociedad exportó 2.378 tn por \$ 9,9 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016. Sin considerar el efecto de la exportación mencionada, la disminución de las ventas netas es consecuencia de: (i) una disminución en el volumen vendido del 25,0% a 16.533 tn en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016, de 22.046 tn en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, debido a paradas de la planta, y (ii) una disminución en el precio promedio de ventas del 5,2%, como consecuencia de la baja de los precios internacionales, compensado por la apreciación del Dólar contra el Peso, y las entregas de productos a precios regulados, pasando de \$promedio/tn 2.608,2 al 30 de abril de 2015 a \$promedio/tn 2.472,8 al 30 de abril de 2016.

Las ventas netas de butano disminuyeron en \$ 3,5 millones o 8,8%, a \$ 36,7 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016 en comparación con los \$ 40,2 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, incluyendo el ingreso por el “Programa Hogar”. Dicha disminución se debió a una baja en el volumen vendido del 9,2% por paradas de la planta, compensado con una leve suba del precio promedio de ventas en un 0,6%, pasando de \$promedio/tn 2.645,5 al 30 de abril de 2015 a \$promedio/tn 2.657,1 al 30 de abril de 2016.

No se han registrado ventas de gasolina en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016 y de 2015 debido a que las producciones de 28.022 m³ y 27.644 m³, respectivamente, fueron mezcladas y comercializadas con el petróleo por razones de mercado.

2015/2014

Las ventas netas de propano aumentaron en \$ 13,7 millones o 31,4%, a \$ 57,5 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015 en comparación con los \$ 43,8 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014, como consecuencia de un alza en el precio promedio de ventas del 29,6%, pasando de

\$promedio/tn 2.017,3 al 30 de abril de 2014 a \$promedio/tn 2.613,6 al 30 de abril de 2015. El volumen vendido aumentó un 1,4%.

Las ventas netas de butano aumentaron en \$ 5,1 millones o 14,6%, a \$ 40,2 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015 en comparación con los \$ 35,1 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014, como consecuencia del aumento del precio promedio de ventas en un 22,9%, pasando de \$promedio/tn 2.152,6 al 30 de abril de 2014 a \$promedio/tn 2.645,5 al 30 de abril de 2015. El volumen vendido disminuyó un 6,7%.

No se han registrado ventas de gasolina en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2015 y 2014 debido a que las producciones de 27.644 m³ y 26.729 m³, respectivamente, fueron mezcladas y comercializadas con el petróleo por razones de mercado.

Oxígeno

2016/2015

Las ventas netas de oxígeno aumentaron \$ 0,2 millones o 21,3%, a \$ 1 millón en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016 en comparación con \$ 0,8 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015. Este aumento en las ventas se produjo por un incremento en el precio de venta como consecuencia de la apreciación del Dólar contra el Peso, compensado por una disminución en el volumen vendido a 114.037 m³ en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015 de 127.443 m³ en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016.

2015/2014

Las ventas netas de oxígeno aumentaron \$ 0,2 millones o 36,7%, a \$ 0,8 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015 en comparación con \$ 0,6 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014. Este aumento en las ventas se produjo por un incremento en el precio de venta.

Costo de ventas

En la siguiente tabla se expone el rubro Costo de ventas por los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014:

	Petróleo y gas			Energía ADC			GLP			Energía Parque Eólico Diadema			Energía HIDRÓGENO			Oxígeno			Total		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Costos laborales	99,3	74,8	53,5	63,6	49,5	35,2	16,3	13,6	9,4	-	-	-	0,9	0,8	0,5	0,3	0,3	0,3	180,4	139,0	98,9
Materiales, repuestos y otros	11,3	7,1	6,2	18,2	20,9	13,8	1,8	3,1	1,2	0,2	0,2	0,1	1,3	1,0	0,4	0,4	0,4	0,2	33,0	32,6	22,0
Operación y mantenimiento	61,6	43,7	29,6	15,2	9,9	12,2	2,9	2,3	0,6	3,3	1,6	0,5	0,3	0,1	1,0	0,1	-	0,6	83,5	57,8	44,4
Amortización propiedad, planta y equipo	171,2	135,9	95,4	80,9	51,7	29,1	12,8	10,6	5,9	5,7	5,3	4,4	1,2	1,2	1,2	0,3	0,3	0,3	272,1	205,0	136,3

Impuestos y seguros	10,1	8,1	5,5	11,3	9,7	6,4	2,3	2,0	1,3	0,8	0,7	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	24,8	20,8	13,9
Otros	22,1	14,8	11,1	3,4	2,7	12,0	(0,4)	0,6	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,1	0,4	25,7	18,6	23,9
Total	375,6	284,4	201,4	192,6	144,5	108,6	35,7	32,2	18,7	10,3	8,0	5,6	4,1	3,4	3,4	1,3	1,2	1,8	619,5	473,7	339,5

2016/2015

El costo de ventas aumentó un 30,8%, a \$ 619,5 millones (33,6% sobre las ventas netas) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016 en comparación con los \$ 473,7 millones (37,6% sobre las ventas netas) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015.

El aumento del 30,8% en el costo de ventas fue generado principalmente por:

- el mayor cargo por amortizaciones de los bienes relacionados con la explotación de petróleo y gas, la Central Térmica Agua del Cajón, el Parque Eólico Diadema y la Planta de GLP por \$ 67,1 millones, como consecuencia del incremento de las inversiones realizadas y del revalúo técnico de ciertos bienes realizado a partir del 31 de julio de 2014;
- un incremento de los costos laborales por \$ 41,4 millones, como resultado de los aumentos salariales otorgados;
- un incremento de los costos de mantenimiento y operación por \$ 25,7 millones, como consecuencia del aumento en las tarifas de estos servicios a lo largo del ejercicio;
- un incremento de los impuestos, tasas, contribuciones y seguros por \$ 4,0 millones como consecuencia principalmente del incremento de los costos de seguros de cobertura; y
- un incremento en la línea "Otros", principalmente por los costos de transporte, fletes y estudios por \$ 7,1 millones, como consecuencia del aumento en la cantidad de horas de transporte de cargas e incremento de tarifas y un incremento de los honorarios y otras retribuciones por \$ 6,8 millones.

2015/2014

El costo de ventas aumentó un 39,5%, a \$ 473,7 millones (37,6% sobre las ventas netas) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015 en comparación con los \$ 339,5 millones (41,6% sobre las ventas netas) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014.

El aumento del 39,5% en el costo de ventas fue generado principalmente por:

- el mayor cargo por amortizaciones de los bienes relacionados con la explotación de petróleo y gas y la Central Térmica Agua del Cajón por \$ 68,7 millones, como consecuencia del incremento de las inversiones realizadas y del revalúo técnico de esta última;
- un incremento de los costos laborales por \$ 40,1 millones, por el otorgamiento (por parte de la Sociedad) de compensaciones para cubrir las pérdidas del poder adquisitivo del salario;
- un incremento de los costos de los materiales y repuestos por \$ 10,6 millones;
- un incremento de los costos de mantenimiento y operación por \$ 13,3 millones;
- un incremento de los seguros por \$ 6,8 millones como consecuencia, principalmente, del incremento de los costos de cobertura; y
- una disminución de la línea "Otros", principalmente por las menores compras de energía por \$ 5,3 millones como consecuencia del vencimiento de los contratos a término, los cuales no fueron renovados atento a la normativa vigente.

Gastos de exploración

2016/2015

Los gastos de exploración por \$ 76,7 millones al 30 de abril de 2016 corresponden a la baja de un pozo exploratorio en Loma de Kauffman que resultó estéril y a la provisión de las inversiones efectuadas en el área, las cuales se estiman no serán recuperables.

2015/2014

Los gastos de exploración por \$ 174,9 millones al 30 de abril de 2015 surgen como consecuencia de la reversión de las áreas de exploración en la Provincia de Río Negro. La Sociedad decidió, en el segundo período de exploración -y luego de cumplir con las inversiones comprometidas con la Provincia de Río Negro-, devolver el 100% de las áreas de Cerro Chato y Lago Pellegrini. Por lo tanto, se provisionaron las inversiones efectuadas al 30 de abril de 2015 por \$ 23,7 millones y \$ 141,4 millones, respectivamente. Asimismo, en el área de Loma de Kauffman – que será revertida a la Provincia del Río Negro–, el 12 de junio de 2015 y luego de efectuar las inversiones comprometidas, la Sociedad decidió pasar al tercer período de exploración revirtiendo el 50% de la misma. Por tal motivo, al 30 de abril de 2015 se provisionaron \$ 9,8 millones. En 2014 no hubo gastos de exploración.

Gastos de comercialización

2016/2015

Los gastos de comercialización aumentaron \$ 83,9 millones o 49,2%, a \$ 254,2 millones (13,8% sobre las ventas netas) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016, en comparación con los \$ 170,4 millones (13,5% sobre las ventas netas) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015. El aumento se debió principalmente al incremento del impuesto a los ingresos brutos como consecuencia de la mayor facturación y por el incremento de las regalías asociadas con el gas. El incremento en las regalías se debió a los incrementos: i) en la producción de gas, ii) en las ventas de gas mediante el Programa “Gas Plus”, iii) del precio del gas, como consecuencia del aumento en el precio de referencia reconocido por CAMMESA y a la apreciación del Dólar (divisa en la cual está denominado el precio) respecto del Peso; y iv) de los ingresos provenientes del “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural Para Empresas de Inyección Reducida”.

2015/2014

Los gastos de comercialización aumentaron \$ 49,6 millones o 41,1%, a \$ 170,4 millones (13,5% sobre las ventas netas) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, en comparación con los \$ 120,7 millones (14,8% sobre las ventas netas) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014. El aumento se debió principalmente al incremento de regalías (generado principalmente por el aumento en el precio del petróleo, de gas y de la alícuota), y al incremento del impuesto a los ingresos brutos como consecuencia de la mayor facturación.

Gastos de administración

2016/2015

Los gastos de administración aumentaron \$ 38,4 millones o 41,9%, a \$ 129,9 millones (7,0% sobre las ventas netas) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016, en comparación con los \$ 91,5 millones

(7,3% sobre las ventas netas) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015. El aumento es consecuencia principalmente de los incrementos: i) de los sueldos y cargas sociales, como resultado de los aumentos salariales otorgados, ii) de los alquileres, y iii) de los honorarios legales y gastos bancarios.

2015/2014

Los gastos de administración aumentaron \$ 26,1 millones o 39,9%, a \$ 91,5 millones (7,3% sobre las ventas netas) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, en comparación con los \$ 65,4 millones (8,0% sobre las ventas netas) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014. El aumento es consecuencia principalmente de los incrementos de: (i) los sueldos y cargas sociales, (ii) erogaciones relacionadas con el mantenimiento informático de la Sociedad, (iii) de los alquileres (por la venta del Edificio de Vicente López –sede social de Capex–y su posterior alquiler a su vinculada Alparamis S.A. en septiembre de 2014) y (iv) de los gastos bancarios.

Otros (egresos) / ingresos operativos netos

2016/2015

Los Otros (Egresos) / Ingresos Operativos Netos al 30 de abril de 2016 fueron negativos por \$ 1 millón, mientras que los registrados al 30 de abril de 2015 fueron positivos por \$ 1,3 millones, como consecuencia principalmente de que en el ejercicio anterior se produjo el cobro de \$ 4,1 millones por la cesión de derechos de compensación bajo el Programa Petróleo Plus reglamentado en el año 2008, compensado por los gastos de escrituración de la venta del Edificio de Vicente López por \$ 2,9 millones.

2015/2014

Los Otros (Egresos)/Ingresos Operativos Netos fueron positivos en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, como consecuencia principalmente del cobro de \$ 4,1 millones por la cesión de derechos de compensación bajo el Programa Petróleo Plus reglamentado en el año 2008, compensado con los gastos de escritura de la venta del Edificio de Vicente López por \$ 2,9 millones, en comparación con el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014 donde se obtuvieron resultados positivos por \$13,6 millones debido principalmente a la reversión de la provisión efectuada del cargo tarifario creado por Decreto N° 2067/08 y Res. ENARGAS N° 1982, 1988 y 1991/11.

Ingresos financieros

2016/2015

	30 de abril de 2016	30 de abril de 2015	Variación	
	En millones de Pesos			
Intereses y otros	120,5	77,6	42,9	55,3%
Devengamiento de intereses de créditos	(3,8)	3,5	(7,3)	(208,9%)
Diferencia de cambio	283,5	46,4	237,1	510,9%
Ingresos financieros	400,3	127,5	272,8	213,9%

Los ingresos financieros se incrementaron en \$ 272,8 millones o 213,9%, a \$ 400,3 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016 en comparación con los \$ 127,5 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015. Las causas principales del incremento son:

- La variación de los intereses y otros resultados devengados debido a los mayores resultados obtenidos por las colocaciones financieras, como consecuencia del incremento de las mismas y su mayor rendimiento.
- La apreciación del Dólar respecto del Peso. La apreciación del Dólar Estadounidense contra el Peso entre abril 2015 y abril 2016 fue de un 60,7% mientras que entre abril 2014 y abril 2015 fue de un 11,5%.
- La disminución en el devengamiento de intereses de créditos corresponde al resultado generado por el cálculo i) del valor presente de los créditos a largo plazo que Capex tiene con CAMMESA por la remuneración que será destinada a un fideicomiso para la financiación de nuevos proyectos de infraestructura del sector eléctrico; ii) los créditos a largo plazo, créditos por ventas y créditos impositivos que posee Hychico; y iii) los créditos impositivos a largo plazo que posee Servicios Buproneu S.A. (SEB).

2015/2014

	30/04/2015	30/04/2014	Variación	
	En millones de Pesos			
Intereses y otros	77,6	13,3	64,3	484,7%
Devengamiento de intereses de créditos	3,5	0,5	3,0	597,0%
Diferencia de cambio	46,4	138,1	(91,7)	(66,4%)
Ingresos financieros	127,5	151,9	(24,4)	(16,1%)

Los ingresos financieros disminuyeron \$ 24,4 millones o 16,1%, a \$ 127,5 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015 en comparación con los \$ 151,9 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014. Las causas principales del incremento son:

- Mayores resultados por las colocaciones financieras.
- La apreciación del Dólar Estadounidense respecto del Peso. La apreciación del Dólar Estadounidense respecto del Peso entre abril 2014 y abril 2015 fue de un 11,5%, mientras que entre abril 2013 y abril 2014 fue de un 53,5%.
- Un aumento en el devengamiento de intereses de créditos corresponde al resultado generado por el cálculo del valor presente de los créditos a largo plazo, créditos por ventas y créditos impositivos, que posee Hychico y de los créditos impositivos a largo plazo que posee Servicios Buproneu.

Costos financieros

2016/2015

	30/04/2016	30/04/2015	Variación	
	En millones de Pesos			
Intereses y otros	(403,2)	(279,7)	(123,5)	44,1%
Swap de Tasa LIBO	-	1,1	(1,1)	(100,0%)
Diferencia de cambio	(1.154,5)	(196,1)	(958,5)	488,9%
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(3,6)	(0,2)	(3,4)	1.406,8%
Costos financieros	(1.561,4)	(474,9)	(1.086,4)	228,7%

Los costos financieros se incrementaron en \$ 1.086,4 millones o 228,7%, a \$ 1.561,4 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016 en comparación con los \$ 474,9 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015. Las causas principales del incremento se deben a:

- El aumento de los intereses y otros resultados devengados debido principalmente a los intereses devengados por las Obligaciones Negociables Clase I. Si bien el capital de la deuda en Dólares por las Obligaciones Negociables Clase I se mantuvo constante, siendo que su vencimiento es en marzo de 2018, el incremento del tipo de cambio generó un mayor devengamiento de intereses en Pesos.
- Las mayores pérdidas por diferencia de cambio fueron consecuencia del aumento en el tipo de cambio del Dólar Estadounidense respecto del Peso. La apreciación del Dólar frente al Peso entre abril 2015 y abril 2016 fue del 60% mientras que, entre abril 2014 y abril 2015, fue del 11,3%.
- Capex poseía al 30 de abril de 2016, el 88,8% de su deuda financiera en Dólares Estadounidenses, con lo cual la apreciación de dicha moneda contra el Peso generó un impacto negativo en sus resultados, mientras que el monto de deuda en Pesos aumentó llevando a Capex a registrar un cargo en su Estado de Resultados.

Los préstamos a los cuales hacemos referencia son los siguientes:

- Obligaciones Negociables por U\$S 200 millones, que devengan un interés pagadero por períodos de seis meses, a partir del desembolso y hasta el repago total (marzo de 2018) a una tasa fija del 10%.
- Préstamo garantizado de U\$S 14 millones, destinado al Parque Eólico Diadema de Hychico, que devenga un interés a una tasa variable equivalente a LIBO más una tasa del 8,75% nominal anual pagadero semestralmente.
- La disminución de la línea SWAP de Tasa LIBO a causa de la cancelación del contrato de SWAP originalmente celebrado cuando Capex contaba con pasivos de tasa flotante, y el cual fue repagado con el producido de las Obligaciones Negociables Clase I.
- El devengamiento de intereses de créditos y deudas por el valor actual de la provisión por taponamiento de pozos.

2015/2014

	30/04/2015	30/04/2014	Variación	
	En miles de Pesos		En miles de Pesos	%
Intereses y otros	(279,7)	(220,7)	(59,1)	26,8%
Swap de Tasa LIBO	1,1	7,4	(6,3)	(85,4%)
Diferencia de cambio	(196,1)	(617,1)	421,1	(68,2%)
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(0,2)	3,2	(3,5)	(107,5%)
Costos financieros	(474,9)	(827,2)	352,3	(42,6%)

Los costos financieros disminuyeron \$ 352,3 millones o 42,6%, a \$ 474,9 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015 en comparación con los \$ 827,2 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014. Las causas principales de la variación son:

- El aumento de los intereses y otros resultados devengados a causa, principalmente, del incremento de tasas en las renovaciones de préstamos y de los adelantos en cuenta corriente y los intereses devengados por el financiamiento anticipado para el mantenimiento de la Central Térmica Agua del Cajón. Si bien el capital de las Obligaciones Negociables Clase I denominado en Dólares se mantuvo constante, la apreciación del Dólar frente al Peso generó un mayor devengamiento de intereses en Pesos.
- Al 30 de abril de 2015 el porcentaje que representó la deuda financiera en Dólares Estadounidenses de Capex ascendía a 85,4%. La apreciación del Dólar frente al Peso generó un impacto significativo en los resultados económicos y en el patrimonio. La apreciación del Dólar frente al Peso entre abril 2014 y abril 2015 fue de un 11,3%, mientras que entre abril 2013 y abril 2014 fue de un 54,3%.
- La disminución de la línea SWAP de Tasa LIBO a consecuencia de la cancelación del contrato de SWAP que poseía la Sociedad.

Otros resultados financieros

2016/2015

Los otros resultados financieros corresponden al recupero de la provisión por desvalorización de la propiedad, planta y equipo de la Planta de Hidrógeno y Oxígeno de Hychico.

2015/2014

Los otros resultados financieros corresponden al recupero de la provisión por desvalorización de la propiedad, planta y equipo de la Planta de Hidrógeno y Oxígeno de Hychico.

Impuesto a las ganancias

2016/2015

Los resultados por el impuesto a las ganancias arrojaron una ganancia de \$ 137,2 millones al 30 de abril de 2016, como consecuencia del reconocimiento del efecto impositivo sobre la pérdida neta del ejercicio, fundado principalmente en la estimación efectuada por la Sociedad de la utilización de los quebrantos acumulados al cierre del ejercicio contra ganancias futuras y antes de su prescripción. Los resultados por el impuesto a las ganancias arrojaron un saldo negativo de \$ 3,6 millones al 30 de abril de 2015 como consecuencia del reconocimiento del efecto impositivo sobre la ganancia neta del ejercicio.

2015/2014

Los resultados por el impuesto a las ganancias arrojaron una pérdida de \$ 3,6 millones al 30 de abril de 2015 como consecuencia del reconocimiento del efecto impositivo sobre la ganancia neta del ejercicio. Los resultados por el impuesto a las ganancias arrojaron una ganancia de \$ 140,4 millones al 30 de abril de 2014 como consecuencia del reconocimiento del efecto impositivo sobre la pérdida neta del ejercicio, fundado principalmente en la estimación efectuada por la Sociedad de la utilización de los quebrantos acumulados al cierre del ejercicio contra ganancias futuras y antes de su prescripción.

Resultado neto del ejercicio

2016/2015

La pérdida neta para el ejercicio anual finalizado el 30 de abril de 2016 fue de \$ 259,9 millones, en comparación con la ganancia neta de \$ 0,4 millones registrada por el mismo ejercicio de 2015.

2015/2014

La ganancia neta para el ejercicio anual finalizado el 30 de abril de 2015 fue de \$ 0,4 millones, en comparación con la pérdida neta de \$ 225,4 millones registrada por el mismo ejercicio de 2014.

Otros resultados integrales

2016/2015

Los otros resultados integrales del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016 ascendieron a \$ 1.050,0 millones, mientras que en el ejercicio anterior fueron de \$ 743,5 millones, debido a que la Sociedad aplica, desde el 31 de julio de 2014, el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro “Propiedad, Planta y Equipo” y al cierre del ejercicio 2016 ha actualizado los valores razonables de dichos bienes.

Del total de los otros resultados integrales por \$ 1.050 millones, la porción atribuible a la Sociedad asciende a \$ 1.048,2 millones, acumulándose la misma en la Reserva por revaluación de activos del Estado de cambios en el Patrimonio. El saldo final al 30 de abril de 2016 de dicha reserva ascendía a \$ 1.692,1 millones. De acuerdo con lo establecido por las Normas de la CNV, el saldo de tal reserva no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de la Sociedad frente a los artículos 31, 32 y 206 de la Ley General de Sociedades.

2015/2014

Los otros resultados integrales corresponden al efecto del cambio de la política contable de valuación de los rubros “Propiedad, Planta y Equipo” para los activos Central Térmica Agua del Cajón, “Edificios y Terrenos”, la Planta de GLP y el Parque Eólico Diadema. Hasta el 30 de abril de 2014, la Sociedad valuaba la totalidad del rubro “Propiedad, Planta y Equipo” según el modelo del costo, establecido en la NIC 16, el cual consiste en el reconocimiento inicial del activo a su costo de adquisición menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro de valor, si existieran. A partir del 31 de julio de 2014, la Sociedad valúa la Central Térmica Agua del Cajón, el rubro “Edificios y Terrenos” y la Planta de GLP y el Parque Eólico Diadema del rubro “Propiedad, Planta y Equipo” por el modelo de revaluación, ya que considera que este modelo refleja de manera más fiable el valor de estos activos. El incremento por revaluación asciende a \$ 1.143,9 millones que, neto del impuesto diferido, asciende a un efecto por revaluación neto de \$ 743,5 millones. La porción atribuible a la Sociedad ascendió a \$ 739,9 millones.

Resultado integral del ejercicio

2016/2015

La ganancia neta para el ejercicio anual finalizado el 30 de abril de 2016 fue de \$ 790,1 millones, en comparación con la ganancia neta de \$ 743,9 millones registrada por el mismo ejercicio de 2015.

2015/2014

La ganancia neta para el ejercicio anual finalizado el 30 de abril de 2015 fue de \$ 743,9 millones, en comparación con la pérdida neta de \$ 225,4 millones registrada por el mismo ejercicio de 2014.

b) Liquidez y recursos de capital

La principal fuente de liquidez de la Emisora son los fondos generados por las actividades operativas, las cuales consisten en la generación de energía eléctrica, la exploración y producción de hidrocarburos (petróleo y gas), la producción y la venta de líquidos y derivados del gas (GLP) y otras actividades tales como el servicio de fásón para la producción de energía y la venta de oxígeno.

Los fondos que ingresan son principalmente aplicados a las actividades de inversión y financiación de la Emisora, entre las cuales se incluye el desarrollo de las reservas probadas, la exploración en busca de reservas adicionales y las inversiones en bienes de capital necesarios para extraer y producir gas y petróleo, generar y transportar energía eléctrica y cumplir con los compromisos de deuda de la Emisora.

La liquidez y los recursos de capital incluyen efectivo e instrumentos de liquidez equivalente, entre los cuales se encuentran el efectivo en caja, los depósitos a la vista en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de hasta tres meses, y los descubiertos bancarios. En el estado de situación financiera los descubiertos bancarios se clasifican como “Deuda Financiera” en el Pasivo Corriente. Al cierre del período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017, Capex registraba \$ 1.463,6 millones en concepto de capital de trabajo y \$ 1.325,2 millones en efectivo y equivalentes.

En la siguiente tabla se consigna el origen y la aplicación de fondos por los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016:

Estado de flujo de efectivo	Por el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de	
	2017	2016
	(en millones de \$)	
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	1.635,1	489,8
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(177,8)	(380,7)
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación	(442,2)	(12,0)
Aumento neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios	1.015,1	97,1

En la siguiente tabla se consigna el origen y la aplicación de fondos por los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014:

Estado de flujo de efectivo	Por los ejercicios anuales finalizados el		
	30/04/2016	30/04/2015	30/04/2014
	(en millones de \$)		
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	824,4	639,6	385,8
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(637,0)	(207,7)	(182,9)
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación	(185,0)	(147,6)	(208,6)
Aumento / (Disminución) neta en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios	2,4	284,4	(5,7)

Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas

Períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016

El flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas aumentó a \$ 1.635,1 millones en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 de los \$ 489,8 millones registrados por el mismo período de 2016. El incremento de \$ 1.145,3 millones se debió fundamentalmente a:

- i. un incremento de \$ 372 millones en el impuesto a las ganancias devengado;
- ii. un incremento de \$ 25,1 millones en los intereses sobre deudas financieras devengados y otros, producto del aumento de los intereses devengados por las Obligaciones Negociables. Si bien el capital de la deuda en Dólares por las Obligaciones Negociables se mantuvo constante, la apreciación del Dólar frente al Peso generó un mayor devengamiento de intereses en Pesos;
- iii. una disminución en la diferencia de cambio generada por colocaciones en instrumentos financieros por \$ 134,3 millones como consecuencia de la apreciación del Dólar frente al Peso;
- iv. un disminución de \$ 362,7 millones en las créditos por cobrar comerciales, producto de la cobranza de créditos con CAMMESA;
- v. un disminución de \$ 102,8 millones en otras créditos por cobrar, como consecuencia principalmente de la disminución de los anticipos a proveedores, de los impuestos a la ganancia mínima presunta y valor agregado, compensado con el aumento en el Acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes a cobrar; y
- vi. una disminución de \$ 168,3 millones en los repuestos y materiales, generado por los trabajos realizados en la Central Térmica Agua del Cajón.

Este incremento fue parcialmente compensado por:

- i. un incremento de \$ 148,4 millones en la amortización de los bienes de Propiedad, Planta y Equipo, como consecuencia de las mayores inversiones y del revalúo técnico;
- ii. una disminución de \$ 714,3 millones en la diferencia de cambio generada por deudas financieras como consecuencia de la variación en el tipo de cambio del Dólar Estadounidense con respecto al Peso;
- iii. una disminución de \$ 1.252 millones como consecuencia del revalúo registrado en ciertos activos de Propiedad, Planta y Equipo;
- iv. una disminución de \$ 113 millones de las cuentas por pagar comerciales;
- v. un aumento de \$ 24,7 millones en otras deudas; y
- vi. un incremento en los anticipos por impuesto a la ganancia mínima presunta pagado por \$ 2,7 millones.

2016 / 2015

El flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas aumentó a \$ 824,4 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016 de los \$ 639,6 millones registrados al 30 de abril de 2015. El incremento de \$ 184,8 millones se debió fundamentalmente a:

- i. un incremento de \$ 154,9 millones en los intereses devengados sobre deudas financieras y producto del aumento de los intereses devengados por las Obligaciones Negociables Clase I. Si bien el capital de la deuda en Dólares por las Obligaciones Negociables se mantuvo constante, la apreciación del Dólar frente al Peso generó un mayor devengamiento de intereses en Pesos;
- ii. un incremento de \$ 928,2 millones en la diferencia de cambio generada por deudas financieras como consecuencia de la apreciación del Dólar Estadounidense con respecto al Peso;
- iii. un incremento de \$ 10,7 millones en el devengamiento de intereses de préstamos y otros créditos;
- iv. un incremento de \$ 67,2 millones en la amortización de los bienes de Propiedad, Planta y Equipo, como consecuencia de mayores inversiones y revalúo técnico;
- v. un incremento de \$ 73,7 millones de las cuentas por pagar comerciales;
- vi. un incremento de \$ 23,3 millones en otras deudas por incremento de las regalías abonadas, producto del aumento de la alícuota y del tipo de cambio; y un menor impuesto a la ganancia mínima presunta pagado por \$ 4,9 millones;
- vii. una disminución de \$ 140,8 millones en el impuesto a las ganancias devengado.

Este incremento fue parcialmente compensado por:

- ;
- i. un mayor devengamiento de \$ 174,7 millones en la diferencia de cambio generada por instrumentos financieros producto de la apreciación del Dólar Estadounidense con respecto al Peso;
- ii. un mayor devengamiento de \$ 14,3 millones en la diferencia de cambio por cesión de derechos en relación con ciertas cuentas por cobrar de CAMMESA;
- iii. una disminución de \$ 98,3 millones en provisiones de áreas de exploración de Río Negro;
- iv. un mayor devengamiento de \$ 306,5 millones de los otros resultados integrales como consecuencia del revalúo técnico;
- v. un aumento de \$ 266,4 millones en “Cuentas por cobrar comerciales”, dado el incremento de las ventas;
- vi. un aumento de \$ 23,6 millones en “Otras cuentas por cobrar”, como consecuencia principalmente del aumento en “Acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes a cobrar” y de los “Anticipos a proveedores”; y
- vii. un mayor stock de \$ 99,1 millones en “Repuestos y materiales”, generado por los trabajos realizados en la Central Térmica Agua del Cajón;

2015 / 2014

El flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas aumentó a \$ 639,6 millones en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015 de los \$ 385,8 millones registrados al 30 de abril de 2014. El incremento de \$ 253,9 millones se debió fundamentalmente a:

- i. un mayor devengamiento de \$ 144,0 millones en el impuesto a las ganancias;
- ii. un incremento de \$ 52,9 millones en los intereses sobre deudas financieras -devengados y otros- producto del aumento de los intereses devengados por las Obligaciones Negociables Clase I. Si bien el capital de la deuda en Dólares por las Obligaciones Negociables se mantuvo constante, la apreciación del Dólar respecto del Peso generó un mayor devengamiento de intereses en Pesos;
- iii. un menor devengamiento de \$ 75,0 millones en la diferencia de cambio generada por instrumentos financieros producto de la apreciación del Dólar Estadounidense con respecto al Peso;
- iv. un menor devengamiento de \$ 8,2 millones en la diferencia de cambio por cesión de derechos;
- v. un incremento de \$ 68,4 millones en la amortización de los bienes de Propiedad, Planta y Equipo, como consecuencia de mayores inversiones y revalúo técnico;
- vi. un incremento de \$ 175,0 millones en provisiones de áreas de exploración de Río Negro;

Este incremento fue parcialmente compensado por:

- i. una disminución de \$ 414,8 millones en la diferencia de cambio generada por deudas financieras como consecuencia de la apreciación del Dólar Estadounidense con respecto al Peso;
- ii. el devengamiento de \$ 743,5 millones de “Otros resultados integrales” como consecuencia del revalúo técnico al 30 de abril de 2015;
- iii. un aumento de \$ 24,7 millones en “Cuentas por cobrar comerciales”, como resultado del incremento en las ventas;
- iv. una disminución de \$ 53,5 millones de “Cuentas por pagar comerciales”; y
- v. un mayor impuesto a la ganancia mínima presunta pagado por \$ 4,2 millones.

Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión

Períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016

En el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017 se utilizaron \$ 177,8 millones en las actividades de inversión, en comparación con los \$ 380,7 millones utilizados por el mismo período del año 2016. Esto obedeció fundamentalmente por los pagos de \$ 248,5 millones (en exceso respecto del año anterior) como contraprestación por la adquisición de activos de Propiedad, Planta y Equipo y una disminución de \$ 451,3 millones en los instrumentos financieros a costo amortizado no consideradas efectivo o equivalente de efectivo. Estas colocaciones fueron reinvertidos a un plazo inferior a los tres meses.

2016 / 2015

En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016 se utilizaron \$ 637 millones en las actividades de inversión, en comparación con los \$ 207,7 millones utilizados en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015. Este incremento de \$ 429,4 millones obedeció fundamentalmente a los mayores pagos de \$ 283,4 millones efectuados por la adquisición de activos de Propiedad, Planta y Equipo, un aumento de \$ 5 millones en los instrumentos financieros no consideradas efectivo (o equivalentes de efectivo) y a la disminución \$ 141 millones en efectivo producto de la venta de las oficinas ubicadas en la localidad de Vicente López, propiedad de la Sociedad al 30 de abril de 2015, lo cual no volvió a ocurrir en 2016.

2015 / 2014

En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015 se utilizaron \$ 207,7 millones en las actividades de inversión, en comparación con los \$ 182,9 millones utilizados en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014. Esta variación de \$ 24,8 millones obedeció fundamentalmente a los pagos por \$ 158,6 millones efectuados por la adquisición de activos de Propiedad, Planta y Equipo, un egreso de \$ 5,8 millones en los instrumentos financieros no consideradas efectivo (o equivalentes de efectivo) y al aporte de \$ 1,4 millones en sociedades controladas, efectuado al 30 de abril de 2014. Estos pagos se compensaron parcialmente por el ingreso de \$ 141 millones producto de la venta de las oficinas ubicadas en la localidad de Vicente López propiedad de Capex al 30 de abril de 2015.

Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación

Períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016

Los flujos netos de efectivo utilizados en las actividades de financiación fueron de \$ 442,2 millones por el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017, en tanto que en el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2016 se utilizaron \$ 12 millones. Esto se debió a la diferencia en los pagos de deudas financieras y préstamos (\$ 167,7 millones) con sus correspondientes intereses (\$ 60 millones), al incremento de los préstamos cancelados con compensaciones (\$ 42,2 millones) y al menor endeudamiento realizado (\$ 171,8 millones). Estos pagos se compensaron con los aportes de terceros por \$ 11,5 millones en sociedades controladas.

2016 / 2015

El flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación fue de \$ 185 millones por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016, en tanto que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015 fue de \$ 147,6 millones. Esta variación se debió a los mayores repagos de deudas financieras y préstamos (\$ 1,6

millones) y a los pagos de intereses (\$ 125,9 millones), compensado por el incremento de las deudas financieras por \$ 90,1 millones.

2015 / 2014

El flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación fue de \$ 147,6 millones por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015, en tanto que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2014 fue de \$ 208,6 millones. Esta disminución de \$ 61 millones se debió a los mayores repagos de deudas financieras y préstamos (\$ 64 millones) y a los pagos de intereses (\$ 19,3 millones), compensado por el incremento de las deudas financieras por \$ 144,3 millones.

Pasivos financieros

El pasivo financiero total pendiente de pago al 31 de enero de 2017 y al 30 de abril de 2016 fue de \$ 3.573,7 millones y \$3.390,8 millones, respectivamente y estaba compuesto por deuda de corto plazo (incluyendo la porción corriente de la deuda de largo plazo) por \$ 148,4 millones y por deuda de largo plazo de \$ 3.425,3 millones al 31 de enero de 2017, y deuda de corto plazo (incluyendo la porción corriente de la deuda de largo plazo) de \$238,2 millones y deuda de largo plazo de \$3.152,6 millones al 30 de abril de 2016. Al 31 de enero de 2017 y al 30 de abril de 2016, una parte significativa del endeudamiento de la Emisora se encontraba expresado en Dólares Estadounidenses.

Al 31 de enero de 2017, los pasivos financieros pendientes de pago de la Emisora surgen de los siguientes:

- a) Emisión de la Clase I de Obligaciones Negociables por un capital de U\$S 200 millones.
- b) Préstamo de Corporación Interamericana de Inversiones por un monto de capital de pago de U\$S 14 millones.
- c) Financiamiento anticipado para mantenimiento de la Central Térmica Agua del Cajón por un monto de capital de aproximadamente U\$S 50,9 millones. Véase “*Información sobre la Emisora*” del presente.

La composición de los pasivos financieros corrientes y no corrientes al 31 de enero de 2017 es la siguiente:

Pasivos financieros	Al 31 de enero de 2017		
	(en millones de \$)		
	Corriente	No corriente	Total
Clase I de Obligaciones Negociables ⁽¹⁾	124,8	3.179,4	3.304,2
Corporación Interamericana de Inversiones ⁽²⁾	25,9	100,2	126,1
Financiamiento anticipado para mantenimiento de la Central Térmica Agua del Cajón ⁽³⁾	–	146,4	146,4
Comisiones y gastos a devengar	(2,3)	(0,7)	(3,0)
Total	148,4	3.425,3	3.573,7

⁽¹⁾ Las Obligaciones Negociables Clase I se encuentran denominadas en Dólares Estadounidenses y son pagaderas en la misma moneda.

⁽²⁾ La deuda contraída con la Corporación Interamericana de Inversiones se encuentra denominada en Dólares Estadounidenses y es pagadera en la misma moneda.

⁽³⁾ La deuda contraída con CAMMESA en virtud del mantenimiento de la Central Térmica Agua del Cajón se encuentra denominada en Dólares Estadounidenses y es pagadera en Pesos.

El siguiente cuadro demuestra la deuda denominada en Dólares de la Sociedad al 31 de enero de 2017.

<u>Deuda denominada en dólares</u>	<u>Capital pendiente de pago en millones de Pesos</u>
Clase I de Obligaciones Negociables por U\$S 200 millones	3.179,4
Corporación Interamericana de Inversiones por U\$S 14 millones	122,4
Total	3.301,8

Las necesidades de crédito a corto plazo de la Sociedad han sido satisfechas principalmente a través de líneas de crédito otorgadas por entidades financieras locales. A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad considera que cuenta con suficientes líneas de crédito para satisfacer las necesidades de capital de trabajo.

Revelaciones Cualitativas y Cuantitativas con respecto al Riesgo de Mercado

La información cuantitativa y cualitativa consignada a continuación se relaciona con los instrumentos financieros al 31 de enero de 2017, de los que se pueden derivar futuras ganancias o pérdidas como consecuencia de cambios en las condiciones de mercado, en las tasas de interés o en los tipos de cambio. La Sociedad no celebra contratos de derivados ni suscribe instrumento financiero alguno con fines especulativos.

Las presentes consideraciones y análisis incluyen manifestaciones a futuro susceptibles a riesgos e incertidumbres. Los resultados reales pueden ser sustancialmente diferentes a causa de diversos factores, entre los que se incluyen los revelados en la sección “*Factores de Riesgo*” del Capítulo III del presente.

Exposición a cambios en las paridades cambiarias

El riesgo de tipo de cambio surge cuando las transacciones comerciales futuras o los activos o pasivos reconocidos están denominados en una moneda que no es la moneda funcional de la entidad.

Los resultados y el patrimonio de la Emisora están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera. La divisa que genera la mayor exposición es el Dólar Estadounidense.

En el mes de diciembre de 2015 el contexto económico de la República Argentina se vio afectado por una devaluación del Peso de aproximadamente el 39,5%, circunstancia que afectó los resultados de los Estados Financieros Consolidados Anuales Auditados al 30 de abril de 2016, debido a que la Emisora poseía aproximadamente el 88,8% de sus pasivos financieros denominados en Dólares Estadounidenses. Al 30 de abril de 2015 y 2014 la Emisora y sus subsidiarias poseían aproximadamente el 85,4% y 92%, respectivamente de sus pasivos financieros denominados en Dólares Estadounidenses. Vale destacar que el vencimiento del 100% del capital de la deuda en Dólares se producirá en marzo de 2018, por lo cual más allá de estar expuestos sus resultados económicos a la variación del tipo de cambio incluyendo el capital del pasivo, desde el punto de vista financiero, el riesgo de tipo de cambio en el corto plazo está acotado al monto de intereses a pagar.

La Emisora y sus subsidiarias no utilizan instrumentos financieros derivados a modo de cobertura contra las fluctuaciones de tipo de cambio. Sin embargo, se puede mencionar que el precio de los hidrocarburos (petróleo y gas) que produce Capex y la energía eólica que produce Hychico, están denominados en Dólares Estadounidenses, los que representaron aproximadamente un 67,0% y un 1,8%, respectivamente, de los ingresos de la Emisora y sus subsidiarias durante el ejercicio económico finalizado 30 de abril del 2016. Dichos ingresos representaron aproximadamente un 64% y 2% al 30 de abril de 2015 y 64% y 3% al 30 de abril de 2014. En el caso del precio del propano y butano, su valor está establecido en Pesos pero relacionado a una paridad de exportación en Dólares Estadounidenses, y sus ingresos representaron aproximadamente un 6,7% de las ventas totales de la Emisora y sus subsidiarias al 30 de abril de 2016. Ver “*Factores de Riesgo Relacionados con la República Argentina*” del Capítulo III del presente.

En la siguiente tabla se incluye información sobre los activos y pasivos de la Sociedad denominados en monedas distintas del Peso (principalmente Dólares Estadounidenses) que pueden ser sensibles a variaciones en los tipos de cambio de monedas extranjeras al 31 de enero de 2017⁶.

	Fecha de vencimiento teórica				Total
	Menos de un año	1-3 años	3-5 años	Más de 5 años e indeterminado	
	(en millones de Dólares Estadounidenses)				
Activo	51,9	1,4	0	2,1	55,4
Cuentas por pagar	9,3	0,3	0	0	9,6
Préstamos.....	9,5	204,2	2,1	0	215,8

Exposición a tasas de interés

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable. El endeudamiento a tasas variables expone a la Emisora y sus subsidiarias al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo, debido a la posible volatilidad que las mismas pueden llegar a evidenciar. El endeudamiento a tasas fijas expone a la Emisora y sus subsidiarias al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos, dado que las mismas suelen ser considerablemente más altas que las variables.

Al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 la Emisora y sus subsidiarias poseían el 85,2%, 80,3% y 84,9%, respectivamente, de sus pasivos financieros a tasa fija, lo que minimiza su exposición a las variaciones de tasa de interés.

En la siguiente tabla se consigna información sobre los activos y pasivos de la Sociedad al 31 de enero de 2017, los que pueden ser sensibles a variaciones en las tasas de interés⁷.

	Fecha de vencimiento teórica			Total
	Menos de un año	1 – 2 años	2 – 3 años	
	(en millones de Pesos)			
Activo				
<i>Tasa fija</i>				
Inversiones	633,2	-	-	633,2
<i>Tasa variable</i>				
Cuentas por cobrar comerciales	-	146,9	-	146,9
Otros créditos	13,6	22,4	-	36,0
Pasivo				
<i>Tasa fija</i>				
Préstamos	124,8	3.179,4	-	3.304,2
<i>Tasa variable</i>				
Préstamos	25,9	100,2	146,4	272,5
Otros pasivos				

⁶ Se trata de información interna de la Emisora.

⁷ Se trata de información interna de la Emisora.

Exposición a la variación de precios

La Emisora y sus subsidiarias no se encuentran significativamente expuestas al riesgo del precio de hidrocarburos fundamentalmente porque, entre otras, las políticas regulatorias, económicas y gubernamentales determinan que los precios locales no se encuentran afectados en forma directa por las oscilaciones de los precios en el corto plazo en el mercado internacional. Dentro de este marco, el precio del petróleo se fija en negociaciones entre refinadores y productores dentro de la dinámica del mercado interno, que tiene como marco la transferencia de estos valores al precio final de los combustibles líquidos. Con respecto al precio del gas, el mismo está fijado por la SE para cada uno de los segmentos de mercado.

Por su parte, el precio del GLP se basa en una publicación mensual de la SE que establece los precios en Pesos en función de la paridad de exportación.

No obstante, puede existir un riesgo de que los precios de venta regulados en el mercado local sean modificados ante variaciones significativas en los precios internacionales de los hidrocarburos.

Respecto de la generación de energía eléctrica, la remuneración que reciben los generadores no está relacionada con la demanda de la misma. La fijación de la remuneración ha sido hasta la fecha del presente responsabilidad del Gobierno Nacional.

Exposición al riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para la Emisora y sus subsidiarias. El riesgo de crédito en la Emisora y sus subsidiarias se mide y controla por cliente o tercero individual.

Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los siguientes criterios:

- La antigüedad de los créditos
- La existencia de situaciones concursales
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido

La exposición de la Emisora y sus subsidiarias al riesgo de crédito es atribuible principalmente a los créditos comerciales por operaciones de venta de energía, petróleo, gas y GLP; de todos modos la Emisora y sus subsidiarias no han tenido que registrar provisiones por incobrabilidad en los últimos años.

En el último año CAMMESA ha disminuido su retraso promedio de 60 días en sus pagos en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2015 a un promedio de 45 días para el ejercicio cerrado el 30 de abril de 2016. Los generadores de energía que venden en el mercado spot tienen poca capacidad de gestión para asegurar las cobranzas de sus créditos. Asimismo, con la aplicación de la Resolución SE N° 95/13 y sus modificaciones, el riesgo crediticio de las operaciones de venta de energía pasó a ser exclusivamente con CAMMESA, ante la prohibición transitoria de contratar entre privados.

Desde el mes de enero de 2016 el Ministerio de Energía y Minería ha emitido resoluciones que ajustan los precios de la energía, trasladando una mayor parte del precio a los usuarios finales, lo que podría ayudar a alivianar el déficit por el cual viene transitando CAMMESA y de esta forma regularizar los retrasos en sus pagos.

En los ejercicios finalizados al 30 de abril de 2015 y 2014, CAMMESA había llegado a tener retrasos promedio en sus pagos de 50 días y 60 días, respectivamente.

Respecto de bancos, instituciones financieras y fondos comunes de inversión, la política de inversión de la Emisora y sus subsidiarias sólo acepta a instituciones cuyas calificaciones de riesgo independientes sean como mínimo "A" o que consoliden con instituciones que tengan esa calificación.

Exposición al riesgo de liquidez

La Gerencia de Administración y Finanzas de la Emisora supervisa las proyecciones de los negocios actuales y futuros con el objetivo de:

- (i) estructurar sus pasivos financieros de forma tal que en el corto y mediano plazo el vencimiento de los mismos no interfiera en el flujo corriente de los negocios, dadas las condiciones de cada momento, en los mercados de crédito a los que tiene acceso, y
- (ii) mantener sus posiciones activas en instrumentos con adecuada liquidez.

Dentro de esa estrategia, la Emisora y sus subsidiarias estructuraron casi la totalidad de sus pasivos sobre la base de la emisión de las Obligaciones Negociables Clase I en marzo 2011 a un plazo de 7 años, con una cuota de amortización de capital a su vencimiento en marzo 2018. Los *covenants* que rigen esta deuda son de incurrencia y no de mantenimiento.

La Gerencia de Administración y Finanzas de la Emisora y sus subsidiarias invierten los excedentes de efectivo en inversiones que generan intereses, tales como depósitos a plazo, fondos comunes de inversión y valores negociables, escogiendo instrumentos con vencimientos apropiados.

Financiamiento

La Emisora y sus subsidiarias obtienen financiamiento de bancos nacionales y extranjeros para el normal desarrollo de sus actividades. Los contratos de financiamiento en Dólares y a largo plazo de la Emisora contienen cláusulas que obligan a la misma al cumplimiento de ciertos compromisos y relaciones financieras.

El siguiente cuadro refleja la deuda en Dólares Estadounidenses de la Emisora y sus subsidiarias al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 y al 31 de enero de 2017.

Tipo de Instrumento	Capital e intereses adeudados - Importes en U\$S			
	30 de abril 2014	30 de abril 2015	30 de abril 2016	31 de enero 2017
Obligaciones Negociables Clase I	200.000.000	200.000.000	200.000.000	200.000.000
Préstamo financiero Banco Ciudad de Buenos Aires de U\$S 2.000.000	2.000.000	-	-	-
Corporación Interamericana de Inversiones - U\$S 14.000.000 (Hychico)	11.200.000	9.800.000	8.400.000	7.700.000
Intereses devengados a pagar	2.934.238	2.889.480	2.885.629	8.079.754
Total U\$S	216.134.238	212.689.480	211.285.629	215.779.754

La deuda en Pesos de la Emisora y sus subsidiarias al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 y al 31 de enero de 2017, es la que se presenta en la siguiente tabla:

Entidad	Capital e intereses adeudados - Importe en \$			
	30 de abril 2014	30 de abril 2015	30 de abril 2016	31 de enero 2017
Préstamo sindicado Banco Galicia de Buenos Aires y con el Banco Ciudad de Buenos Aires	13.600.000	4.000.000	-	-
BACS Banco de Crédito y Securitización	-	30.000.000	24.000.000	-
BACS Banco de Crédito y Securitización	-	-	12.000.000	-
Banco Mariva	-	10.000.000	-	-
Banco Galicia de Buenos Aires	15.000.000	16.250.000	-	-
Banco Galicia de Buenos Aires	-	-	3.750.000	-

Entidad	Capital e intereses adeudados - Importe en \$			
	30 de abril 2014	30 de abril 2015	30 de abril 2016	31 de enero 2017
Banco Itaú Argentina S.A.	38.000.000	-	-	-
Préstamo sindicado Bancos Ciudad de Buenos Aires, Hipotecario y Macro por \$ 125.000.000	-	-	125.000.000	-
ICBC	-	50.000.000	50.000.000	-
Intereses devengados a pagar	851.134	6.962.123	20.126.486	-
Comisiones y gastos a devengar	(9.193.899)	(6.932.644)	(4.680.864)	(3.014.477)
PEVU	-	62.694.874	149.763.237	146.435.457
Descubiertos bancarios	94.705.098	151.222.593	-	-
Sale & lease back CMF S.A.	613.590	-	-	-
Total \$	153.575.923	324.196.946	379.958.859	143.420.980

1. Obligaciones Negociables Clase I

Con fecha 28 de diciembre de 2010, el Directorio de la Sociedad aprobó los términos y condiciones del Programa Global de Obligaciones Negociables.

El 10 de marzo de 2011 se emitió la Clase I de Obligaciones Negociables por un monto de U\$S 200 millones bajo el mencionado programa.

La Clase I de las Obligaciones Negociables, al momento de la emisión, ha sido calificada internacional y localmente por dos calificadoras de riesgo como “B/RR4” y “B-” y “A+ (arg)” y “raA”, respectivamente.

Las Obligaciones Negociables Clase I se listan y negocian en el Mercado de Valores de Buenos Aires S.A. (actualmente BYMA) y en la Bolsa de Comercio de Luxemburgo. Asimismo, contiene ciertas restricciones, incluyendo limitaciones en el endeudamiento, la venta de activos y transacciones con partes relacionadas, entre otras.

Al 31 de enero de 2017, el monto de capital pendiente de pago bajo las Obligaciones Negociables Clase I ascendía a U\$S 200 millones.

2. Corporación Interamericana de Inversiones

En marzo de 2012 Hychico firmó un contrato de préstamo con la Corporación Interamericana de Inversiones para un tramo A de hasta U\$S 8 millones y un tramo B de hasta U\$S 6 millones por un plazo de diez años, el cual fue aplicado a la refinanciación a largo plazo de los pasivos contraídos para la construcción y operación del Parque Eólico Diadema (préstamo contraído con Deutsche Bank AG London). El préstamo se amortiza en 20 cuotas semestrales, devenga intereses a una tasa anual equivalente a la suma de la Tasa LIBO más una tasa de 8,75% y está avalado por Capex y garantizado por ciertos activos del Parque Eólico Diadema. Asimismo, contiene restricciones sobre el nivel de endeudamiento en el que Capex puede incurrir y otras restricciones habituales.

Al 31 de enero de 2017, el monto total pendiente de pago bajo el referido préstamo ascendía a U\$S 7.700.000.

3. Deuda de CAMMESA

Adicionalmente a los préstamos mencionados, la Emisora ha firmado un Programa de mantenimiento de las unidades de generación de energía eléctrica con CAMMESA, cuyas características se detallan a continuación:

En junio de 2011, la Emisora comenzó a negociar con la SE y CAMMESA, el financiamiento de un plan de mantenimientos mayores y extraordinarios, a realizarse en todas las unidades de la Central Térmica Agua del Cajón, con el objetivo de posibilitar la continuidad de la operación confiable de sus unidades generadoras.

La SE, mediante su Nota N° 1.873 de fecha 12 de abril de 2013, aprobó la ejecución de las obras propuestas por un monto total de \$ 158.470.000 (equivalentes a U\$S 30.891.000), sujeto a que CAMMESA desarrollara junto con la Emisora los instrumentos administrativos necesarios a los efectos de que dichos documentos fueran autorizados por la misma SE.

Con fecha 27 de marzo de 2014 la Emisora presentó a CAMMESA la propuesta de financiamiento y cesión de créditos en garantía para la realización del mantenimiento de la Central Térmica Agua del Cajón en el marco de la Resolución N° SE 146/02.

Las características principales de esta propuesta son:

- El monto del financiamiento será equivalente en Pesos hasta U\$S 30.891.000, al que se le deberá descontar lo mencionado en el párrafo siguiente.
- La Emisora se compromete a utilizar, para realizar el mantenimiento de las unidades de la Central Térmica Agua del Cajón, los créditos impagos que le corresponden por aplicación de los artículos 4° y 5° del “Acuerdo SEN Generadores 2008-2011”.
- El financiamiento será efectivizado de acuerdo con la estimación presentada del flujo de fondos, el control del avance de las obras y sujeto a las disponibilidades de fondos de CAMMESA, mediante la entrega de adelantos parciales. Luego de cada adelanto, la Sociedad deberá realizar la rendición de los fondos percibidos durante el mes anterior.
- Para cada máquina a la cual se le haya adelantado fondos para su mantenimiento y sólo una vez realizada la puesta en marcha de cada una de las unidades generadoras a ser reparadas, la Sociedad deberá reintegrar el monto del financiamiento recibido en 36 cuotas mensuales iguales y consecutivas.

- La cancelación de dicha financiación se realizará en primer término aplicando la Remuneración para Mantenimientos Extraordinarios (creada mediante la Resolución SE N° 529/14 – Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes), y de no ser suficiente, en segundo término se aplicará la Remuneración Adicional Generadores (establecida por la Resolución SE N° 95/13 y modificada por la Resolución SE N° 529/14) correspondiente a cada máquina. La Resolución E-19/2017 de la SE estableció que al 1° de febrero de 2017 CAMMESA debía deducir mensualmente U\$S1/MWh generado para el repago de dicho préstamo. Dicha resolución reemplazó el esquema de cancelación antes mencionado.
- Si las remuneraciones mencionadas anteriormente no fueran suficientes para solventar totalmente la devolución de la respectiva cuota mensual, la diferencia no cubierta será acumulada al resto de la deuda impaga, para que en oportunidad de que tales remuneraciones superen el monto de la cuota a abonar, el excedente resultante sea destinado a cancelar las sumas no abonadas.
- Si al culminar el período de repago de 36 meses persistiera un saldo impago del financiamiento, el plazo para la devolución se extenderá por hasta un máximo de 12 cuotas adicionales (“Período Adicional”), debiendo la Sociedad destinar al repago la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes, o en su defecto la Remuneración Adicional Generadores (vigente a la fecha de esta propuesta), de la máquina asociada.
- Si al finalizar el Período Adicional, no se hubiera concretado la devolución total del préstamo, la Sociedad deberá destinar al pago del mismo un 30% de la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes, o en su defecto, un 30% de la Remuneración Adicional Generadores (vigente a la fecha de esta propuesta) de la máquina asociada. A opción de la Sociedad podrá utilizar la totalidad de la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes y/o la totalidad de la Remuneración Adicional Generadores.
- La Emisora garantiza, para cada mes posterior a la entrada en funcionamiento a posteriori de haberle realizado los trabajos de mantenimiento financiados y hasta la culminación del período de repago, una disponibilidad mínima para cada una de las unidades generadoras a reparar.
- En garantía del fiel cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones asumidas, la Emisora cede y transfiere a favor de CAMMESA el 100% de sus créditos actuales y futuros, devengados y a devengarse a favor de Capex derivados exclusivamente de las remuneraciones por Costos fijos, Costos variables (no combustibles) y Remuneración Adicional Generadores, por hasta un monto máximo de U\$S 20 millones a cada momento y hasta el límite del valor de las cuotas impagas.
- La Emisora podrá, previa notificación a CAMMESA, cancelar anticipadamente parte o la totalidad del financiamiento. CAMMESA está obligada a aceptar la cancelación anticipada.

Posteriormente, la Emisora solicitó la ampliación del monto original del financiamiento en U\$S 20.000.000 (IVA incluido) para hacer frente al mayor alcance de obras originado en:

- Cambios en el plan original de mantenimiento, y
- Mayores costos registrados en comparación con los originalmente estimados.

Con fecha 18 de noviembre de 2015, dicha ampliación fue aprobada por la Subsecretaría de Energía Eléctrica y aceptada por CAMMESA mediante la formalización de una Adenda sobre el Acuerdo original, a partir de la cual el monto total del Programa asciende a la suma de U\$S 50.891.000 (IVA incluido).

El monto adeudado neto de la Remuneración para Mantenimientos No Recurrentes y los intereses devengados asciende a \$149.763.237 y \$ 62.694.874 al 30 de abril de 2016 y 2015, respectivamente.

Al 31 de enero de 2016, el monto neto de la Remuneración para Mantenimientos No Recurrentes y los intereses devengados ascendían a \$103.083.602.

Al 31 de enero de 2017 Capex recibió de CAMMESA \$443,1 millones en el marco del mencionado financiamiento, de los cuales 146.435.457 son adeudados netos de la Remuneración para Mantenimientos No Recurrentes.

c) Investigación, desarrollo, innovación, patente, licencias, etc.

La Emisora lleva adelante distintos estudios e investigaciones aplicadas para mejorar sus procesos de negocio y sus plataformas de producción. Respecto de hidrocarburos, el grupo técnico de la Emisora está enfocado en la incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales. En relación con las actividades en Energías Renovables, se llevan a cabo distintos proyectos de investigación (Ver “*Información sobre la Emisora – Planta de Hidrógeno y Oxígeno*”) para los cuales ha destinado, en su subsidiaria Hychico, un promedio de \$ 5 millones anuales en los últimos 3 años.

Salud ocupacional y Seguridad

La Sociedad ha instrumentado un proceso de gestión de los riesgos, el que ha permitido detectar los puntos débiles de su operatoria. Con estos datos se pudieron establecer líneas de acción tendientes a mejorar la performance en salud ocupacional y seguridad, definir procedimientos operativos, capacitar al personal, monitorear sus actividades, fijar objetivos y metas alcanzables y desarrollar sus políticas tanto de seguridad como de alcohol y drogas.

Salud ocupacional

Se han desarrollado programas de capacitación tendientes a reducir los casos de enfermedades profesionales, y de días perdidos por accidentes. Estos programas involucran a todas las áreas operativas de la Emisora y se basan en la difusión de los riesgos (por perfil de puesto) a los que se expone el personal en cada una de las tareas que desarrolla cotidianamente y la forma de mantenerlos bajo control. También se mantiene actualizado el relevamiento de agentes de riesgos que permite identificar y monitorear la influencia de los mismos en los trabajadores.

Seguridad

Existen procedimientos operativos mediante los cuales se pautan las tareas que se llevan a cabo en el campo, a los efectos de minimizar y prevenir cualquier riesgo ya identificado y poder responder adecuada y rápidamente ante aquellos que, por su naturaleza, no están contemplados en los análisis de riesgos de cada área. Estos procedimientos operativos incluyen los planes de contingencias en los que se definen las acciones para dar respuesta inmediata a los posibles incidentes ambientales o accidentes personales.

Anualmente, consultores independientes realizan informes en los que se evalúa el estado de las instalaciones y la satisfacción de las normativas legales vigentes así como las buenas prácticas de la industria.

Las áreas de trabajo son auditadas permanentemente (por personal del departamento de Seguridad) y se realiza un seguimiento pormenorizado de los desvíos detectados. Las tareas “especiales”, es decir, aquellas

que alcanzan un mayor riesgo para la integridad de personas o instalaciones, se supervisan según los procedimientos específicos de trabajos en altura, en espacios confinados, trabajos en caliente, entre otros.

En forma mensual se realiza un análisis de los valores obtenidos, por los indicadores de desempeño de la organización tales como “Índice de Frecuencia”; “Índice de Gravedad”; “Índice de Incidencia” e “Incidentes Vehiculares”, entre otros.

Medio Ambiente

El medio ambiente ha sido desde siempre uno de los temas de interés y preocupación para Capex y, en tal sentido, Capex siempre ha cumplido con toda la normativa que resulta aplicable. Para ello, según las necesidades o los requerimientos legales o regulatorios, la Emisora solicita informes ambientales a consultores independientes en forma periódica con el objeto de monitorear el impacto ambiental de las tareas realizadas. Adicionalmente, desarrolla anualmente un dinámico plan de gestión ambiental donde se prevén todas las medidas necesarias para el control efectivo de los aspectos ambientales asociados a las actividades, productos y servicios, incluidas las situaciones de emergencia.

En el ejercicio fiscal 1999/2000 Capex contrató a Dames & Moore Argentina S.A. para el desarrollo de un sistema de gestión ambiental que le permitiera satisfacer los requerimientos del estándar 14001 de la *International Organization for Standardization* (ISO). La ISO 14001 es una norma de administración ambiental internacional que exige el compromiso de mejorar el medio ambiente en forma permanente y cumplir con la normativa aplicable al respecto. El sistema de gestión ambiental elaborado ha sido implementado en el yacimiento de petróleo y gas de Agua del Cajón, en la Planta de GLP y en la Planta de Energía Eléctrica. Capex certificó la norma ISO 14001 en el área hidrocarburífera en el año 2000 y la Planta de Energía Eléctrica en el año 2001.

Por otra parte, con el desarrollo de la Fase IV del proyecto de generación de energía eléctrica se logró un importante beneficio para el medio ambiente debido a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero. Por ello, el proyecto de Capex calificó bajo “*The United States Initiative on Joint Implementation* (USIJI)” como reductor de emisiones de efecto invernadero.

Desde la certificación hasta la fecha del presente, la Emisora renovó a lo largo del tiempo la certificación de su sistema de gestión ambiental conforme la norma ISO 14001 (en sus versiones 1996 y 2004). Las últimas recertificaciones fueron obtenidas el 7 de junio de 2016 para la Planta de Energía Eléctrica, y el 13 de enero de 2015 para el yacimiento Agua del Cajón y la Planta de GLP. La Emisora se esfuerza constantemente por mejorar su performance ambiental, para lo cual:

- (i) mantiene bajo control todos los aspectos ambientales significativos de las actividades, productos o servicios de las áreas operativas de Capex,
- (ii) fija objetivos y metas ambientales, y
- (iii) monitorea en forma permanente los indicadores claves de cada área operativa de la Emisora. Algunos de ellos están asociados al monitoreo mensual de los recursos agua, suelo, aire y otros son de proceso tales como residuos generados vs. energía equivalente generada; residuos generados vs. residuos reutilizados; volumen de suelos afectados vs. derrames. Estos indicadores dan cuenta de la evolución y del gerenciamiento de los recursos.

En la actualidad, la Emisora se encuentra trabajando para poder lograr la certificación con la nueva emisión 2015.

Como parte de la aplicación de los planes de gestión ambiental, la Emisora continúa en forma permanente con la rutina de análisis periódicos de gases de escape con el objeto de monitorear su incidencia en el medio

ambiente. Los valores de NOx se mantuvieron muy por debajo de los límites que marcan las reglamentaciones vigentes. En lo que respecta a la emisión de efluentes líquidos, se ha cuidado la disposición final de los mismos de manera de eliminar su impacto sobre el medio ambiente.

Adicionalmente, en el área Agua del Cajón, en el año 2014 se inició un plan de reforestación que se ha mantenido a la fecha y en virtud del cual se han logrado rehabilitar sectores impactados por la actividad hidrocarburífera en una superficie total de 6 hectáreas. Esto resulta posible a través de la implantación de especies nativas adaptadas y cuidadas de forma tal que soporten el clima de la estepa patagónica. En virtud de los logros obtenidos, se prevé continuar con esta misma metodología.

Asimismo, a lo largo de los años se han ido incrementando las mejoras relacionadas con la gestión de residuos, contando en la actualidad con sistemas de tratamiento *in situ* que permiten reducir los impactos asociados al transporte y poder controlar de mejor manera la aplicación de las medidas de control necesarias para el tratamiento. Ejemplos de esto son la reciente gestión de los residuos de *cutting* y la gestión de los suelos empetrolados, con la que se tratan todos los suelos originados por eventuales derrames de petróleo.

Por último, alineada con el compromiso de reducir el consumo de recursos naturales y racionalizar el consumo de energía adoptado en su política ambiental, la Emisora ha realizado modificaciones en la planta Central Térmica Agua del Cajón que permitieron minimizar el consumo de agua dulce de tipo industrial, así como también restar el consumo de energía eléctrica consumido por auxiliares.

d) Información sobre tendencias

Exploración y Producción de Petróleo y Gas

El plan de inversiones está alineado con los objetivos de reposición de reservas y producción, principalmente en Argentina, como condición vital para permitir el crecimiento sustentable de la Sociedad.

La Sociedad continuará con el desarrollo de reservas de petróleo y gas a través de la perforación de pozos, delimitación de reservas, extensión de proyectos de recuperación secundaria, polímeros y ampliación de las instalaciones de superficie correspondientes.

En este sentido, y con el uso de tecnología innovadora en el país, se continuará trabajando con programas de estudios e inversiones en exploración, en pos de lograr descubrimientos tanto en reservorios convencionales como no convencionales de petróleo y gas.

Gas & Energía

En el negocio de Gas y Energía se continuará profundizando para atender las necesidades de consumo propio y paralelamente desarrollar alternativas rentables de comercialización.

La necesidad de contar con una disponibilidad elevada de las unidades de generación eléctrica brinda una perspectiva favorable para los generadores eléctricos en términos de ajustes tarifarios futuros que permitan cubrir sus costos e inversiones. Como ejemplo de esta tendencia puede citarse sucesivamente (i) la decisión de incrementar los valores de remuneración de los generadores eléctricos mediante la Resolución 22/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica y (ii) la Resolución 19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica que dolariza la remuneración de los generadores y establece una nueva remuneración por potencia disponible ofertada.

La capacidad del sector de satisfacer la demanda eléctrica depende de: (i) la disponibilidad de las unidades existentes bajo Contratos de Energía Base, dependiente de la realización de obras de mantenimiento de diferente grado de envergadura y (ii) el ingreso de nuevas unidades de generación en construcción.

La ausencia de mayor oferta hidroeléctrica y nuclear durante los próximos años a la par de un contexto de demanda creciente de energía eléctrica, da certidumbre en torno del despacho de unidades termoeléctricas y de la necesidad de nuevas inversiones en el sector, lo cual permite ser optimistas en torno de su rentabilidad esperada.

VI. DIRECTORES, ADMINISTRADORES, GERENCIA Y EMPLEADOS

a) Directores y gerencia

Véase el Capítulo I “*Datos sobre Directores, Gerentes de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*” punto a). Adicionalmente a lo establecido en dicha Sección, a continuación se agrega la siguiente información de Capex.

De conformidad con los estatutos sociales, los Directores y los miembros de la Comisión Fiscalizadora son elegidos para cumplir sus funciones por el término de un año, pudiendo ser reelectos indefinidamente.

b) Remuneración

La Ley General de Sociedades determina que, en caso de no estar fijada en el estatuto de la Emisora, la remuneración a los miembros del Directorio debe ser fijada por la asamblea de accionistas. El monto máximo de las retribuciones que por todo concepto pueden percibir los miembros del directorio, incluidos sueldos y otras remuneraciones por el desempeño de funciones técnico administrativas de carácter permanente, no podrán exceder del veinticinco por ciento (25%) de las ganancias de la Emisora. La asamblea de accionistas puede acordar remuneraciones en exceso cuando el ejercicio de comisiones especiales o de funciones técnico administrativas por parte de uno o más directores, frente a lo reducido o a la inexistencia de ganancias, impongan la necesidad de exceder los límites prefijados.

La remuneración total pagada por Capex por los ejercicios finalizados al 30 de abril de 2015 y 2016 y el ejercicio en curso hasta el 31 de diciembre de 2016 a quienes entonces se desempeñaban como miembros de la gerencia de primera línea, miembros de la Comisión Fiscalizadora, funcionarios y coordinadores como grupo en concepto de servicios en todo carácter fue de \$ 38,4 millones, \$ 52,0 millones y \$ 44,0 millones, respectivamente. Durante dichos ejercicios los miembros del directorio no percibieron honorarios.

La Emisora no posee plan de “*stock options*” alguno (opciones de compra de acciones) ni otro tipo alguno de compensación bajo el cual los Directores o Gerentes de Primera Línea participen de las ganancias de Capex.

Capex no cuenta con contrato alguno con sus Directores que establezca beneficios posteriores a su retiro o expiración de sus mandatos.

c) Otra información relativa al órgano de administración, de fiscalización y comités especiales

Comité de Auditoría

Los integrantes del Comité de Auditoría son Alejandro Götz, René Balestra y Lidia Guinzburg. Sus honorarios como miembros del Comité de Auditoría se encuentran incluidos dentro del monto a abonar como honorarios al Directorio.

Nombre	Cargo	Edad	Fecha de Designación	Vencimiento de Mandato
Alejandro Enrique Götz	Presidente	54	17/08/2016	17/08/2017
Lidia Guinzburg	Miembro Titular	72	17/08/2016	17/08/2017
René Balestra	Miembro Titular	87	17/08/2016	17/08/2017

Funcionamiento del Comité de Auditoría

El Comité de Auditoría funciona sujeto a las siguientes reglas:

- Sesionará con la presencia de todos sus miembros una vez cada tres meses y con mayor frecuencia si las circunstancias y/o los estatutos así lo exigieran y fueran solicitados por cualquiera de sus miembros.
- A las sesiones del Comité podrán concurrir con voz, pero sin voto otros miembros del Directorio, de la Sindicatura y representantes de la Gerencia General con el solo requisito de ser citados por el comité o bien lo soliciten en instancia previa a la reunión.
- Los auditores externos designados podrán acudir a las sesiones del comité siempre que fuesen convocados para ello para discutir aspectos de su tarea o bien en ocasión de presentar su informe sobre los Estados Financieros Consolidados sometidos a su revisión.
- La Auditoría Interna se comunicará con el comité a través de la Gerencia General o de quien ésta designe, para cumplir con los requisitos propios de su tarea.

Funciones del Comité de Auditoría

Las funciones del Comité de Auditoría son las que se detallan a continuación:

- Emitir opinión fundada sobre la propuesta de designación de los auditores externos a contratar por la Emisora.
- Revisar la planificación de la tarea de los auditores externos y realizar el seguimiento de la misma, poniendo especial énfasis en la independencia de criterio.
- Emitir opinión fundada respecto de operaciones con partes relacionadas toda vez que en la Emisora exista o pueda existir un supuesto de conflicto de intereses.
- Supervisar la aplicación de normas y políticas establecidas por la Emisora en materia de información sobre la administración de situaciones de riesgo.
- Supervisar la planificación y el funcionamiento de la auditoría interna, requiriendo la realización de tareas especiales y la producción de informes sobre las mismas.
- Evaluar el funcionamiento de los sistemas de control interno y recomendar modificaciones que tiendan a minimizar riesgos sin interferir con la actividad operativa de la Emisora.
- Evaluar y supervisar el sistema de registración e información administrativo-contable, así como su fiabilidad y la producción de información financiera o de otros hechos significativos que sea presentada a la CNV en cumplimiento del régimen informativo aplicable.
- Brindar a los interesados información completa respecto de las operaciones en las cuales pudiera existir conflicto de intereses con integrantes de los órganos sociales o accionistas controlantes.
- Emitir opinión sobre la razonabilidad de las propuestas de honorarios y otros planes de retribución de los directores y administradores de la Emisora que formule el órgano de administración.
- Emitir opinión sobre el cumplimiento de las exigencias legales y sobre la razonabilidad de las condiciones de emisión de acciones o valores convertibles en acciones, en caso de aumento de capital con exclusión o limitación del derecho de preferencia.
- Verificar el cumplimiento de las normas de conducta de administradores, funcionarios o empleados que puedan vulnerar políticas o normas de conducta de la Emisora.
- Emitir opinión sobre el estado de compromiso financiero de la Emisora, en particular con relación a títulos u obligaciones de la Emisora que se encuentran en mercado.

Responsabilidades y atribuciones del Comité de Auditoría:

Plan de trabajo: Anualmente, el comité de auditoría deberá elaborar un plan de trabajo para el ejercicio que informará al directorio y al órgano de fiscalización.

Presupuesto: El comité deberá preparar su presupuesto de gastos de funcionamiento, el que una vez aprobado por el Directorio, se constituirá en un punto a tratar por la Asamblea de Accionistas.

Requerimiento de colaboración: Los directores, miembros del órgano de fiscalización, gerentes y auditores externos estarán obligados, a requerimiento del comité de auditoría, a asistir a sus sesiones y a prestarle su colaboración y acceso a la información de que dispongan. Dentro de estas circunstancias el comité de auditoría tendrá acceso a toda la información y documentación que estime necesaria para el cumplimiento de sus obligaciones.

Asistencia: La auditoría interna deberá asistir al comité en todas aquellas materias que se encuentren dentro de sus incumbencias profesionales, entre las cuales se pueden mencionar:

- Inventarios físicos de bienes propiedad de la empresa
- Arqueos de fondos y valores
- Análisis y opinión sobre determinada información contable, financiera o de gestión
- Análisis de determinados riesgos.

Asistencia externa: El comité podrá recabar el asesoramiento de letrados y otros profesionales independientes y contratar sus servicios por cuenta de la Emisora dentro del presupuesto que a tal efecto le apruebe la asamblea de accionistas.

Informes: El comité presentará al Directorio un informe anual sobre los resultados de su gestión, con un análisis del cumplimiento de su plan de acción.

d) Empleados

El siguiente cuadro presenta el detalle de los empleados de la Compañía al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014:

	31 de diciembre de		
	2016	2015	2014
Empleados	155	153	151

De los 155 empleados de Capex al 31 de diciembre de 2016, 12 se encuentran afiliados al Sindicato del Petróleo y Gas Privado de Río Negro, Provincia del Neuquén y La Pampa y 4 a la Asociación del Personal Jerárquico del Agua y la Energía.

Los contratistas de Capex también tienen empleados afiliados a sindicatos, principalmente al Sindicato de Petróleo y Gas Privado de Río Negro, Provincia del Neuquén y La Pampa; Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de Neuquén, Río Negro y La Pampa; Sindicato de Choferes de Camiones y Empleados del Transporte Automotor de Cargas del Neuquén; Sindicato de la UOCRA Neuquén, Sindicato de Metalúrgicos (SMATA).

Todos los empleados reciben asimismo cobertura de seguro de vida y cobertura de servicios médicos pagados por Capex.

Durante los últimos meses del año 2016, se han suscitado algunos conflictos colectivos que afectaron algunas operaciones de operadoras y contratistas de la región como consecuencia de cambios operados en la industria de hidrocarburos de manera particular. La Autoridad Laboral ha dictado medidas de conciliación obligatoria que han sido acatadas por los sindicatos y las empresas contratistas. Capex no ha tenido impactos directos ni retenciones de servicio; sin embargo no se puede garantizar que no se experimentarán medidas que afecten la operación en el futuro. En lo referido al sector eléctrico, el mismo no ha sufrido afectación al momento.

Contratistas

Al 31 de diciembre de 2016, los contratistas de Capex contaban con un personal contratado de aproximadamente 435 empleados en las actividades de Capex. Capex realiza una evaluación de la capacidad y experiencia técnica de todos sus contratistas, recursos financieros y desempeño en Salud, Seguridad y Ambiente; asimismo, llama a licitación para sus proyectos entre contratistas calificados, evaluando sus credenciales e idoneidad antes de evaluar su propuesta financiera. En los últimos tiempos Capex ha desarrollado una iniciativa con algunos de sus principales contratistas a fin de mejorar las eficiencias operativas así como el desempeño general en Salud, Seguridad y Ambiente. Esta iniciativa comprende la incorporación de ciertas disposiciones a los términos y condiciones de práctica entre Capex y sus contratistas. Las disposiciones adicionales comprenden indicadores de rendimiento clave destinados a evaluar el rendimiento de los contratistas, los cuales permiten a Capex administrar con mayor eficiencia el rendimiento de los mismos.

Recursos Humanos

Capex ha definido dentro de su estrategia de negocio el desarrollo de acciones que fortalecen el liderazgo, la formación de sus equipos, y la adquisición de competencias críticas para el negocio.

Desarrollar una organización sostenible, sólida en la atracción y retención de talentos y alineada organizacionalmente, constituyen aspectos clave de la cultura de liderazgo de la empresa, que se concretan a través de la implementación de herramientas diseñadas especialmente para este fin.

En este sentido, la empresa ha desarrollado programas de desarrollo gerencial y mandos medios, planes de sucesión y acciones de formación tanto técnica como de gestión, que están articulados dentro del proceso general de gestión de las personas.

e) Propiedad accionaria

El 0,0194% del capital social de Capex con derecho a voto se encuentra en manos de Leoncio del Pozo, Gabriel Irazuzta, Norma López, Oscar Nefa y Martín Santisteban, miembros de la Gerencia de Primera Línea de la Emisora y su controlante.

No existen convenios que otorguen participación a los empleados en el capital de Capex, ya sean acciones, opciones o valor negociables alguno.

VII. ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

a) Accionistas principales

Accionistas Principales

Al 31 de diciembre de 2016 los principales accionistas de Capex, propietarios de más del 5% de acciones son: Capsa S.A. (en adelante “Capsa”) (74,80%), con 134.489.496 acciones, la Familia Götz (11,76%), con 21.150.963 acciones y la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES) (10,73%) con 19.297.220 acciones, conforme el siguiente detalle:

Accionista	Tenencia %	Cantidad de acciones
Capsa S.A.	74,80	134.489.496
Familia Götz	11,76	21.150.963
ANSES	10,73	19.297.220

Composición accionaria de Capsa S.A.

Accionista	Tenencia %	Cantidad de acciones
Wild S.A.	61,5	2.091.000
Plenium Energy S.A.	38,5	1.309.000
Total	100	3.400.000

Composición accionaria de Wild S.A.

Accionista	Tenencia %	Cantidad de acciones
Alejandro Götz	20	1.267.400
Pablo Götz	20	1.267.400
Rafael Götz	20	1.267.400
Miguel Götz	20	1.267.400
Sebastián Götz	20	1.267.400
Total	100	6.337.000

Composición accionaria de Plenium Energy S.A.

Accionista	Tenencia %	Cantidad de acciones
Wild S.A.	94,8293931	250.145.724
Alejandro Götz	1,03412169	2.727.858
Pablo Götz	1,03412131	2.727.857
Rafael Götz	1,03412131	2.727.857
Miguel Götz	1,03412131	2.727.857
Sebastián Götz	1,03412131	2.727.857
Total	100	263.785.010

Beneficiarios finales

Beneficiario	Tenencia %
Alejandro Götz	20
Pablo Götz	20
Rafael Götz	20
Miguel Götz	20
Sebastián Götz	20

Familia Götz

Los miembros de la familia Götz que a la fecha del presente Prospecto son accionistas de la Emisora son: Alejandro Enrique Götz (Presidente de Capex), Pablo Alfredo Götz (Vicepresidente de Capex), Rafael Andrés Götz (Director Titular de Capex), Miguel Fernando Götz (Director Suplente de Capex) y Sebastián Marcelo Götz (la “Familia Götz”). Por otro lado, debe tenerse en cuenta que la Familia Götz tiene una tenencia accionaria directa del 11,76% e indirecta del 74,80% en Capex por sus tenencias indirectas en Capsa. Finalmente, El 0,0194% del capital social de Capex con derecho a voto se encuentra bajo la titularidad de Leoncio del Pozo, Gabriel Irazuzta, Norma López, Oscar Nefa y Martín Santisteban, miembros de la Gerencia de Primera Línea de la Emisora y su controlante.

A la fecha del presente, no existen diferencias en los derechos de voto de los accionistas principales y no existe convenio alguno cuya entrada en vigencia pudiera modificar el control de la Emisora. Como consecuencia de la estatización de las AFJPs en diciembre de 2008, el ANSES se convirtió ese mismo año en accionista de la Emisora.

No se han aprobado nuevas distribuciones de dividendos desde el 11 de julio de 2000.

El 99,5% de las acciones se encuentra en poder de tenedores locales y el restante 0,5% se encuentra registrado en el exterior conforme fuera informado por Caja de Valores S.A. (“Caja de Valores”).

Para mayor información sobre el Grupo económico véase “*Información sobre la Emisora - Estructura y Organización de la Emisora y su Grupo Económico*” del presente).

b) Transacciones con partes relacionadas

(i) Con la sociedad controlante

Las operaciones con Capsa fueron:

	30 de abril de			31 de enero de	
	2016	2015	2014	2017	2016
	\$	\$	\$	\$	\$
Venta de energía eléctrica	3.077.851	2.067.531	1.111.251	3.287.590	2.055.991
Gastos correspondientes a Hychico	(2.631)	(14.877)	(24.756)	(57.590)	(751)
Gastos correspondientes a SEB	(176)	(13.488)	-	-	(170)
Gastos correspondientes a Capex	4.234.880	3.052.336	2.404.299	(388.296)	(120.715)
Gastos correspondientes a Capsa	(169.739)	(202.811)	(121.039)	3.860.842	2.842.610

Venta de energía eléctrica

Corresponde al servicio de Fasón entre Hychico y Capsa según acuerdo del 22 de mayo de 2009, conforme el mismo fuere adendado en 2014. Para mayor información ver “Información sobre la Emisora- Otras Actividades- Servicio de fasón para la producción de energía”.

Gastos correspondientes a Hychico

Corresponde a los gastos coparticipables por gastos de administración de Hychico pero que fueron pagados por Capsa tales como certificación de balances, gastos de viajes de empleados de Hychico y otros.

Gastos correspondientes a Servicios Buproneu S.A. (en adelante “SEB”)

Corresponde a los gastos coparticipables por gastos de administración de SEB pero que fueron pagados por Capsa tales como certificación de balances, gastos de viajes de empleados de SEB y otros.

Gastos correspondientes a Capsa

Corresponde a los gastos coparticipables por gastos de administración del Edificio Melo 630 (en un 35%) que Capsa le adeuda a Capex tales como energía eléctrica, alquileres, limpieza, impuesto inmobiliario, cafetería y fotocopias, entre otros.

Gastos correspondientes a Capex

Corresponde a los gastos coparticipables por gastos de administración de Capex pero que fueron pagados por Capsa.

(ii) *Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante*

Las operaciones con Interenergy Argentina S.A. (en adelante “Interenergy”) fueron:

	30 de abril de			31 de enero de	
	2016	2015	2014	2017	2016
	\$	\$	\$	\$	\$
Alquileres de oficinas y cocheras ⁽¹⁾	(2.329.000)	(1.497.600)	(1.407.000)	(2.246.000)	(1.693.000)
Fee de garantía ⁽²⁾	(10.000)	(5.000)	-	-	(5.000)
Gastos correspondientes a SEB	-	(4.490)	-	-	-
Gastos correspondientes a Hychico	-	(4.200)	(2.100)	-	-
Gastos correspondientes a Interenergy ⁽³⁾	5.394	2.710	5.545	15.442	5.394
Capitalización de aportes irrevocables	-	-	1.400.000	-	-

(1) Capex alquila oficinas y cocheras en Carlos F. Melo 650 a Interenergy S.A. y Alpamamis S.A.

(2) Capex abona un fee anual del 1,5% por la garantía otorgada por Interenergy S.A. el 22 de octubre de 2009.

(3) Capex ha sido reembolsado por Interenergy S.A. los gastos administrativos correspondientes.

Alquileres de oficinas y cocheras

Corresponde a los dos contratos de locación firmados entre Interenergy como locador y Capex e Hychico como locatarios, el 30 de septiembre de 2014 y el 27 de abril de 2015 respectivamente, sobre las oficinas de Melo 650 y sus cocheras.

Fee de garantía

Corresponde a la contraprestación por el otorgamiento de garantías en el préstamo que mantiene Hychico con el IIC.

Gastos correspondientes a Interenergy

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

- (i) Con las sociedades controlantes de la controlante

Las operaciones con Plenium Energy S.A. fueron:

	30 de abril de			31 de enero de	
	2016	2015	2014	2017	2016
	\$	\$	\$	\$	\$
Gastos correspondientes a Plenium Energy S.A. ⁽¹⁾	-	15.558	3.458	1.960	-

(1) Capex ha reembolsado a Plenium Energy S.A. los gastos administrativos correspondientes.

Gastos correspondientes a EG Wind S.A.

Corresponde a los aportes realizados en EG Wind por Hychico (subsidiaria de Capex).

Las operaciones con EG Wind S.A. fueron:

	30 de abril de			31 de enero de	
	2016	2015	2014	2017	2016
	\$	\$	\$	\$	\$
Aportes en EG Wind S.A.	-	-	-	(18.750)	-

Gastos correspondientes a Plenium Energy S.A.

Corresponde a los gastos coparticipables por gastos de administración de Plenium Energy S.A. pero que fueron pagados por Capex que al 31 de enero de 2017 arrojaban \$1.960.

Gastos correspondientes a Wild S.A.

Corresponde a los gastos coparticipables por gastos de administración de Wild S.A. pero que fueron pagados por Capex.

Las operaciones con Wild S.A. fueron:

	30 de abril de	31 de enero de

	2016	2015	2014	2017	2016
	\$	\$	\$	\$	\$
Gastos correspondientes a Wild S.A. ⁽¹⁾	-	9.798	4.530	1.690	-

⁽¹⁾ Capex ha reembolsado a Wild S.A. los gastos administrativos correspondientes.

(ii) *Con las sociedades vinculadas*

Las operaciones con Alparamis S.A. fueron:

	30 de abril de			31 de enero de	
	2016	2015	2014	2017	2016
	\$	\$	\$	\$	\$
Venta de Edificio de Vicente López	-	141.000.000	-	-	-
Gastos correspondientes a Alparamis	-	217.094	-	-	-
Alquileres de oficinas y cocheras	(12.540.000)	(6.640.000)	-	(12.200.000)	(8.980.000)

Venta Edificio de Vicente López

Corresponde a la venta del edificio ubicado en Melo 630 y sus cocheras.

Gastos correspondientes a Alparamis S.A.

Corresponde a los gastos coparticipables por gastos de administración de Alparamis S.A. pero que fueron pagados por Capex.

Alquileres de oficinas y cocheras

Corresponde al contrato de locación firmado entre Alparamis como locador y Capex como locatario, con fecha 10 de septiembre de 2014, sobre las oficinas de Melo 630 y sus cocheras.

Saldos al 31 de enero de 2017 y al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 con partes relacionadas

	Con la sociedad controlante	Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante		Total al 31 de enero de 2017
	Capsa	Interenergy Argentina S.A.	EG Wind S.A.	
<i>Cifras en Pesos</i>				
Activo				
Cuentas por cobrar comerciales corrientes				
En moneda extranjera	415.140	-	-	415.140
Otras cuentas por cobrar corrientes				
En moneda nacional	460.771	126.669	-	587.440
Pasivo				
Cuentas por pagar comerciales corrientes				

En moneda nacional	270.939	-	-	270.939
Otras deudas corrientes				
En moneda nacional	-	-	56.250	56.250

	Con la sociedad controlante	Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante	Total al 30 de abril de 2016
	Capsa	Interenergy	
<i>Cifras en Pesos</i>			
Activo			
Cuentas por cobrar comerciales corrientes			
En moneda nacional	483.881	-	483.881
En moneda extranjera	730.967	-	730.967
Otras cuentas por cobrar corrientes			
En moneda nacional	362.368	124.800	487.168
Pasivo			
Cuentas por pagar comerciales corrientes			
En moneda nacional	44.756	-	44.756

	Con la sociedad controlante	Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante	Con las sociedades vinculadas	Total al 30 de abril de 15
	Capsa	Interenergy Argentina S.A.	Alparamis S.A.	
<i>Cifras en Pesos</i>				
Activo				
Cuentas por cobrar comerciales corrientes				
En moneda nacional	308.122	6.300	-	314.422
En moneda extranjera	173.957	-	-	173.957
Otras cuentas por cobrar corrientes				
En moneda nacional	242.522	124.800	217.094	584.416
Pasivo				
Cuentas por pagar comerciales corrientes				
En moneda nacional	6.220	416	-	6.636

	Con la sociedad controlante	Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante	Con las sociedades controlantes de la controlante		Total al 30 de abril de 2014
	Capsa	Interenergy Argentina S.A.	Plenium Energy S.A.	Wild S.A.	
<i>Cifras en Pesos</i>					
Activo					
Cuentas por cobrar comerciales corrientes					
En moneda nacional	312.662	1.800	900	900	316.262
En moneda extranjera	7.711	-	-	-	7.711
Otras cuentas por cobrar corrientes					
En moneda nacional	182.110	125.400	600	600	308.710
Pasivo					
Cuentas por pagar comerciales corrientes					
En moneda nacional	19.431	712.800	-	-	732.231

Con respecto a las transacciones realizadas entre Capex y su controlante, subsidiarias y controladas no existen otras que las informadas oportunamente en los Estados Financieros Consolidados y en la presente Sección.

c) Interés de expertos y asesores

Ninguno de los expertos y/o asesores fue empleado sobre una base contingente ni posee una cantidad de acciones en la Emisora o sus subsidiarias que sea importante para dicha persona, así como tampoco ningún experto y/o asesor tiene un interés económico material sobre Capex.

VIII. INFORMACIÓN CONTABLE

a) Estados Financieros y otra información contable

Véase el Capítulo III “*Información Clave sobre la Emisora*”, los Estados Financieros Consolidados al 30 de abril de 2016, 2015 y 2014 y por los períodos intermedios al 31 de enero de 2017 y 2016, que se adjuntan formando parte de este Prospecto.

Presentación de Información Contable

Véase “*Presentación de la Información Contable y Otras Cuestiones*” en el presente Prospecto.

Principales Políticas Contables

La confección de los Estados Financieros Consolidados a una fecha dada requiere efectuar estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados y de los activos y pasivos contingentes expuestos a la fecha de emisión de los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad, así como los ingresos y gastos registrados durante el período.

La Sociedad hace estimaciones y formula hipótesis en relación con el futuro. Las estimaciones contables resultantes, por definición, raramente igualarán a los correspondientes resultados reales. A continuación se explican las estimaciones y juicios que tienen un riesgo significativo de dar lugar a un ajuste material en los importes en libros de los activos y pasivos dentro del ejercicio financiero siguiente. Los principios contables y las áreas que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los Estados Financieros Consolidados son:

- (i) las reservas de petróleo y gas;
- (ii) provisiones por litigios y otras contingencias,
- (iii) el cómputo del impuesto a las ganancias e impuestos diferidos,
- (iv) el test de desvalorización del valor de los activos,
- (v) los instrumentos financieros derivados, y
- (vi) el valor razonable de los activos revaluados.

Los resultados futuros podrían diferir de las estimaciones y evaluaciones efectuadas a la fecha de confección de nuestros Estados Financieros Consolidados.

(i) Reservas de petróleo y gas

Por reservas se entiende a los volúmenes de petróleo y gas (expresado en m³ equivalentes de petróleo) que originan o están asociados a algún ingreso económico, en las áreas donde la compañía opera y sobre las cuales se posee derechos para su exploración y explotación.

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Emisora. El volumen de las reservas de crudo y gas se tiene en cuenta para el cálculo de la amortización utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de exploración y explotación.

Las estimaciones de reservas fueron preparadas por personal técnico de la Emisora, y se basan en las condiciones tecnológicas y económicas vigentes al 31 de diciembre de 2015, considerando la evaluación

económica y teniendo como horizonte el vencimiento de la concesión, a efectos de determinar el término de su recuperabilidad.

Estas estimaciones de reservas son ajustadas, toda vez que cambios en los aspectos considerados para la evaluación de las mismas así lo justifiquen o, al menos, una vez al año. Dichas estimaciones de reservas han sido auditadas por un auditor independiente.

Existen numerosos factores que generan incertidumbre con respecto a la estimación de las reservas probadas, a la estimación de perfiles de producción futura, costos de desarrollo y precios, incluyendo diversos factores que escapan al control del productor. El procedimiento de cálculo de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de petróleo crudo y gas natural a ser recuperado del subsuelo, que involucra cierto grado de incertidumbre. La estimación de reservas se prepara en función de la calidad de la información de geología e ingeniería disponible a esa fecha y de su interpretación.

(ii) Provisiones por litigios y otras contingencias

Se realizan provisiones para ciertas contingencias civiles, impositivas, comerciales y laborales que ocasionalmente se generan en el curso ordinario de los negocios. Con el propósito de determinar el nivel apropiado de provisiones relacionadas con estas contingencias, basados en el consejo de los asesores legales internos y externos de la Sociedad, se determina la probabilidad de cualquier sentencia o resolución adversa relacionada con estas cuestiones, así como el rango de pérdidas probables que pudieran resultar de las potenciales resoluciones. De corresponder, se hace una determinación del monto de provisiones requeridas para estas contingencias, luego de un cuidadoso análisis de cada caso en particular

(iii) Impuesto a las ganancias

Cada sociedad del Grupo registra el impuesto a las ganancias empleando el método del pasivo por impuesto diferido. En consecuencia, se reconocen activos y pasivos impositivos diferidos para reflejar las consecuencias impositivas futuras atribuibles a las diferencias entre los montos registrados en los Estados Financieros de los activos y pasivos existentes y sus respectivas bases imponibles. Los activos y pasivos impositivos diferidos se valúan por aplicación de las alícuotas impositivas sancionadas que se espera sean de aplicación a la ganancia imponible durante los ejercicios en los cuales se espera registrar o liquidar esas diferencias temporarias. El efecto que pueda tener cualquier modificación en las alícuotas del impuesto sobre los activos y pasivos impositivos diferidos se reconoce en el estado de resultados integrales por el ejercicio que incluya la fecha de sanción de la modificación de la alícuota.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que la Emisora disponga de beneficios fiscales futuros contra los que se puedan compensar las diferencias temporarias. Los activos por quebrantos impositivos se mantienen activados en la medida que sean recuperables antes del plazo de prescripción.

(iv) Test de desvalorización del valor de Propiedad, Planta y Equipo

La Emisora y sus controladas evalúan periódicamente la recuperabilidad de Propiedad, planta y equipo, que incluyen los activos de exploración y evaluación, cuando existen eventos o circunstancias que indiquen un potencial indicio de desvalorización. El valor en libros de los elementos de Propiedad, Planta y Equipo es considerado desvalorizado por la Emisora y sus controladas, cuando el valor de uso, calculado mediante la estimación de los flujos de efectivo esperados de dichos activos, descontados e identificables por separado,

o su valor neto de realización, es inferior a su valor en libros. Este análisis se efectúa al nivel más bajo por los cuales existen flujos de efectivo identificables.

Al evaluar si existe algún indicio de que una unidad generadora de efectivo (“UGE”) podría verse afectada, se analizan fuentes externas e internas, considerando circunstancias y hechos específicos, que por lo general incluyen la tasa de descuento utilizada en las proyecciones de flujos de fondos de cada una de las UGEs y la condición del negocio en términos de factores económicos y de mercado, tales como precio de la tarifa, inflación, tipo de cambio, costos, datos sísmicos, requerimientos de abandono de áreas sin renovación de derechos de exploración, demás egresos de fondos y el marco regulatorio de la industria en la que opera la Emisora y sus controladas.

Una pérdida por desvalorización previamente reconocida se revierte cuando existe un cambio posterior en las estimaciones utilizadas para computar el valor recuperable del bien. En ese caso, el nuevo valor no puede superar el valor que hubiera tenido a la nueva fecha de medición si no se hubiese reconocido la desvalorización. Tanto el cargo de desvalorización como su reversión son reconocidos como resultados.

La determinación de los valores de uso requiere la utilización de estimaciones y se basa en las proyecciones de flujos de efectivo confeccionados a partir de presupuestos económicos y financieros aprobados por la Dirección. Los flujos de efectivo que superan los períodos presupuestados son extrapolados usando tasas de crecimiento estimadas, las cuales no exceden a la tasa de crecimiento promedio de largo plazo de cada uno de los negocios involucrados.

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. A efectos de contemplar el riesgo de estimación contenido en dichos cálculos, la Emisora y sus controladas han considerado distintos escenarios de probabilidad de ocurrencia ponderados.

La estimación de los valores netos de realización, en caso de ser necesario su cálculo, es realizada a través de valuaciones preparadas por tasadores independientes.

Metodología para la estimación del valor recuperable:

La metodología utilizada por la Emisora y sus controladas en la estimación del importe recuperable de los bienes de uso y activos intangibles consiste principalmente en el cálculo del valor de uso, a partir de los flujos de fondos esperados futuros derivados de la explotación de tales activos, descontados con una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado.

Al evaluar el valor de uso, se utilizan proyecciones de flujos de caja basados en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGEs, empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Entre los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGEs, destacan los precios de energía, hidrocarburos, la regulación vigente, la estimación de incrementos de costos y los costos de personal.

La valoración de los activos de “Exploración” y “Producción” se realiza en base a proyecciones de flujos de efectivo que abarcan la vida económicamente productiva de los yacimientos de petróleo y gas, estando limitados por la finalización de las concesiones, permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los flujos de efectivo estimados están basados entre otras cuestiones en niveles de producción, precios de “commodities”, costos de producción, demanda y oferta de los mercados, condiciones contractuales y otros

factores y en el caso de activos de exploración también se tienen en cuenta las estimaciones de inversiones futuras necesarias relacionadas con las reservas de petróleo y gas no desarrolladas.

Los flujos de efectivo de energía eléctrica y GLP se estiman, entre otras cuestiones, a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios y costos fijos, acordes con las expectativas consideradas en los planes estratégicos específicos de cada negocio con el límite de la vida útil de cada bien. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño o ampliaciones del activo.

(v) Valor razonable de derivados u otros instrumentos financieros

El valor razonable de aquellos instrumentos financieros que no se negociaron en un mercado activo (por ejemplo derivados OTC) se determinaron utilizando técnicas de valuación. La Sociedad utilizó su juicio para seleccionar una serie de métodos y formula hipótesis que se basan principalmente en las condiciones del mercado existentes en la fecha de cada balance. La Emisora y sus controladas determinaron la valuación al cierre de cada ejercicio calculando los flujos de pagos de capital futuros descontados tomando la Tasa LIBO (“Tasa Forward”) que determina el “Mercado de Futuros” para cada ejercicio.

(vi) Valor razonable de los activos revaluados

Para el grupo de activos del rubro “Propiedad, Planta y Equipo” (la Central Térmica Agua del Cajón, Edificios y Terrenos propiedad de Capex), la Planta de GLP (propiedad de SEB) y el Parque Eólico Diadema (propiedad de Hychico) cuya política de valuación es el modelo de revaluación, la Sociedad realiza estimaciones respecto del valor razonable de los mismos.

La Emisora utiliza como política de valuación para los activos del rubro “Propiedad, Planta y Equipo” (la Central Térmica Agua del Cajón, Edificios y Terrenos propiedad de Capex), la Planta de GLP (propiedad de SEB) y el Parque Eólico Diadema (propiedad de Hychico), el modelo de revaluación.

Revaluación de la Central Térmica Agua del Cajón, Edificios y Terrenos, Planta de GLP y Planta Parque Eólico Diadema

En el ejercicio cerrado el 30 de abril de 2015 la Emisora modificó su política contable de valuación del rubro “Propiedad, Planta y Equipo” para los activos Central Térmica Agua del Cajón y “Edificios y Terrenos”, de la Planta de GLP (propiedad de SEB) y el Parque Eólico Diadema (propiedad de Hychico) la cual fue aplicada a todos los elementos que pertenecen a la misma clase de activos. Anteriormente, la Emisora valuaba estos activos según el modelo del costo histórico, haciendo uso, al 30 de abril de 2012, de la excepción prevista en la NIIF 1 “Adopción por primera vez de las normas internacionales de información financiera”, en cuanto a la utilización del costo atribuido por el método de valor de mercado a la fecha de transición para los Terrenos de Neuquén, los cuales no se amortizan.

A partir del 31 de julio de 2014, la Emisora valúa la Central Térmica Agua del Cajón y los “Edificios y Terrenos” por el modelo de revaluación, ya que considera que este modelo refleja de manera más fiable el valor de estos activos. Asimismo, ha determinado que cada uno de estos grupos de activos constituye una categoría de activo según la NIIF 13, considerando la naturaleza, características y riesgos inherentes.

El modelo de revaluación mide el activo por su valor razonable menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor, si existieran.

De acuerdo con lo establecido en la NIC 8, este cambio de política contable queda eximido de la aplicación retroactiva.

Para la aplicación de dicho modelo la Emisora utiliza los servicios de expertos independientes. La participación de los mismos es aprobada por el Directorio de la Sociedad en base a atributos como el conocimiento del mercado, la reputación y la independencia. Asimismo, el Directorio de la Sociedad es quien decide, luego de discusiones con los expertos, los métodos de valoración y, en caso de corresponder, los datos de entrada que se utilizarán en cada caso.

Al 31 de enero de 2017, 30 de abril de 2016 y 2015 la Emisora determinó los valores razonables de los bienes revaluados.

Para la determinación del valor razonable de los Edificios y Terrenos, al tratarse de bienes para los cuales existe un mercado activo en condiciones similares, se ha utilizado el valor tasado de venta en dicho mercado mediante un agente inmobiliario de la zona. Dicho método de valuación se clasifica según la NIIF 13 como jerarquía del valor razonable Nivel 2.

Para la determinación del valor razonable de la Planta de GLP y el PED el valuador experto independiente utilizó el método de costo de reposición depreciado, determinando los componentes que forman las plantas y obteniendo los valores a nuevo de proveedores reconocidos en la industria y de publicaciones especializadas, adicionando los costos de fletes, seguros, montaje y otros gastos generales, y computando el factor de estado y el de obsolescencia funcional; para el caso de la planta de GLP el coeficiente de depreciación fue 61,3%, 57,8% y 54,2% al 31 de enero de 2017, 30 de abril de 2016 y 2015, respectivamente y para el PED fue 23,5%, 23,0% y 29,1% al 31 de enero de 2017, 30 de abril de 2016 y 2015, respectivamente. Para la determinación del valor razonable de la Planta de GLP el valuador experto independiente aplicó un coeficiente de depreciación por obsolescencia económica del 36,4% y 41,3% al 31 de enero de 2017 y 30 de abril de 2016, respectivamente, basado en que han existido factores externos, como ser el incremento de costos directos e indirectos y una disminución de los precios de venta, que causaron una pérdida de valor de los activos. Dicho método de valuación se clasifica según la NIIF 13 como jerarquía del valor razonable Nivel 3.

Para la determinación del valor razonable de la CT ADC, la Emisora, junto con el valuador experto independiente, hasta el 30 de abril de 2016 utilizó el enfoque de ingresos, estimando el flujo de ingresos futuros descontado que generaría la CT ADC en la vida útil restante.

Para la estimación de los ingresos futuros, la Emisora se basó en la construcción de un flujo de ingresos utilizando dos escenarios alternativos ponderados en base a probabilidades de ocurrencia, prudencia y diferentes plazos en los incrementos del esquema tarifario.

Para el primer escenario, se tomó como base para la proyección, el esquema tarifario vigente a esa fecha para la actividad de generación de energía, considerando que el mismo sería ajustado por un índice que acompañara el incremento estimado en los costos.

Para el segundo escenario, se tomó como base un informe emitido por un consultor independiente que estimó el valor de remuneración de potencia, costos variables e inversión asimilándolo a los principios definidos en la Ley 24.065, que según las declaraciones del Gobierno Nacional, a dicha fecha, era la dirección en la que iba a desarrollarse a futuro el segmento de generación, transporte y distribución. Este escenario se había comenzado a transitar si consideramos: i) la declaración de emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, instruyéndose al Ministerio de Energía y Minería para que ponga en vigencia un programa de acciones para los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica con el objeto de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas, ii) los incrementos otorgados a las distribuidoras mediante la Res. 06/2016, trasladando una mayor parte de los precios a los usuarios finales, iii) los incrementos otorgados a los generadores mediante la Res SEN

22/2016, y iv) en el concepto vertido por el Gobierno Nacional de recomponer rentabilidad para que se desarrollen las inversiones necesarias en el sector.

La Emisora, al 30 de abril de 2016, basada en la experiencia y las acciones comunicadas por el gobierno, ratificó lo definido en el ejercicio anterior, alocando un 85% de probabilidad de ocurrencia al primer escenario y un 15% de probabilidad de ocurrencia al segundo escenario, determinando así el flujo de ingresos futuros descontado, utilizando una tasa de descuento en dólares equivalente al 10,5% y 14% nominal anual, al 30 de abril de 2016 y 2015, respectivamente, las cuales reflejaban las expectativas del mercado sobre esos importes futuros. En ambos escenarios los flujos de ingresos fueron elaborados estimando variables tales como: i) estimación de la generación de la CT ADC, ii) evolución de los costos a incurrir, y iii) variables macroeconómicas relevantes.

Dicho método de valuación se clasificó según la NIIF 13 como jerarquía del valor razonable Nivel 3.

Al 30 de abril de 2016 el flujo de ingresos de la CT ADC cubrió un período igual a la vida útil restante estimada en 19 años, el cual se construyó sobre presupuestos y proyecciones detalladas aprobados por el Directorio.

A continuación se detallan las principales variables no observables utilizadas para la construcción de los flujos de fondos al 30 de abril de 2016:

	Escenario A	Escenario B	Escenario A	Escenario B
	Ponderación del 85%	Ponderación del 15%	Ponderación del 85%	Ponderación del 15%
	al 30.04.2016		al 30.04.2015	
Tarifa \$/Mwh promedio en términos reales	166,7	570,0	95,52	425,51
Generación anual promedio	4.039 Gwh		4.446 Gwh	
Tasa de descuento	10,5%		14,0%	

El 27 de enero de 2017 el Ministerio de Energía y Minería emitió la Res SE 19E/17, con vigencia a partir del 1 de febrero de 2017, la cual adopta criterios de remuneración con condiciones económicamente razonables denominados en dólares estadounidenses, previsibles y eficientes, mediante compromisos a mediano plazo, implementando un mecanismo remuneratorio que valoriza positivamente la mayor exactitud en la declaración de disponibilidad garantizada por parte de los generadores, estableciendo un esquema de remuneración por potencia disponible mensual y por energía generada y operada. Estos efectos sobre el flujo de fondos utilizado en el enfoque de ingresos generan un importante incremento en el mismo.

Por lo tanto, al 31 de enero de 2017 la Emisora le solicitó al valuador experto independiente la determinación del valor razonable de la CT ADC mediante el método de costo de reposición depreciado, determinando los componentes que forman la central y obteniendo los valores a nuevo de publicaciones reconocidas en la industria, adicionando los costos de fletes, seguros, montaje y otros gastos generales y computando el factor de estado y el de obsolescencia funcional, que correspondieran según la vida útil consumida de los bienes; el coeficiente de depreciación aplicado fue 61,8%. Dicha valuación, bajo el método de costo de reposición depreciado, arrojó un valor razonable inferior al flujo de fondos proyectado considerando el efecto de la aplicación de la Res SE 19E/2017; por lo tanto, la Emisora entiende que el método que mejor refleja el valor razonable de la CT ADC es el de costo de reposición depreciado. Consecuentemente, modificó el método de valuación, pasando del enfoque de ingresos al método de costo de reposición depreciado. Dicho método de valuación ha sido clasificado según la NIIF 13 como jerarquía del valor razonable Nivel 3.

Los principales factores que podrían afectar, en períodos futuros, los valores de los activos revaluados son: i) la vida útil estimada, ii) el deterioro por obsolescencia funcional y iii) una fluctuación en los costos de los

componentes. La Emisora estima que cualquier análisis de sensibilidad que considere modificaciones relevantes en los factores mencionados podría conducir a cambios significativos.

El Directorio determina las políticas y procedimientos a seguir para las mediciones recurrentes del valor razonable de los activos revaluados. Asimismo, a cada fecha de cierre del período sobre el que se informa, analiza las variaciones significativas en los valores razonables de los activos medidos en base al modelo de revaluación, o de la existencia de cambios y, por lo tanto, la necesidad de registrar una nueva revaluación. Aplicar el modelo de revaluación a los activos mencionados implica que las revaluaciones se efectúen con la frecuencia suficiente para asegurarse de que el valor razonable del activo revaluado no difiera significativamente de su importe en libros.

El Directorio ha aprobado las revaluaciones efectuadas a las distintas clases de activos. La última revaluación efectuada fue con fecha 31 de enero de 2017.

Al 31 de enero de 2017 la Emisora ha efectuado la comparación entre los valores recuperables de sus activos revaluados con sus valores contables, medidos en base al modelo de revaluación, concluyendo que estos últimos no superan su valor recuperable.

Los incrementos por revaluaciones se reconocen en el Estado de resultados integrales en el rubro “Otros resultados integrales” y se acumulan en la “Reserva por revaluación de activos” del Estado de cambios en el patrimonio, salvo en la medida en que dicho incremento revierta una disminución de revaluación del mismo activo reconocida previamente en los resultados, en cuyo caso el incremento se reconoce en los resultados. Una disminución por revaluación se reconoce en los resultados, salvo en la medida en que dicha disminución compense un incremento de revaluación del mismo activo reconocido previamente en la “Reserva por revaluación de activos”. Al momento de la venta del activo revaluado, cualquier “Reserva por revaluación de activos” relacionada con ese activo se transfiere a los “Resultados no asignados” (los conceptos establecidos por la CNV para la “Reserva de revaluación de activos”).

La “Reserva de revaluación de activos” no podrá ser distribuida, capitalizada ni destinada a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computada como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de la Emisora frente a los artículos 31, 32 y 206 de la Ley General de Sociedades.

Las amortizaciones de los activos revaluados se reconocen en el resultado del período / ejercicio. Al cierre del período / ejercicio se registra una desafectación de la “Reserva por revaluación de activos” a los “Resultados no asignados”, por la diferencia entre la depreciación basada en el importe en libros revaluado del activo y la depreciación basada en el costo original del mismo.

No existieron transferencias entre el nivel 1, 2 y 3 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016 y 2015 y el período de nueve meses finalizado el 31 de enero de 2017.

Al 31 de enero de 2017 técnicos de la Emisora junto con expertos independientes efectuaron una revisión de la vida útil asignada a los bienes revaluados sin encontrar variaciones significativas a las determinadas al 30 de abril de 2016.

Para mayor información ver “Presentación de Información Contable y otras Cuestiones”.

b) Procesos legales

Capex periódicamente es objeto de acciones legales en el curso habitual de sus negocios, ninguna de las cuales individualmente ha tenido, o se prevé tendrá, un efecto significativo adverso sobre sus negocios, situación financiera o los resultados de sus operaciones. Las principales acciones legales de las que Capex es parte actualmente se describen en el presente.

La Emisora es, o ha sido, parte demandada o actora en algunas acciones legales por ciertos conflictos laborales, previsionales y reclamos de terceros no resueltos, así como controversias relacionadas con impuestos, regalías u otras gabelas, con ciertas provincias argentinas, municipios y las autoridades fiscales federales. Capex considera que la mayoría de los procesos serán resueltos en forma favorable para la Sociedad o serán objeto de transacción extrajudicial sin que tengan ningún efecto significativo adverso para la Emisora que no hubiera sido reflejado en sus Estados Financieros Consolidados, en la medida que se lo hubiera considerado oportuno.

1) Resolución 821/10 de la SEN

El 24 de octubre de 2010, Capex fue notificada de la Resolución SE N° 821/10 (la “Resolución”), por la cual fue objeto de una serie de sanciones por parte de la SEN) por supuestos incumplimientos al abastecimiento de ciertos volúmenes de GLP, en virtud del acuerdo de estabilidad del precio de GLP (el “Acuerdo”) que suscribiera la SE y ciertos fraccionadores y productores de GLP, entre los cuales no se encontraba Capex.

Las sanciones aplicadas a Capex consistieron en: (i) una multa de \$ 3.117.426, (ii) la entrega forzosa de 2.351 toneladas de GLP a otros productores y/o fraccionadores, y (iii) la inhabilitación para exportar mientras no se cumpliera con la resolución.

Capex solicitó en sede administrativa la suspensión de los efectos de la Resolución e interpuso un recurso de reconsideración. Adicionalmente, interpuso una medida cautelar autónoma ante la Justicia Federal para evitar la aplicación de la Resolución hasta tanto se resolvieran los recursos administrativos interpuestos. La medida cautelar fue concedida y notificada a la SE el 25 de noviembre de 2010 y se encuentra vigente ya que los recursos administrativos no han sido resueltos a la fecha.

Capex, en concordancia con la opinión de sus asesores legales, considera que cuenta con sólidos argumentos para considerar a estos reclamos improcedentes, por lo cual sus Estados Financieros Consolidados no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos.

2) Resoluciones 1982, 1988 y 1991 de 2011 de ENARGAS y Decreto 2067/08.

El Decreto 2067/08 creó un Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y dispuso que uno de los recursos que debían integrar dicho fondo eran los cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución y por los sujetos consumidores de gas que recibieran el gas directamente de los productores sin hacer uso de los sistemas de transporte y distribución y, finalmente, por las empresas que procesan gas natural.

Las Resoluciones 1982, 1988 y 1991 del ENARGAS dictadas en 2011, implementaron el cargo tarifario que debían pagar las empresas que procesan gas natural referidas en el Decreto 2067/08, entre ellas Capex en su carácter de productor de GLP.

Capex considera que el cargo tarifario creado por el Decreto 2067/08 e implementado por las Resoluciones 1982, 1988 y 1991 del ENARGAS resulta inconstitucional ya que el mismo tiene una clara naturaleza tributaria y no ha sido creado de conformidad con lo establecido por la Constitución Nacional. La naturaleza tributaria del cargo en cuestión se configura por las siguientes razones: (i) el mismo no está destinado a ampliar o mejorar el servicio público de distribución o transporte de gas sino a un fondo fiduciario creado y administrado por el estado nacional para atender las importaciones de gas natural, (ii) las plantas de tratamiento de gas fuera de medición regulada, tal el caso de Capex, no utilizan servicios públicos de transporte o distribución de gas sino que reciben dicho fluido en forma directa de los

productores, (iii) el cargo ha sido excluido de la base imponible de otros impuestos (a excepción del impuesto al valor agregado), (iv) sin perjuicio de su denominación, el cargo es un requerimiento del estado en ejercicio de su poder de imperio para que los particulares le entreguen prestaciones en dinero con el objeto de cubrir gastos destinados a cubrir sus fines, en este caso la importación de gas para abastecer al mercado interno.

En base a los fundamentos expuestos, y dado que el impacto económico de dicho cargo era significativo para la unidad de negocio GLP, con fecha 29 de diciembre de 2011 Capex interpuso ante el Juzgado Federal de Neuquén una acción declarativa de inconstitucionalidad contra las normas referidas en el párrafo anterior.

Posteriormente, con fecha 5 de marzo de 2012, Capex solicitó ante el mismo Juzgado Federal donde tramita la acción de inconstitucionalidad, una medida cautelar para que se suspendieran los efectos de las normas referidas. Como consecuencia de ello, el 14 de marzo de 2012, el Juzgado Federal interviniente concedió a la Sociedad una medida cautelar que suspendió el efecto de las normas citadas y la consecuente obligación de pago del cargo derivado de las mismas previa constitución de un seguro de caución por \$25.400.000 en carácter de contra cautela. El 30 de marzo de 2012 la Sociedad notificó la medida cautelar a la SE y al ENARGAS.

Con fecha 2 de agosto de 2012, Capex fue notificada de una resolución del Juzgado Federal de Neuquén en virtud de la cual dicho juzgado se declaró competente para entender en la cuestión, pero consideró que no se encontraba habilitada la instancia judicial para formular el reclamo y, por ello, levantó la medida cautelar decretada. La resolución mencionada fue apelada con fecha 10 de agosto de 2012, por lo que la medida cautelar mantuvo sus efectos.

El 5 de noviembre de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 26.784 que, entre otras cuestiones, modificó la Ley 26.095 de obras de infraestructura energética, estableciendo que las importaciones de gas eran un objetivo prioritario del estado nacional y que el cargo y fondo fiduciario creados por el Decreto 2067/08 y los actos dictados en su consecuencia (es decir las Resoluciones 1982, 1988 y 1991 del ENARGAS) se regirán por lo establecido en dicha ley.

En agosto de 2013 la Cámara Federal de General Roca hizo lugar al recurso de apelación interpuesto por la Sociedad en agosto de 2012, y revocó parcialmente la sentencia de primera instancia, declarando habilitada la instancia judicial para que Capex formulara su reclamo, imponiendo costas en el orden causado y manteniendo la vigencia de la medida cautelar decretada.

Este fallo de Segunda Instancia despejó el estado de incertidumbre de la Sociedad con respecto a la viabilidad de su reclamo original.

A su vez, los asesores legales de la Sociedad concluyeron que la Ley 26.784 no saneaba la inconstitucionalidad del Decreto 2067/08 y las resoluciones del ENARGAS dictadas en su consecuencia, principalmente porque la Corte Suprema de Justicia de la Nación (CSJN) en el precedente “Franco”, estableció que la Constitución Nacional impide al Poder Ejecutivo ejercer funciones legislativas sin base legal previa y suficiente y que “...sólo en el “excepcionalísimo supuesto de los decretos de necesidad y urgencia la ratificación ulterior podría tener la virtualidad convalidatoria que, impropriamente se pretende extender al caso...”. Es decir que, según la jurisprudencia citada, nunca el Congreso Nacional podría sanear una norma inconstitucional emitida por el PEN excediendo claramente sus facultades reglamentarias. Por ello, al no existir dudas de que el Decreto 2067/08 no es un Decreto de Necesidad y

Urgencia, la ratificación del mismo por Ley del Congreso no es suficiente para sanear su inconstitucionalidad.

Por lo dicho con respecto a la Ley 26.784 y habiéndose pronunciado la Cámara de Apelaciones a favor de la habilitación de instancia y el mantenimiento de la medida cautelar, con fecha 29 de octubre de 2013 Capex presentó una ampliación de su demanda original en el Juzgado Federal de Neuquén solicitando que, adicionalmente a su requerimiento original, se declarara también la inconstitucionalidad del artículo 54 de dicha ley. El Juez interviniente tuvo por ampliada la demanda y dispuso el traslado de la acción interpuesta al Estado Nacional y al ENARGAS.

El 22 de mayo de 2014, la Sociedad realizó una presentación espontánea solicitando que se rechazara una solicitud del ENARGAS fundada en la Ley 26.854 de Medidas Cautelares contra el Estado Nacional y en la Ley 26.784, contra la cual Capex argumentó, entre otras cosas, que: (a) la medida cautelar fue obtenida y dictada con anterioridad a la LMC y ésta no tiene efecto retroactivo, (b) las disposiciones de la Ley de Medidas Cautelares contra el Estado Nacional resultan inconstitucionales según ha sido declarado en numerosos fallos jurisprudenciales y (c) la Ley de Presupuesto 2013 no ratificó el Decreto 2067/08 ni las normas del ENARGAS derivadas del mismo, y tampoco saneó la inconstitucionalidad de estas normas ya que no cumple con los requisitos exigidos por el principio de legalidad tributaria de raigambre constitucional.

El 5 de noviembre de 2014 Capex se notificó de la decisión del Juzgado Federal de Neuquén que hizo lugar al pedido de levantamiento de la medida cautelar efectuado por ENARGAS, por considerar que la verosimilitud del derecho originalmente considerada al dictar la medida cautelar habría desaparecido con el dictado de la Ley 26.784. En la misma fecha, Capex interpuso recurso de apelación contra dicha decisión, el cual fue concedido con efecto suspensivo el día 6 de noviembre de 2014.

Con fecha 16 de septiembre de 2015 la Cámara Federal de Apelaciones de General Roca admitió el recurso interpuesto por la Sociedad y revocó el pedido de levantamiento de la medida cautelar formulado por ENARGAS. Dicho ente interpuso un recurso extraordinario que fue rechazado con fecha 10 de febrero de 2016.

Por otra parte, además del mantenimiento de la medida cautelar, el 27 de octubre de 2015 la Corte Suprema de Justicia de la Nación dictó el fallo “Compañía Mega S.A c/EN” en virtud del cual, en un caso similar al de la Sociedad en el que el gas consumido por la actora no ingresa al sistema de transporte y no puede ser confundido con el gas importado, se estableció que el cargo creado por el Decreto N° 2067/08 resulta inconstitucional. Los asesores legales de la Sociedad consideran que este fallo es un precedente de importancia para avalar la posición de la Sociedad.

Capex, basada en la opinión de sus asesores legales internos y externos, continúa considerando que tiene sólidos fundamentos para obtener la declaración de inconstitucionalidad del cargo creado por el Decreto 2067/08, las Resoluciones de ENARGAS dictadas en consecuencia y el artículo 54 de la Ley 26.784 y para rechazar su exigibilidad, como así también para mantener la medida cautelar, por lo cual no se ha provisionado suma alguna por este concepto.

3) Resolución N° 77/12 de la SE

La Resolución SE N° 77/12, entre otras cuestiones, prorrogó la vigencia del Acuerdo de Estabilidad del Precio de GLP y la adenda suscripta por la SE con ciertos productores y fraccionadores de GLP y, además,

dispuso que los productores no firmantes del Acuerdo y la adenda igualmente deberían cumplir con las mismas obligaciones que los productores firmantes.

Capex considera que la Resolución N° SE 77/12, entre otras cuestiones, viola las disposiciones de la Ley 26.020 de GLP que establece que el único límite de precio para las ventas de GLP al mercado interno es la paridad de exportación artículo 7 inciso b) y establece que la actividad de producción de GLP será libre (artículo 11). Con fecha 29 de marzo de 2012, la Sociedad recibió la Nota SE N° 1584/12 en la cual, en virtud de las disposiciones de la resolución, se estableció que Capex debía proveer 12.418 toneladas de butano a determinados fraccionadores a los precios establecidos en dicha resolución, los cuales eran sensiblemente inferiores a los precios a los que Capex vendía su producción respetando el límite de “paridad de exportación” establecido por la Ley de GLP.

Como consecuencia de dicha nota, con fecha 4 de abril de 2012 Capex presentó un recurso de reconsideración con jerárquico en subsidio contra la resolución citada y la Nota SEN 1584/12 y luego solicitó una medida cautelar autónoma en el Juzgado Federal de Neuquén para que se suspendan los efectos de ambas.

En abril de 2012 la Sociedad recibió la Nota SE N° 2247/12 mediante la cual la SE la inhabilita para (i) exportar GLP y (ii) efectuar operaciones de compraventa de GLP en el mercado interno con todos los sujetos activos de la industria, ello por haber incumplido con el abastecimiento dispuesto por la Nota SE N° 1584/12 mencionada anteriormente. La Sociedad presentó un recurso de reconsideración con jerárquico en subsidio contra la Nota SE N° 2247/12 e informó sobre la misma al Juzgado Federal de Neuquén al cual solicitó que la medida cautelar presentada se ampliara con respecto a las inhabilitaciones dispuestas por dicha nota.

El 25 de abril de 2012, el Juzgado Federal de Neuquén dictó a favor de la Sociedad la medida cautelar requerida, ordenando que se suspendieran los efectos de la resolución y de las Notas SE N° 1584/12 y 2247/12 respecto de la Sociedad y quienes operan con ella. Como consecuencia de lo mencionado, la Sociedad pudo continuar con su operatoria normal de producción y venta de GLP.

Como se ha explicado, la resolución viola: (i) las disposiciones de la Ley N° 26.020 de GLP que establecen que el único límite de precio para las ventas de GLP al mercado interno es la paridad de exportación (artículo 7 inciso b) y establece que la actividad de producción de GLP será libre (artículo 11); (ii) la garantía de debido proceso administrativo y defensa previstos en el artículo 18 de la Constitución Nacional, ya que impone una sanción sin otorgar instancia de defensa a la Sociedad; (iii) el principio de legalidad previsto por los artículos 18 y 19 de la Constitución Nacional, ya que las sanciones no han sido creadas por el Congreso; y (iv) el derecho de la Sociedad a ejercer toda industria lícita garantizada por el artículo 14 de la Constitución Nacional.

En virtud de lo expuesto Capex, en concordancia con la opinión de los asesores legales internos y externos, considera que cuenta con sólidos argumentos para considerar estos reclamos improcedentes, por lo cual los Estados Financieros Consolidados no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos.

Los asesores legales de la Sociedad consideran que la Ley N° 26.854 sobre medidas cautelares en las causas en las que el Estado Nacional es parte o interviene, no tendría impacto significativo en la medida cautelar obtenida.

4) Diferencias en la liquidación de las contribuciones patronales

En agosto de 2010 la AFIP notificó a la Sociedad una determinación de deuda por \$ 6.334.286,51 en concepto de diferencias en la liquidación de las contribuciones patronales al régimen nacional de seguridad social. Dicha suma está conformada por un capital \$ 2.863.919,51 e intereses devengados por \$ 3.470.367 por los períodos comprendidos entre agosto de 2001 y marzo de 2008.

La AFIP considera que la Sociedad debería haber realizado aportes patronales utilizando una alícuota del 21%, aplicable a los empleadores cuya actividad principal sea la locación y prestación servicios, en lugar de la alícuota del 17% aplicable a las industrias, entre otros. El fisco sostiene que las normas aplicables consideran a la actividad de generación como una prestación de servicios y no como industria.

La Sociedad impugnó la determinación de deuda basándose en las Leyes de energía eléctrica (Leyes 15.336 y 24.065), y otras normas y precedentes judiciales, que definen a la actividad de generación como una actividad industrial.

En junio de 2011, la Sociedad fue notificada de la Resolución N° 69/11 de la AFIP mediante la cual no se hace lugar a la impugnación presentada y se suspende la aplicación de sanciones por ciertos períodos, hasta la eventual existencia de una sentencia penal firme.

La Sociedad interpuso un recurso de revisión contra la resolución mencionada, el cual fue rechazado por la AFIP, según fuera notificado en agosto de 2011.

La Sociedad interpuso una apelación judicial ante la Cámara Federal de la seguridad social para lo cual se requirió el previo depósito de la deuda determinada, el cual, en base a distintos precedentes judiciales, se sustituyó con una póliza de seguro de caución por \$ 7.186.211,25.

En julio de 2011, la AFIP notificó a la Sociedad: (i) una nueva determinación de deuda por diferencias de aportes patronales por el período abril 2008 a abril 2009 por un monto total de \$ 1.717.313,35 (capital de \$ 1.002.396,78 más intereses por \$ 714.916,57), y (ii) la aplicación de multas por un monto total de \$ 490.686,71 por la supuesta falsa declaración para invocar un beneficio de reducción de aportes por los períodos agosto de 2001 hasta abril de 2005. Tanto la determinación de deuda como la aplicación de multas, fueron impugnadas oportunamente por la Sociedad. La AFIP rechazó las impugnaciones administrativas interpuestas contra la multa aplicada, por lo cual la Sociedad también interpuso una apelación judicial ante la Cámara Federal de la seguridad social y se presentó una póliza de caución por el monto de la misma.

El 17 de marzo de 2015 la Sala I de la Cámara Nacional de la Seguridad Social dispuso dejar sin efecto la resolución de la AFIP que condenaba a la Sociedad a abonar las diferencias en las contribuciones patronales de la seguridad social, por considerar arbitraria la desestimación por parte de la AFIP de las pruebas presentadas por la Sociedad y atentar contra el legítimo derecho de defensa, disponiendo se dicte una nueva resolución previa producción de las pruebas ofrecidas por Capex.

La Sociedad, en concordancia con la opinión de los asesores legales internos y externos, considera que cuenta con sólidos fundamentos para revertir la posición de la AFIP, por lo cual los Estados Financieros Consolidados al 30 de abril de 2016 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos.

5) Sumario BCRA – Acceso al mercado de cambios para pagos bajo Acuerdo de Swap

En el mes de noviembre de 2015 el BCRA, mediante Resolución N° 881/2015, inició un sumario bajo el régimen penal cambiario a Capex y a sus directores Alejandro Götz, Pablo Götz y Rafael Götz por el giro de divisas al exterior a fin de cancelar contratos de cobertura de tasa de interés, las cuales a juicio del BCRA se habrían realizado sin requerir autorización previa del mismo. Capex y sus directores presentaron su descargo el 4 de diciembre de 2015 y durante el mes de agosto de 2016 solicitaron su sobreseimiento en base a dos cuestiones: (i) la Sentencia dictada por el Juzgado Penal Económico N°9 en el expediente N° 1287/2015 “Banco CMF y otros s/ Infracción Ley 24.144 Denunciante BCRA”, la cual se encuentra firme y cuyo objeto procesal es similar al discutido en el sumario iniciado contra Capex en el cual se concluyó que las operaciones en cuestión no estaban alcanzadas por las limitaciones establecidas por las normas del BCRA con posterioridad a la conclusión del acuerdo de swap y (ii) sin perjuicio de lo expresado en el punto precedente, el dictado de la Comunicación del BCRA “A” 6037 dejó sin efecto la Comunicación del BCRA “A” 4805 por lo cual en el nuevo régimen las operaciones de derivados especulativos y de cobertura no necesitan aprobación previa del BCRA, por lo cual también corresponde el sobreseimiento por aplicación de la ley penal más benigna. A través del dictado de la Resolución N° 20, la Superintendencia de Entidades Financieras y Cambiarias resolvió dejar sin efecto las imputaciones formuladas mediante la citada Resolución N° 881/2015 y archivar las actuaciones.

6) Sumarios CNV

En el año 2009, se inició el expediente caratulado "Actuación de los Directores y del Comité de Auditoría de Capex S.A.", por el cual el Directorio de la CNV resolvió instruir sumario a la Emisora, a sus directores, a los integrantes de la Comisión Fiscalizadora y a los integrantes del Comité de Auditoría por la posible infracción a la Ley General de Sociedades, el Decreto delegado N° 677/2001, al Código de Comercio, a las normas de la CNV (N.T. 2001 y mod.) y al Reglamento del Comité de Auditoría de la Emisora. En esta ocasión, la CNV alegó atrasos en el Libro Diario, reuniones del Comité de Auditoría con participantes a distancia y omisiones de forma en ciertas actas de Directorio. A la fecha del presente, no se ha concluido dicho sumario.

Posteriormente, en el año 2015, se inició el expediente caratulado “Capex S.A. sociedad emisora s/Verificación” en virtud del cual el Directorio de la CNV resolvió instruir sumario a la Emisora, a sus directores titulares, a los síndicos titulares y a los integrantes del Comité de Auditoría por presunto incumplimiento a lo dispuesto por el Código de Comercio, la Ley General de Sociedades, las Normas de la CNV y a la Ley de Mercado de Capitales. Los hechos que motivaron dicho sumario comprenden atrasos en el Libro Diario, defectos de forma en ciertos libros societarios, entre otros. A la fecha del presente, no se ha concluido dicho sumario.

A su vez, en como consecuencia del Sumario caratulado “CAPEX s/Denuncia por Ferrari Nestor Domato s/Posible uso de información privilegiada” iniciado en 2009, en febrero de 2011 la CNV notificó a la Sociedad, sus Directores y Síndicos, la Resolución CNV N° 16.515 por la cual multó solidariamente a todos los imputados. La Sociedad presentó una apelación ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial, la cual se expidió ratificando la sanción de la CNV, pero reduciendo el monto de la multa.

c) Cambios significativos

A la fecha de emisión del presente Prospecto, no han ocurrido cambios significativos desde la fecha de emisión de los Estados Financieros Consolidados correspondiente al ejercicio finalizado el 30 de abril de 2016.

IX. DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

a) Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables

A continuación se describen los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables que podrán ser emitidas por la Emisora en el marco del Programa. Los términos y condiciones contenidos bajo el Capítulo IX “De la Oferta y la Negociación” rigen para todas las Obligaciones Negociables, sin perjuicio de lo cual los Suplementos de Precio respectivos establecerán los términos y condiciones específicos de las Obligaciones Negociables que se emitan bajo los mismos, los cuales reemplazarán, complementarán y/o modificarán los presentes términos y condiciones generales, pero en ningún caso en detrimento del interés de los inversores.

Algunas Definiciones

“Incumplimiento” significa cualquier hecho que, luego del envío de una notificación o el transcurso del tiempo o ambos, constituiría un Supuesto de Incumplimiento.

“Entidad Pública” significa cualquier entidad o agencia pública, creada por el Gobierno de la República Argentina, provincial o local, o cualquier otra persona jurídica existente en la actualidad o creada posteriormente, o que actualmente o en el futuro sea propiedad o estuviera controlada directa o indirectamente por cualquier entidad pública o agencia.

“Calificación de Grado de Inversión” significa una calificación igual o superior a (i) BBB-, por parte de Standard & Poor’s, una división de McGraw Hill Companies, Inc. o Fitch Ratings Ltd. y (ii) Baa3, por Moody’s Investors Service, Inc. o (iii) el equivalente a (i) o (ii) de cualquier otra Sociedad Calificadora de Riesgo de Reconocimiento a Nivel Nacional.

“Representante legal” es el representante legal de la Emisora, de conformidad con sus estatutos y la ley Argentina.

“Fecha de Vencimiento” significa, respecto de cualquier Obligación Negociable, la fecha en que vence el capital de dicha Obligación Negociable según se dispone en el presente o en ella, ya sea en el vencimiento estipulado respecto de dicho capital o por declaración de la caducidad de sus plazos, por rescate o compra o por cualquier otra causa.

Emisora

Capex S.A.

Disposiciones Generales

La creación del Programa para la emisión de las Obligaciones Negociables ha sido resuelta en la Asamblea de Accionistas de fecha 15 de marzo de 2017 y sus términos y condiciones por reunión de Directorio de la Emisora de fecha 20 de marzo de 2017.

Los términos y condiciones particulares de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables serán detallados en el Suplemento de Precio aplicable. El Suplemento de Precio podrá reemplazar, complementar y/o modificar los términos generales descritos en este Prospecto respecto de una Clase de Obligaciones Negociables, pero en ningún caso en detrimento del interés de los inversores. En caso de diferencias entre este Prospecto y un

Suplemento de Precio, prevalecerán los términos del Suplemento de Precio respecto de la respectiva Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables.

Podrán emitirse en el marco del Programa Obligaciones Negociables por un valor nominal total en cualquier momento en circulación no superior a U\$S600.000.000 (incluyendo, en el caso de Obligaciones Negociables no denominadas en Dólares, el equivalente en Dólares de dichas Obligaciones Negociables conforme a las disposiciones del Suplemento de Precio respectivo), o los demás montos que pudieran ser acordados y aprobados por la CNV.

Forma

Las Obligaciones Negociables podrán ser cartulares nominativas no endosables y/o ser escriturales y/o estar representadas en títulos globales y/o por títulos definitivos. Por otra parte, en caso que así lo permitieran las normas vigentes, también podrán ser al portador si así se especifica en los Suplementos de Precio correspondientes. Las Obligaciones Negociables representadas en títulos cartulares nominativos no endosables estarán numeradas en forma correlativa, marcadas con letras o identificadas de otro modo conforme lo determinen los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora que firmen las Obligaciones Negociables en cuestión. Las Obligaciones Negociables representadas en títulos globales o emitidas en forma escritural serán depositadas y/o registradas en sistemas aprobados por la CNV. De conformidad con lo dispuesto por la Ley N° 24.587, actualmente las sociedades argentinas no pueden emitir títulos valores privados al portador.

Clases y/o Series

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en diversas Clases. Las Obligaciones Negociables emitidas en diferentes Clases podrán otorgar derechos diferentes, pero las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos derechos entre sí. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en diversas Series.

Oferta

Las Obligaciones Negociables serán ofrecidas en Argentina y/o en cualquier otra jurisdicción, conforme se indique en cada Suplemento de Precio aplicable.

Monto del Programa

El monto máximo de la totalidad del capital de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento no podrá exceder de U\$S 600.000.000, o su equivalente en otras monedas. Sujeto a lo que disponga la normativa aplicable al momento de la emisión, con el objeto de determinar el monto de Obligaciones Negociables en circulación a la fecha de emisión de cada Clase y/o Serie, en el supuesto de emitirse las mismas en una moneda diferente al Dólar, se incluirá en los respectivos Suplementos de Precio de cada Clase y/o Serie la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en cada emisión y el Dólar. A los efectos del cálculo del monto total de Obligaciones Negociables en circulación, la Emisora tratará a las Obligaciones Negociables emitidas con descuento o prima como si hubieran sido emitidas a su valor nominal.

Precio de Emisión

Las Obligaciones Negociables podrán emitirse a la par, o con descuento o prima respecto del valor par,

según se especifique en el Suplemento de Precio aplicable.

Monedas

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en Dólares, en Pesos, o en cualquier otra moneda o unidad monetaria conforme se especifique en el Suplemento de Precio aplicable, sujeto al cumplimiento de todos los requisitos legales o reglamentarios aplicables a la emisión en dicha moneda o unidad monetaria; incluso, sin que ello implique limitación alguna, podrán emitirse Obligaciones Negociables cuyo valor nominal esté determinado en una moneda, el cual se podrá convertir durante la vigencia de la Obligación Negociable a otra moneda según un tipo de cambio aplicable que se indique en el respectivo Suplemento de Precio, y luego el capital y/o intereses y/o montos adicionales y/o cualquier otra suma a ser abonada bajo dichas Obligaciones Negociables pueda ser pagada a su tenedor en alguna de dichas monedas o en cualquier otra moneda o unidad monetaria, según se especifique en el Suplemento de Precio aplicable. Siempre y cuando lo permitan las normas aplicables, podrán emitirse Obligaciones Negociables cuyo capital sea ajustable por los índices y/o procedimientos que se especifiquen en los Suplementos de Precio correspondientes. Asimismo, las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en más de una moneda, según se especifique en el Suplemento de Precio aplicable.

Vencimiento y Amortización

Las Obligaciones Negociables tendrán los plazos de vencimiento y los plazos y formas de amortización que se fijen en el correspondiente Suplemento de Precio, respetando los plazos mínimos y máximos que resulten aplicables de acuerdo con las normas vigentes y pudiendo ser emitidas a corto, mediano y/o largo plazo.

Denominaciones Mínimas

Las denominaciones mínimas de las Obligaciones Negociables y sus múltiplos correspondientes serán determinadas oportunamente en cada Suplemento de Precio respetando las normas aplicables vigentes.

Monto Mínimo de Suscripción

El Monto Mínimo de Suscripción de las Obligaciones Negociables será el que se especifique en el Suplemento de Precio respectivo, respetando en todo momento los límites de las Normas de la CNV, o el que resultara aplicable oportunamente.

Plazos y Formas de Amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en el Suplemento de Precio respectivo. Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas de la CNV y demás normativa aplicable.

Ejecución por parte de los Tenedores de las Obligaciones Negociables - Acción Ejecutiva

Sin perjuicio de los términos particulares que se dispongan bajo el Suplemento de Precio aplicable o un convenio de fideicomiso, las Obligaciones Negociables serán emitidas de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables, y serán, por tanto, “obligaciones negociables” conforme con las disposiciones de dicha ley y gozarán de los derechos por ella establecidos.

Sin perjuicio de ello, el artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables prevé que *“los títulos representativos de las obligaciones otorgan acción ejecutiva a sus tenedores para reclamar el capital, actualizaciones e intereses y para ejecutar las garantías otorgadas”*.

El artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales prevé que se podrán expedir comprobantes del saldo de cuenta de valores escriturales o comprobantes de los valores representados en certificados globales, según sea el caso, a efectos de legitimar al titular (o a la persona que tenga una participación en el certificado global en cuestión) para reclamar judicialmente, o ante jurisdicción arbitral en su caso, incluso mediante acción ejecutiva si correspondiere, presentar solicitudes de verificación de crédito o participar en procesos universales para lo que será suficiente título dicho comprobante, sin necesidad de autenticación u otro requisito.

Destino de los Fondos

En cumplimiento de la Ley de Obligaciones Negociables, los fondos netos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa podrán ser destinados por la Emisora, según se determine en oportunidad de la emisión de cada Clase y/o Serie en el Suplemento de Precio correspondiente a uno o más de los siguientes fines previstos: (i) inversiones en activos físicos situados en Argentina; (ii) integración de capital de trabajo en Argentina; (iii) refinanciación de pasivos; e (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas, siempre que estas últimas apliquen los fondos provenientes de dichos aportes del modo estipulado en (i), (ii) y/o (iii) precedentes.

Titularidad y Legitimación

En el caso de Obligaciones Negociables escriturales, la titularidad de las mismas resultará de la inscripción respectiva en el registro pertinente; y, en el caso de Obligaciones Negociables nominativas no endosables, de las anotaciones respectivas en los títulos y en el registro pertinente. Según lo previsto por el artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales, en el caso de Obligaciones Negociables escriturales, a solicitud del titular se expedirán comprobantes del saldo de cuenta para la transmisión de tales Obligaciones Negociables o constitución sobre ellas de derechos reales, y para la asistencia a asambleas o ejercicio de derechos de voto. La expedición de dichos comprobantes importará el bloqueo de la cuenta por 10 Días Hábiles o hasta el día siguiente a la fecha de celebración de la asamblea en que deba asistir y/o ejercer el derecho a voto. Asimismo, de acuerdo con lo dispuesto por el mencionado artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales, se podrán expedir comprobantes del saldo de cuenta de valores escriturales o comprobantes de los valores representados en certificados globales, según sea el caso, a efectos de legitimar al titular (o a la persona que tenga una participación en el certificado global en cuestión) para reclamar judicialmente, o ante jurisdicción arbitral (incluso mediante acción ejecutiva si correspondiere), presentar solicitudes de verificación de crédito o participar en procesos universales, para lo que será suficiente título dicho comprobante, sin necesidad de autenticación u otro requisito. Su expedición importará el bloqueo de la cuenta respectiva, sólo para inscribir actos de disposición por su titular, por un plazo de 30 días, salvo que el titular devuelva el comprobante o dentro de dicho plazo se reciba una orden de prórroga del bloqueo del juez o tribunal arbitral ante el cual el comprobante se hubiera hecho valer. En el caso de Obligaciones Negociables representadas en certificados globales, el bloqueo de la cuenta sólo afectará a los valores a los que se refieran los comprobantes y éstos serán emitidos por la entidad de Argentina o del exterior que administre el sistema de depósito colectivo en el cual aquellos certificados globales se encuentren inscriptos. Cuando entidades administradoras de sistemas de depósito colectivo tengan participaciones en certificados globales inscriptos en sistemas de depósito colectivo administrados por otra entidad, los comprobantes podrán ser emitidos directamente por las primeras. A menos que se disponga lo contrario en el Suplemento de Precio aplicable, la expedición de todos los comprobantes previstos en esta sección

“Titularidad y Legitimación” será a costa de quienes los soliciten.

Transferencias

Las transferencias de Obligaciones Negociables depositadas en sistemas de depósito colectivo serán efectuadas de acuerdo con los procedimientos aplicables del depositario o agente de registro en cuestión según corresponda, y respetando las normas vigentes. Toda transmisión de Obligaciones Negociables nominativas o escriturales deberá notificarse por escrito a la Emisora o al agente de registro, según sea el caso, y surtirá efecto contra la Emisora y los terceros a partir de la fecha de su inscripción en los registros que correspondan. A menos que se disponga de otro modo en el Suplemento de Precio aplicable, la transferencia de Obligaciones Negociables nominativas no endosables representadas en títulos cartulares definitivos será efectuada por los titulares registrales mediante la entrega de los títulos en cuestión al correspondiente agente de registro, conjuntamente con una solicitud escrita, aceptable para dicho agente de registro, en la cual se solicite la transferencia de los mismos, en cuyo caso el agente de registro inscribirá la transferencia y entregará al nuevo titular registral los nuevos títulos cartulares definitivos debidamente firmados por la Emisora, en canje de los anteriores. Siempre y cuando la emisión de este tipo de títulos estuviera autorizada por las normas aplicables, las Obligaciones Negociables nominativas endosables se transmitirán por una cadena ininterrumpida de endosos (debiendo el endosatario, para ejercitar sus derechos, solicitar el registro correspondiente); y las Obligaciones Negociables al portador por la simple entrega de las mismas al nuevo tenedor. Actualmente, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley de Nominatividad no pueden emitirse títulos al portador ni nominativos endosables. En relación con las Obligaciones Negociables escriturales, el artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales dispone que el tercero que adquiera a título oneroso valores negociables anotados en cuenta o escriturales de una persona que, según los asientos del registro correspondiente, aparezca legitimada para transmitirlos, no estará sujeto a reivindicación, a no ser que en el momento de la adquisición haya obrado de mala fe o con dolo.

Derechos Reales y Gravámenes

Toda creación, emisión, transmisión o constitución de derechos reales sobre las Obligaciones Negociables, todo gravamen, medida precautoria y cualquier otra afectación de los derechos conferidos por las Obligaciones Negociables, serán notificados a la Emisora o al agente de registro, según sea el caso, y serán anotados en los registros que correspondan y surtirán efectos frente a la Emisora y los terceros desde la fecha de tal inscripción. Asimismo, se anotará en el dorso de los títulos cartulares definitivos representativos de Obligaciones Negociables nominativas, todo derecho real que grave tales Obligaciones Negociables.

Forma de suscripción

Las Obligaciones Negociables podrán ser suscriptas en dinero en efectivo, contado o no, o en canje contra acreencias de la Sociedad, o en cualquier otra forma que se establezca en el Suplemento de Precio aplicable.

Rango de las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones directas, con garantía sobre el patrimonio de la Emisora o sin garantía especial e incondicionales de la Emisora y gozarán del mismo grado de privilegio sin ninguna preferencia entre sí. Las Obligaciones Negociables gozarán en todo momento por lo menos de igual derecho de pago que todas las demás obligaciones no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora, salvo las obligaciones con tratamiento preferencial según la ley aplicable.

Reemplazo

En el supuesto de que cualquier certificado global o título cartular definitivo sea dañado y/o mutilado, o se encuentre aparentemente destruido, extraviado, hurtado o robado, el titular o portador legítimo debe denunciar el hecho mediante nota con firma certificada notarialmente o presentada personalmente ante la autoridad pública de control o una entidad en que se negocien los valores negociables, en su caso con copia al agente de registro designado. Junto con la denuncia el titular legitimado debe acompañar una suma suficiente para satisfacer los gastos de publicación y correspondencia. La denuncia deberá cumplir con los requisitos establecidos en el artículo 1.855 del Código Civil y Comercial de la Nación. La Emisora (o la entidad ante quien se presente tal denuncia) suspenderá de inmediato los efectos de los valores denunciados con respecto a terceros, bajo responsabilidad del peticionante, y entregará al denunciante constancia de su presentación y de la suspensión dispuesta. Dentro de los 10 días de recibida la denuncia, la Emisora se comunicará con el denunciante respecto a las observaciones que podría tener sobre el contenido de la denuncia o su verosimilitud. Seguidamente, la Compañía publicará en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación en la República, por un día, un aviso que debe contener el nombre, documento de identidad y domicilio especial del denunciante, así como los datos necesarios para la identificación de los valores negociables comprendidos, e incluir la especie, numeración, valor nominal y cupón corriente de los valores negociables, en su caso, y la citación a quienes se crean con derecho a ellos para que deduzcan oposición, dentro de los 60 días. Las publicaciones serán diligenciadas por la Emisora dentro del Día Hábil siguiente a la presentación de la denuncia. Adicionalmente, la Emisora (o la entidad ante la cual se hubiese presentado la denuncia) comunicará la denuncia a los mercados autorizados en los cuales se negocien los valores negociables y a la CNV. Pasados 60 días desde la publicación, la Emisora entregará un certificado del valor negociable definitivo, en el caso que sean nominativos no endosables, o caso contrario, un certificado provisorio, siempre que no se presente ninguna de las circunstancias previstas en el artículo 1.861 del Código Civil y Comercial de la Nación. En caso que al denunciante le fuere denegada la expedición del certificado provisorio, la Emisora deberá notificar a aquél de manera fehaciente. El denunciante podrá en tal caso reclamar dicho certificado vía judicial en los términos del artículo 1.862 y concordantes del Código Civil y Comercial de la Nación.

Los títulos emitidos en virtud de cualquier reemplazo bajo esta sección 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 o del agente de registro correspondiente, en su caso, que se detallan en el presente Prospecto. Los gastos y costos derivados de la realización de cualquier reemplazo de Obligaciones Negociables bajo esta sección, 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 quien solicite el reemplazo en cuestión o conforme se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente.

Período de Intereses, Modalidad y Tasa de Interés

La duración de los períodos de intereses para las Obligaciones Negociables, la modalidad y la tasa de interés aplicable o su método de cálculo, estará especificada en el respectivo Suplemento de Precio aplicable.

Calificaciones

El presente Programa no cuenta con calificación de riesgo. La Emisora podrá optar por calificar cada una de las Clases o Series de Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Precio. En ningún caso se deberá considerar que las

calificaciones que se otorguen a una Clase y/o Serie son una recomendación de la Emisora, del Organizador o del Colocador (conforme se definen más adelante) para que se adquieran las Obligaciones Negociables.

ESTE PROGRAMA NO CUENTA CON CALIFICACIÓN DE RIESGO

Emisiones Internacionales - Suscripción y Venta

De conformidad con lo dispuesto bajo la sección “Oferta” del presente Capítulo, las Obligaciones Negociables serán por oferta pública en Argentina y/o en el exterior conforme con los términos de la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y sus modificatorias y complementarias, y demás normas vigentes. En aquellas Clases y/o Series en las cuales se efectúen esfuerzos de colocación en una jurisdicción distinta a Argentina, serán de aplicación las disposiciones sobre suscripción y venta que se expongan en el correspondiente Suplemento de Precio.

Rescate

En caso de que así se especifique en el Suplemento de Precio respectivo, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora y/o de los tenedores y/o por razones impositivas con anterioridad al vencimiento estipulado, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos de Precio. El rescate anticipado parcial se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.

Recompra

La Emisora podrá adquirir en el mercado secundario Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en circulación al precio determinado por el mercado en el día de la compra. La Emisora podrá realizar con respecto a las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie adquiridas cualquier acto jurídico legalmente permitido, pudiendo en tal caso la Emisora, según corresponda, sin limitación, mantener en cartera, transferir a terceros o cancelar tales Obligaciones Negociables. En todos los casos en que la Emisora procediere a la adquisición de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie, dicha operación se hará en observancia a los principios de transparencia y trato igualitario a los inversores y será informada en los sistemas de información dispuestos por los mercados en donde se listen y/o negocien las Obligaciones Negociables.

Compromisos de la Emisora

Las Obligaciones Negociables contendrán los Compromisos que se especifican en el presente, sin perjuicio de aquellos que se especifiquen en el Suplemento de Precio respectivo.

Pago de Capital e Intereses.

La Emisora, en tanto exista en circulación cualquiera de las Obligaciones Negociables, deberá pagar a su vencimiento el capital, intereses y los demás montos a ser pagados conforme a las Obligaciones Negociables de conformidad con sus respectivos términos.

Mantenimiento de la Personería Jurídica

La Emisora deberá: (i) mantener vigente su personería jurídica u otro tipo de figura legal y todas las inscripciones necesarias para dicho fin y (ii) realizar todos los actos que fueran razonables para mantener

todos los derechos, preferencias, titularidad de sus bienes, licencias y derechos similares, necesarios o convenientes para el normal desarrollo de sus respectivas actividades, negocios u operaciones y (iii) mantener la totalidad de sus respectivos bienes en buen estado de uso y conservación, teniendo en cuenta, no obstante, que la presente obligación no requerirá que la Emisora mantenga dicho derecho, privilegio, titularidad de bienes, licencias y similares o preserve la personería u otro tipo de existencia legal, si el Representante Legal de la Emisora determinara de buena fe que tal mantenimiento o conservación ya no es necesario en la operación de los negocios de la Emisora y que la pérdida de ello no resulta ni resultará adversa en ningún aspecto significativo para los tenedores.

Cumplimiento de Leyes y Otros Acuerdos

La Emisora deberá cumplir: (i) todas las leyes, normas, reglamentaciones, resoluciones y directivas aplicables de cualquier Entidad Pública con competencia sobre su persona o sus negocios o bienes y (ii) todos los compromisos y demás obligaciones que establecen los acuerdos de los cuales la Emisora, fuera parte, salvo cuando el incumplimiento de ello no tuviera un efecto significativo adverso sobre los negocios, activos, operaciones o la situación financiera de la Emisora tomados en conjunto.

Mantenimiento de Libros y Registros

La Emisora deberá llevar libros, cuentas y registros de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados aplicados en la República Argentina.

Seguros

La Emisora deberá mantener seguros en compañías aseguradoras que, según criterio de la Emisora, sean solventes y reconocidas, por los montos y riesgos que la Emisora considere razonable y prudente bajo esas circunstancias, teniendo en cuenta, sin embargo que, la Emisora podrá autoasegurarse en tanto lo consideren razonable y prudente y en la medida permitida por la ley, siempre que, asimismo, dicho seguro y autoseguro sea similar con aquéllos normalmente contratados por las empresas comprometidas en negocios similares y que sean titulares y/u operen bienes similares a aquéllos de propiedad y/u operados por la Emisora, en los mismos sectores generales en los que la Emisora posee y/u opere sus bienes.

Supuestos de Incumplimiento

A menos que se especifique lo contrario en el Suplemento de Precio respectivo (en los cuales se podrá modificar uno o más de los eventos de incumplimiento detallados a continuación en relación con las Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie en cuestión, establecer que uno o más de los mismos no serán aplicables en relación con las Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie en cuestión, y/o agregar eventos de incumplimiento adicionales a los detallados a continuación en relación con las Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie en cuestión pero en ningún caso en detrimento del interés de los inversores), los siguientes eventos constituirán, cada uno de ellos, un “Supuesto de Incumplimiento”:

- (1) falta de pago a su vencimiento, durante más de 15 días, del capital o prima, de haberla, de las Obligaciones Negociables, incluyendo la omisión de efectuar un pago requerido para comprar Obligaciones Negociables ofrecidas de conformidad con un rescate a opción de la Emisora.
- (2) falta de pago a su vencimiento, durante 30 días o más, de los intereses de las Obligaciones Negociables;

(3) La omisión por parte de la Emisora de cumplir con cualquier otro compromiso o acuerdo incluido en este Prospecto durante 60 días o más, luego de la notificación escrita a la Emisora al respecto enviada por los tenedores de al menos el 25% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en circulación;

(4) la Emisora (a) es declarada en concurso preventivo o quiebra mediante una sentencia firme dictada por un tribunal competente y/o es declarada en cesación de pagos, y/o interrumpe y/o suspende el pago de la totalidad o de una parte significativa de sus deudas; (b) pide su propio concurso preventivo o quiebra conforme con las normas vigentes; (c) propone y/o celebra un acuerdo general con o para beneficio de sus acreedores con respecto a la totalidad o una parte significativa de sus deudas (incluyendo, sin limitación, cualquier acuerdo preventivo extrajudicial) y/o declara una moratoria con respecto a dichas deudas; (d) reconoce una cesación de pagos que afecte a la totalidad o una parte significativa de sus deudas; y/o (e) consiente la designación de un administrador y/o interventor de la Emisora, respecto de la totalidad o de una parte significativa de los activos y/o ingresos de la Emisora.

Si se produce y subsiste un Supuesto de Incumplimiento (que no sea un Supuesto de Incumplimiento especificado en la cláusula (4) precedente en relación con la Emisora), los tenedores de al menos el 25% del monto de capital de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en circulación podrán declarar el capital, prima, de haberla, así como a los intereses devengados e impagos sobre la totalidad de las Obligaciones Negociables inmediatamente exigibles y pagaderos mediante notificación escrita a la Emisora especificando el Supuesto de Incumplimiento y que se trata de una “notificación de caducidad de plazos”. Si se produce un Supuesto de Incumplimiento especificado en la cláusula (4) respecto de la Emisora, entonces el capital, prima, de haberla, impagos así como los intereses devengados impagos sobre la totalidad de las Obligaciones Negociables se tornarán inmediatamente exigibles y pagaderos sin declaración u otro acto por parte de cualquier tenedor.

Pagos y Agentes de Pago

El agente de pago de las Obligaciones Negociables nominativas no endosables representadas por uno o más títulos globales y/o por títulos definitivos, y, en su caso, de las Obligaciones Negociables al portador, será aquel que se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente. Todos los pagos de capital e intereses de las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie serán adjudicados en forma proporcional entre todas las Obligaciones Negociables en circulación de dicha Clase y/o Serie, sin preferencia o prioridad de ninguna naturaleza entre las Obligaciones Negociables de dicha Clase y/o Serie de acuerdo con los procedimientos aplicables al agente de pago en cuestión. Los pagos de capital e intereses, si los hubiera, al vencimiento o al momento del rescate respecto de Obligaciones Negociables, serán efectuados en la moneda de denominación de dichas Obligaciones Negociables mediante cheque girado o transferencia electrónica a cuentas mantenidas en la República Argentina, de corresponder, contra una cuenta mantenida por el tenedor o, habiendo cumplido con las condiciones especificadas en el Suplemento de Precio respectivo, mediante transferencia cablegráfica a dicha cuenta, contra presentación y entrega de dicha Obligación Negociable en las oficinas especificadas de cualquiera de los agentes de pago que se designen en el Suplemento de Precio respectivo. Los pagos de intereses en relación con las Obligaciones Negociables (que no sean intereses a pagar al vencimiento o al momento del rescate) se efectuarán en la moneda de denominación de dichas Obligaciones Negociables a las personas a cuyo nombre estén registradas las Obligaciones Negociables mediante cheque girado contra un banco y remitido a cada tenedor (o al primero de tenedores conjuntos) al domicilio de dicho tenedor o, cumplidas las condiciones especificadas en el Suplemento de Precio respectivo, mediante transferencia cablegráfica a una cuenta mantenida por un tenedor. Todos los pagos que la Emisora deba realizar en virtud de las Obligaciones Negociables se efectuarán en la moneda prevista en el Suplemento de Precio correspondiente. Los pagos a

realizarse en relación con las Obligaciones Negociables en concepto de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto deberán ser realizados en las fechas que se establezcan en el Suplemento de Precio correspondiente.

Sujeto a las disposiciones del respectivo Suplemento de Precio, todos los pagos estarán en cualquier caso sujetos a las leyes y reglamentaciones impositivas o de otra naturaleza, que fueran aplicables. Los tenedores no deberán pagar comisiones ni gastos por dichos pagos.

Si la Fecha de Vencimiento para el pago de cualquier monto relacionado con cualquier Obligación Negociable no fuera un día hábil en cualquier lugar de presentación, el tenedor no tendrá derecho a percibir el pago en dicho lugar de la cantidad adeudada sino hasta el primer día hábil siguiente en dicho lugar, y salvo lo dispuesto en contrario en el Suplemento de Precio, no tendrá derecho a percibir intereses adicionales u otros pagos por dicha demora. En el Suplemento de Precio aplicable a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables se establecerá el significado de “día hábil”.

El correspondiente agente de pago solamente efectuará pagos bajo las Obligaciones Negociables en el supuesto que la Emisora le haya provisto los fondos suficientes al efecto, en la moneda que corresponde. El agente de pago en cuestión no asume frente a los tenedores ninguna responsabilidad por el pago puntual de cualquier importe bajo las Obligaciones Negociables que no le haya sido provisto previamente por la Emisora.

Asamblea de tenedores. Modificaciones, Dispensas y Reformas

(a) *Asamblea de tenedores.* Ante la solicitud escrita de los tenedores de como mínimo el 5% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en ese momento en circulación o de las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en ese momento en circulación, la Emisora deberá convocar a asamblea de tenedores o de tenedores de cualquier Clase y/o Serie en cualquier momento u oportunamente para otorgar, realizar o impartir cualquier solicitud, reclamo, autorización, instrucción, notificación, consentimiento, dispensa u otra acción que según las Obligaciones Negociables o las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie deba ser otorgada, realizada o impartida por los tenedores de dichas Obligaciones Negociables, incluyendo la modificación de los términos y condiciones de este Prospecto o del Suplemento de Precio respectivo, pudiendo dicha asamblea ser convocada a criterio de la Emisora. Las asambleas se celebrarán en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; estableciéndose, sin embargo, que la Emisora podrá resolver su celebración en la Ciudad de Nueva York y/o Londres, salvo disposición en contrario en el Suplemento de Precio respectivo. En cualquiera de los casos, las asambleas se deberán celebrar en la oportunidad y lugar en cualquiera de dichas ciudades que la Emisora determine. Las resoluciones aprobadas en una asamblea convocada en Londres o en la Ciudad de Nueva York serán obligatorias para todos los tenedores o todos los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie, según corresponda (estuvieran o no presentes en dicha asamblea), solamente luego de su ratificación por una asamblea de dichos tenedores convocada en la Ciudad de Buenos Aires de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables. Todo tenedor de Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie correspondiente puede asistir a las asambleas en persona o por poder. Los directores, funcionarios, gerentes, miembros de la comisión fiscalizadora y/o empleados de la Emisora no podrán ser designados como apoderados. Los tenedores que tengan la intención de asistir a las asambleas deberán notificar tal intención a la Emisora con no menos de tres días hábiles de anticipación al de la fecha fijada. Sujeto a lo precedente, toda resolución debidamente aprobada será vinculante para todos los tenedores o todos los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie, según fuera el caso, (sea que estuvieran presentes o no en la asamblea en la que se aprobó dicha resolución). En las asambleas convocadas a solicitud de los tenedores, el orden del día de la asamblea será el que se determine en la solicitud y dicha asamblea deberá convocarse dentro de los 40 días de la fecha en que la Emisora, reciba

dicha solicitud. La convocatoria a cualquier asamblea de tenedores o de tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie (que deberá incluir la fecha, lugar y hora de la asamblea y el orden del día y los requisitos para asistir a dicha asamblea), se deberá publicar con una anticipación de entre 10 y 30 días de la fecha fijada para la asamblea en el Boletín Oficial de la República Argentina, y en un diario de amplia circulación en la República Argentina, durante cinco días corridos en cada lugar de publicación.

(b) *Modificación y Dispensa.* Salvo que se especifique lo contrario en el respectivo Suplemento de Precio, las decisiones deberán adoptarse mediante el voto afirmativo de los tenedores de la mayoría absoluta del valor nominal total de las Obligaciones Negociables o de las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie, según fuera el caso, presentes en persona o por representación en una asamblea de dichos tenedores en la que se hubiera constituido quórum; teniendo en cuenta, sin embargo, que se requerirá el consentimiento unánime de todos los tenedores de las Obligaciones Negociables o de las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en circulación, según corresponda, presentes en persona o representadas en una asamblea de dichos tenedores que hubiera constituido quórum, para adoptar cualquier resolución que implique alteraciones fundamentales de las condiciones de emisión de las Obligaciones Negociables, entendiéndose por tales: (i) cambiar el vencimiento estipulado del capital o de cualquier cuota de intereses sobre cualquier Obligación Negociable; (ii) reducir o cancelar el valor nominal o intereses a pagar respecto de cualquier Obligación Negociable; (iii) modificar cualquier obligación de la Emisora de pagar montos adicionales respecto de cualquier Obligación Negociable; (iv) reducir el monto de capital de una Obligación Negociable de dicha Clase y/o Serie que fuera una Obligación Negociable con descuento que vencería y sería pagadera luego de la declaración de su vencimiento anticipado; (v) modificar las disposiciones de rescate de cualquier Obligación Negociable; (vi) afectar significativamente en forma negativa cualquier derecho de pago a opción del tenedor de cualquier Obligación Negociable; (vii) restringir el derecho de iniciar juicio para la ejecución de dicho pago en o con posterioridad a su Fecha de Vencimiento o a cualquier fecha de rescate opcional; (viii) cambiar la moneda de pago de cualquier Obligación Negociable; o (ix) reducir el porcentaje del valor nominal de Obligaciones Negociables en circulación, el consentimiento de cuyos tenedores se requiere para aprobar una resolución o del quórum requerido en cualquier asamblea de tenedores o de tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en la que fuera a adoptarse una resolución o el porcentaje del valor nominal de Obligaciones Negociables en circulación o de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie, cuyos tenedores tengan derecho a solicitar la convocatoria a asamblea de tenedores. A estos fines, las Obligaciones Negociables que fueran mantenidas en nombre de la Emisora o de sus subsidiarias no deberán considerarse en circulación. El quórum en cualquier asamblea convocada para aprobar una resolución estará constituido con los tenedores que tengan o representen por lo menos el 60% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables o de las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie, según fuera el caso, en ese momento en circulación; teniendo en cuenta, sin embargo, que en las asambleas en segunda convocatoria por falta del quórum requerido, el quórum estará formado por los tenedores que tengan o representen por lo menos el 30% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables o de las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie, según fuera el caso, en ese momento en circulación. Excepto por lo establecido precedentemente, las modificaciones, reformas o dispensas de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables serán concluyentes y vinculantes para todos los tenedores o todos los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie, según fuera el caso, ya sea que hubieran o no prestado su consentimiento o estuvieran o no presentes en cualquier asamblea, e independientemente de que se hubiera dejado constancia de dichas acciones en las Obligaciones Negociables o en las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie si se hubieran aprobado en debida forma en una asamblea convocada y celebrada de conformidad con las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables.

En caso que la normativa aplicable lo permita, los tenedores podrán, sin necesidad de reunión ni emisión de voto en asamblea, adoptar todo tipo de decisiones relativas a cualquier Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, si los obligacionistas que representan el 100% del capital total pendiente de pago de las Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie en cuestión en ese momento en circulación, manifiestan su voluntad, en el sentido que corresponda, mediante notas por escrito dirigidas al Emisor y que cuenten con certificación notarial de la firma y de las facultades de quien suscribe.

A los efectos de cualquier asamblea de tenedores, cada tenedor tendrá derecho a un voto por cada U\$S1 (o su equivalente en otras monedas) del valor nominal de las Obligaciones Negociables en circulación o de las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie. Las Obligaciones Negociables mantenidas en nombre de la Emisora o cualquier Subsidiaria no se considerarán en circulación y dicho tenedor o tenedores no participarán en la toma de ninguna acción conforme a los términos de las Obligaciones Negociables.

Ley Aplicable

La Ley de Obligaciones Negociables, con sus modificaciones, regirá los requisitos para que las Obligaciones Negociables califiquen como obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de sus términos, y junto con la Ley General de Sociedades y las demás leyes y reglamentaciones argentinas aplicables, regirá la capacidad y autorización societaria de la Emisora para celebrar y otorgar las Obligaciones Negociables y ciertos temas relacionados con las asambleas de tenedores, y la autorización de la CNV para la creación del Programa y la oferta de las Obligaciones Negociables en la República Argentina. Todos los demás asuntos respecto de las Obligaciones Negociables se regirán e interpretarán de acuerdo con la ley argentina, del Estado de Nueva York, Estados Unidos de América o aquella otra legislación que se determine oportunamente en el Suplemento de Precio respectivo.

Notificaciones

A menos que se especifique lo contrario en el Suplemento de Precio correspondiente, todas las notificaciones a los tenedores se considerarán debidamente efectuadas si se publican por un día en los sistemas de información de las bolsas y/o mercados donde se listen y/o negocien las Obligaciones Negociables. Las notificaciones se considerarán efectuadas el día siguiente al día en que se realizó dicha publicación. El costo de cualquier publicación y/o notificación estará a cargo de 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, mediante las publicaciones que requieran las normas vigentes de mercados autorizados del país o del exterior donde se listen y/o se negocien las Obligaciones Negociables.

A menos que se especifique lo contrario en el Suplemento de Precio correspondiente, la notificación que deba entregar cualquier Tenedor deberá cursarse por escrito y remitirse a la Emisora, fiduciario, de existir, o a cualquier agente de pago. Mientras existan Obligaciones Negociables representadas por una Obligación Negociable global, tal notificación podrá ser enviada por cualquier tenedor de una participación en dicha Obligación Negociable global a la Emisora, al fiduciario, de existir, o a cualquier agente de pago a través de Caja de Valores, DTC, Euroclear y/o Clearstream, en la forma que a tal efecto aprueben la Emisora, el fiduciario, de existir, o el agente de pago, según el caso, y Caja de Valores, DTC, Euroclear y/o Clearstream.

Jurisdicción

Toda acción contra la Emisora en razón de las Obligaciones Negociables podrá ser interpuesta ante los tribunales judiciales competentes con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y/o ante el tribunal

arbitral permanente del mercado autorizado que resulte competente de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, en su caso, y/o cualquier otro tribunal al cual la Emisora decida someterse conforme se establezca en el Suplemento de Precio pertinente.

Fiduciarios y/u Otros Agentes

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco de convenios de fideicomiso celebrados con un fiduciario, *trustee* o figura similar que represente los intereses colectivos de los tenedores de las Series y/o Clases de Obligaciones Negociables, lo cual será especificado en el Suplemento de Precio respectivo. Tales fiduciarios y/o agentes desempeñarán funciones solamente respecto de las Clases y/o Series que se especifiquen en los respectivos convenios, y tendrán los derechos y obligaciones que se especifiquen en los mismos. Asimismo, la Emisora podrá designar otros agentes en relación con las Obligaciones Negociables para que desempeñen funciones solamente respecto de las Clases y/o Series que se especifiquen en cada caso.

Otras Emisiones

La Emisora podrá, periódicamente, sujeto a la autorización de la CNV, y sin el consentimiento de los respectivos tenedores de Obligaciones Negociables en circulación, crear y emitir Obligaciones Negociables adicionales con los mismos términos y condiciones que los de las Obligaciones Negociables en circulación o que sean iguales en todos sus aspectos significativos, con excepción de las Fechas de Emisión, Fechas de Inicio del Período de Intereses y/o Precios de Emisión, de forma tal que puedan consolidarse y formar una única Clase con las Obligaciones Negociables en circulación.

b) Plan de distribución

Capex colocará las Obligaciones Negociables a través de un Colocador o Colocadores que se designen en el Suplemento de Precio correspondiente. Entre otros esfuerzos de colocación, se pondrán a disposición del público inversor ejemplares del Prospecto y de los Suplementos de Precio correspondientes y se publicará en la Autopista de Información Financiera de la Página Web de la CNV –www.cnv.gob.ar– y en los boletines informativos de las bolsas y/o mercados en los que se listen y/o negocien las Obligaciones Negociables un prospecto resumido donde consten los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables a emitirse. Los Colocadores se proponen realizar sus actividades de colocación de las Obligaciones Negociables en la República Argentina en el marco de la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV. Los esfuerzos de los Colocadores para una efectiva colocación por oferta pública de las Obligaciones Negociables podrán incluir, entre otros, algunos de los siguientes actos: (i) contactos personales con potenciales inversores; (ii) distribución de material de difusión escrito a potenciales inversores, incluyendo prospectos preliminares e información contenida en dichos prospectos preliminares; (iii) publicaciones y avisos en medios de difusión de reconocido prestigio; (iv) conferencias telefónicas con potenciales inversores; (v) envío de correos electrónicos a potenciales inversores con material de difusión; (vi) reuniones informativas colectivas (“*road shows*”) o individuales (“*one on one*”) con potenciales inversores, todo lo cual se realizará de conformidad con las Normas de la CNV y conforme con lo que se disponga en el Suplemento de Precio aplicable.

Cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa serán colocadas utilizando procedimientos de colocación, incluyendo la formación de libro (*book-building*) o la subasta pública, según se determine en el Suplemento de Precio respectivo y de conformidad con lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales, la Ley de Obligaciones Negociables y las Normas de la CNV (de acuerdo a lo establecido en el Artículo 1° y concordantes de la Sección I, del Capítulo IV, Título VI de las mismas, tal como fueran modificadas y complementadas, incluyendo, sin limitación, la Resolución General

662/2016 de la CNV).

Cada Colocador designado bajo cualquier emisión a ser realizada bajo el Programa deberá convenir que las Obligaciones Negociables podrán ser ofrecidas (i) al público en la República Argentina por el Emisor o a través de personas humanas o jurídicas autorizadas en virtud de las leyes y reglamentaciones de la República Argentina para ofrecer o vender Obligaciones Negociables al público en forma directa y (ii) si se ofrecieran en el exterior, a través de personas humanas o jurídicas autorizadas en virtud de las leyes y reglamentaciones de las jurisdicciones en las cuales se realice dicha colocación, de acuerdo a lo que establezca el Suplemento de Precio correspondiente.

X. INFORMACIÓN ADICIONAL

A continuación se consigna cierta información relacionada con el capital accionario de la Emisora y un breve resumen de ciertas disposiciones significativas de los Estatutos y la legislación argentina. Esta descripción no pretende ser completa y está limitada por los Estatutos de la Emisora y la legislación argentina aplicable.

Capital Social de la Emisora

El capital actual de la Emisora es de \$ 179.802.282, todas las acciones tienen un valor nominal de \$1 por acción y están totalmente integradas y no ha sufrido variaciones en los últimos tres (3) años.

El capital social está representado por acciones ordinarias, Clase A, escriturales, con derecho a un (1) voto por acción y de Pesos uno (\$1) de valor nominal cada una.

La evolución del capital figurará en los balances de la Emisora conforme resulte de los aumentos inscriptos en el Registro Público de Comercio, sin que sea necesaria la transcripción de su monto en el estatuto, según lo establecen las normas aplicables al régimen de oferta pública. El capital puede ser aumentado sin límite alguno y sin necesidad de modificar el estatuto. El Directorio podrá efectuar la emisión por delegación de la Asamblea en una o más veces, dentro de los dos (2) años a contar desde la fecha de su celebración, todo conforme a lo dispuesto por el artículo 188 párrafo 2 de la Ley General de Sociedades. Durante los últimos nueve años la Emisora no ha aumentado su capital.

Acta constitutiva y estatutos

Capex es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes de la República Argentina. Tiene su domicilio social en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina. Fue constituida el 20 de diciembre de 1988 e inscripta en el Registro Público de Comercio el 26 de diciembre de 1988 bajo el N° 9429 del Libro 106, Tomo A de Sociedades Anónimas. La Emisora tiene una duración de noventa y nueve años, contados a partir de su inscripción en el Registro Público de Comercio, o sea desde el 26 de diciembre de 1988.

Objeto social de la Emisora

De acuerdo con el Artículo Tercero del Estatuto, la Emisora tiene por objeto la ejecución de las siguientes actividades, pudiendo realizarlas por cuenta propia, como miembro de algún contrato de colaboración empresaria (conforme el artículo 1442 y siguientes del Código Civil y Comercial de la Nación), por cuenta de terceros y/o asociada a terceros, sean estas personas físicas o jurídicas, en el país o en el extranjero: A) PETROLERAS: la Emisora podrá celebrar contratos de riesgo con el Estado Nacional y/o sus empresas y organismos autónomos o ser cesionaria de ellos cuando los mismos tengan por objeto la explotación de hidrocarburos, mediante la investigación y asesoramiento tecnológico, exploración geológica, geofísica y otras técnicas concurrentes, minería del subsuelo, perforación y explotación de yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, operación y realización de obras y servicios de reacondicionamiento, reparación, profundización, represión y recuperación secundaria de pozos, laboreo minero y tareas afines a la industria de elaboración petroquímica y cualquier otra forma de industrialización de dichos productos y sus derivados y el transporte y comercialización, incluyendo la importación y exportación. B) SERVICIOS: Prestar servicios de ingeniería y consulta en general, incluidos servicios relacionados con la industria petroquímica y minerales en general, tales como ingeniería de yacimientos, confección de planos y estudios y demás servicios relacionados con la tecnología de la explotación,

extracción, producción, transporte, procesamiento, refinamiento y comercialización del petróleo, gas, minerales y las relacionadas con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, quedando excluido todo asesoramiento que en virtud de la materia haya sido reservado a profesionales con título habilitante según las respectivas reglamentaciones. C) COMERCIALES: Mediante la producción, refinación, generación, comercialización de energía eléctrica, importación, exportación, transporte, compra y venta al por mayor y al por menor, dentro y fuera de la República Argentina, de hidrocarburos, petróleo, nafta, querosene, aceites y demás productos derivados del petróleo, sustancias similares, gas y energía eléctrica. Comprar, vender, importar o exportar equipos, motores, elementos, máquinas y materiales relacionados con la explotación, perforación y exploración de yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, como así también las relacionadas con las actividades mineras de cualquier naturaleza y con las actividades de la industria Energética, tales como la generación, transporte distribución, transformación, transformación de electricidad correspondiente o no a jurisdicción nacional. Explotación, compra y venta de patentes de invención, marcas, diseños, modelos, procesos industriales nacionales o extranjeros. D) INDUSTRIALES: Fabricación de los materiales, elementos, equipos, máquinas, motores e instrumentos necesarios para la industria petrolera y de energía eléctrica. La industrialización de productos de las industrias petroleras, petroquímicas, mineras y de energía eléctrica; elaboración de materiales plásticos, sintéticos y productos químicos a tal fin. E) ELECTRICAS: Proyectar, ejecutar, operar y montar usinas, centrales eléctricas, líneas eléctricas, aéreas y subterráneas, de alta, media y baja tensión para generar, transportar, transformar, o distribuir energía eléctrica, líneas telefónicas y telegráficas aéreas y subterráneas; instalaciones de fuerza motriz, luz y alumbrado en establecimientos industriales, particulares, puertos, aeropuertos, plazas, calles y caminos; electrificación en el campo de carácter comercial y agrícola, como asimismo conectarse, interconectarse con sistemas de distribución locales, departamentales, regionales, provinciales, nacionales o similares, actuando como generador, transportista, transformador, distribuidor, pudiendo integrarse al MEM y otros a crearse; todo lo anteriormente especificado en este acápite podrá realizarlo por sí, como miembro de algún contrato de colaboración empresaria, por terceros y/o asociada a terceros. F) CONSTRUCCIONES: La construcción de usinas hidro, termo y anemo eléctricas, completas en todas sus partes; obras civiles, hidráulicas y electromecánicas sean éstas públicas o privadas, estructuras metálicas y de hormigón armado para edificios industriales, instalaciones de bombeo de agua, petróleo y gas. G) TRANSPORTE: Con equipos propios o de terceros de agua, gas y petróleo, lubricantes y sus derivados, pudiendo armar y arrendar buques, vagones, muelles, diques y terraplenes, estaciones de servicio y demás instalaciones relacionadas con los objetos enunciados precedentemente. H) MINERAS: Solicitar y adquirir por compra, permuta y otra forma, permisos de explotación, exploración de pertenencias mineras, denuncias de descubrimientos, efectuar exploraciones y explotaciones y realizar toda clase de operaciones mineras permitidas por el código de la materia y disposiciones reglamentarias vigentes. I) DESTILERIAS Y REFINERIAS: La construcción y/o explotación por cuenta propia o de terceros, de destilerías y refinerías de petróleo y toda clase de aceites, naftas, lubricantes, grasas, ceras y demás productos subproductos derivados del petróleo y gas. J) INMOBILIARIAS: Mediante la compra, arrendamiento de cualquier otra forma, adquirir el dominio de propiedades desarrolladas o productoras de gas, petróleo, minerales y yacimiento mineros de cualquier naturaleza, así como cualquier otro tipo de propiedad inmueble, o los productos de tales propiedades petroleras o gasíferas, arrendar o arrendarlas, vender total o parcialmente, hipotecar, o disponer en otra forma dichas propiedades. K) FINANCIERAS: Realizar con capitales propios o de terceros todas las operaciones enunciadas precedentemente, otorgar avales, fianzas y otras garantías. Dar y tomar en préstamo dinero y otras monedas extranjeras, en toda forma y con cualquier interés, sea con garantías reales, personales, o sin garantía. Descontar, redescantar, preñar o pignorar como sujeto activo o pasivo títulos de crédito exigibles. Mediante aportes o inversiones de capitales a particulares, empresas o sociedades por acciones, constituidas o a constituirse, para negocios realizados o a realizarse; constituir y/o aceptar cualquiera de las garantías previstas en la legislación vigente o sin ellas. Se exceptúan las operaciones reservadas por la Ley de Entidades Financieras para las entidades

financieras. A tal fin la Emisora tiene plena capacidad jurídica para adquirir derechos, contraer obligaciones y ejercer los actos que no sean prohibidos por las leyes o por el estatuto.

Disposiciones estatutarias respecto de los Directores y de la Comisión Fiscalizadora

La administración de la Emisora está a cargo de un Directorio compuesto del número de miembros que fije la asamblea entre un mínimo de tres y un máximo de seis con mandato por un año. La asamblea debe designar suplentes en igual o menor número que los titulares y por el mismo plazo a fin de llenar las vacantes que se produjeran en el orden de su elección. Los Directores en su primera sesión deben designar un Presidente y un Vicepresidente, este último reemplaza al primero en caso de ausencia o impedimento. El Directorio funciona con la presencia de la mayoría de sus miembros y resuelve por mayoría de votos presentes. La asamblea fija la remuneración del Directorio.

El Directorio tiene todas las facultades para administrar y disponer de los bienes, incluso aquéllas para las cuales la ley argentina requiere poderes especiales, conforme al artículo 375 del Código Civil y Comercial de la Nación y al artículo 9 del Decreto Ley N° 5965/63. Puede en consecuencia celebrar en nombre de la Emisora toda clase de actos jurídicos que tiendan al cumplimiento del objeto social, entre ellos: operar con los Bancos de la Nación Argentina, Nacional de Desarrollo, de la Provincia de Buenos Aires, Hipotecario Nacional, y demás instituciones de crédito oficiales o privadas, establecer agencias, sucursales u otra especie de representación, dentro o fuera del país, otorgar a una o más personas poderes judiciales, inclusive para querellar criminalmente, o extrajudicialmente, con el objeto y extensión que juzgue conveniente. La representación legal de la Emisora corresponde al Presidente del Directorio o al Vicepresidente en caso de ausencia o impedimento de aquél.

El Estatuto no contiene ninguna disposición relativa a la facultad de los Directores de: (a) votar sobre una propuesta, convenio o contrato en el cual el director tenga un interés personal, (b) a falta de quórum independiente, votar compensaciones para ellos o para cualquier miembro del órgano de dirección, y (c) tomar préstamos. El Estatuto tampoco obliga a los Directores a retirarse al cumplir una determinada edad ni obliga a que tengan una determinada cantidad de acciones para poder ser directores.

La fiscalización de la Emisora está a cargo de una Comisión Fiscalizadora, integrada por tres (3) miembros, cuya duración en sus cargos será de un (1) año. La asamblea también debe elegir igual número de suplentes y por el mismo término.

Derechos, preferencias y restricciones atribuidas a las acciones

De acuerdo con el Estatuto, el capital social está representando por acciones ordinarias Clase A escriturales con derecho a un voto por acción y de valor nominal \$1 cada una. Además agrega que las acciones podrán ser cartulares, nominativas, endosables o no, escriturales, ordinarias o preferidas. Estas últimas tendrán derecho a un dividendo de pago preferente de carácter acumulativo o no, conforme con las condiciones de su emisión, dependiendo de si sus condiciones de emisión tendrán o no derecho a voto. Podrá también fijárseles una participación adicional en las ganancias.

El Estatuto establece que las ganancias realizadas y líquidas se destinan, en el siguiente orden: (i) a la constitución del fondo de reserva legal (aplicando el 5% de cada ejercicio hasta alcanzar el 20% del capital suscrito); (ii) a la remuneración del Directorio y el Síndico; (iii) a pagar los dividendos de las acciones preferidas, y por último; (iv) a la participación adicional de las acciones preferidas y los dividendos a las acciones ordinarias. No hay en el Estatuto disposición alguna referida a la prescripción para cobrar estos

dividendos, pero se establece que los mismos serán pagados en proporción a las correspondientes integraciones.

Cabe destacar que el Estatuto no contiene ninguna disposición relativa a: (a) el rescate de acciones, (b) fondo de rescate de acciones, (c) responsabilidad por otras compras de acciones por parte de Capex, (d) discriminación contra cualquier tenedor, futuro o actual, de tales acciones como resultado de la tenencia, por tal tenedor, de una cantidad significativa de acciones, y medidas necesarias para cambiar los derechos de los accionistas.

Asambleas de Accionistas

Toda Asamblea Ordinaria podrá ser citada simultáneamente en primera y segunda convocatoria. La asamblea en segunda convocatoria ha de celebrarse el mismo día una hora después de la fijada para la primera. Cada acción ordinaria suscripta confiere derecho a un voto, conforme al suscribir el capital inicial y en oportunidad de resolver la asamblea su aumento. Las acciones preferidas pueden emitirse con o sin derecho a voto.

Rigen el quórum y mayoría determinados por los artículos 243 y 244 de la Ley General de Sociedades, respectivamente, según la clase de asamblea, convocatoria y materias de que se trate excepto en cuanto al quórum de la asamblea extraordinaria en segunda convocatoria, la que se considerará constituida con la concurrencia de accionistas que representen el cincuenta por ciento de las acciones con derecho a voto.

Responsabilidad de los Accionistas

Conforme a la ley argentina, la responsabilidad de los accionistas por las pérdidas de una sociedad se limita a la integración de las tenencias accionarias suscriptas. Sin embargo, los accionistas que votaron a favor de una resolución que sea declarada posteriormente nula por un tribunal por ser contraria a la legislación argentina o los estatutos de una sociedad (o al reglamento, si lo hubiere) pueden ser considerados ilimitada y solidariamente responsables por los daños y perjuicios ocasionados como consecuencia de dicha resolución.

Conflicto de Intereses

Conforme a la ley argentina, si un accionista vota con respecto a un asunto en el cual tenga, por cuenta propia o ajena, los intereses que se encuentran en conflicto con los intereses de la Emisora, dicho accionista será responsable por daños y perjuicios, pero solamente si dicho asunto no hubiera sido aprobado sin el voto de dicho accionista. Asimismo, la ley argentina establece que si un miembro del Directorio de la Emisora posee un interés en una operación comercial que entra en conflicto con los intereses de la Emisora, dicho director debe informar al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora y abstenerse de participar en la deliberación cuando se trate dicho asunto. Si ese director actúa de manera contraria a lo estipulado por dicha ley, será responsable ilimitada y solidariamente de los daños y perjuicios que surjan de su acción u omisión.

Registro y Transferencia

Las acciones de la Emisora son escriturales. Los accionistas de la Emisora deberán tener sus acciones a través de registros contables en corredores, bancos y otras entidades aprobadas por la CNV que tengan cuentas en Caja de Valores (“Participantes de Caja de Valores”). Caja de Valores mantendrá un registro de acciones en representación de la Emisora sobre la base de información recibida de los Participantes de Caja

de Valores, y de conformidad con la legislación argentina; sólo los tenedores incluidos en el registro de acciones serán reconocidos como accionistas. Las transferencias, cargas y gravámenes sobre las acciones de la Emisora deben registrarse en el registro de acciones y sólo son exigibles contra la Emisora y terceros después de realizado dicho registro. Las acciones de la Emisora pueden ser transferidas mediante otorgamiento y entrega a Caja de Valores, a través de los Participantes de Caja de Valores, de las instrucciones de transferencia correspondientes.

Derechos de Suscripción Preferente y de Acrecer

Conforme a la Ley General de Sociedades, en caso de un aumento de capital, cada tenedor de acciones ordinarias tiene un derecho de suscripción preferente respecto de nuevas acciones ordinarias en proporción a la cantidad de acciones poseídas. Los derechos de suscripción preferente también se aplican a la emisión de acciones preferidas y obligaciones negociables convertibles en acciones, pero no a la conversión de tales títulos, en la medida en que se cumplan ciertos requisitos previstos en la Ley de Obligaciones Negociables. Los derechos de suscripción preferente pueden ser ejercidos a partir de la última publicación realizada en el Boletín Oficial y un periódico argentino de amplia circulación durante un período de 30 días, con la condición de que dicho período podrá ser reducido a no menos de 10 días si así lo aprueba una asamblea extraordinaria de accionistas.

Derecho de Receso

Según la ley argentina, cuando los accionistas de la Emisora aprueban una fusión o escisión en la cual la Emisora no es la sociedad subsistente, la transformación de la Emisora, una modificación fundamental del objeto social, el cambio del domicilio de la Emisora fuera de la República Argentina, el retiro voluntario del régimen de oferta pública o el retiro de la cotización de sus acciones, la continuación de la Emisora en el caso de sanción firme de retiro de cotización o la cancelación de la autorización para realizar oferta pública, o una recapitalización total o parcial, con posterioridad a una reducción del capital obligatoria o liquidación, cualquier accionista que votó en contra de la adopción de dicha medida o que no asistió a la asamblea en la cual se aprobó dicha medida, podrá separarse de la Emisora y recibir el valor contable de sus acciones, determinado sobre la base del último estado contable preparado de la Emisora o que debió haber sido preparado de conformidad con las leyes y regulaciones argentinas, a condición de que dicho accionista ejerza su derecho de receso dentro de los períodos detallados más adelante.

El derecho de receso debe ser ejercido dentro de los 5 días siguientes a la clausura de la asamblea en la cual se adoptó la resolución, en el caso de que el accionista disidente haya votado en contra de dicha resolución, o dentro de los 15 días posteriores a la clausura si el accionista disidente no asistió a dicha asamblea y puede demostrar que era accionista en la fecha de tal asamblea. En el caso de una fusión o escisión que involucre a una sociedad autorizada a realizar oferta pública de sus acciones, el derecho de receso no podrá ser ejercido si las acciones a ser recibidas como consecuencia de dicha operación estuviesen admitidas para su oferta pública o su cotización. Los derechos de receso se extinguen si la resolución que dio origen a dichos derechos es revocada en otra asamblea de accionistas celebrada dentro de los 75 días de la asamblea en la cual se adoptó la resolución. El pago respecto de los derechos de receso debe ser realizado dentro de un año de la fecha de la asamblea de accionistas en la cual se adoptó la resolución, excepto en el caso de que la resolución estipulara el retiro de cotización de las Acciones Ordinarias de la Emisora, en cuyo caso el período de pago se reduce a 60 días a partir de la fecha de la resolución relacionada.

Sin perjuicio de lo expuesto en los párrafos anteriores, y teniendo en cuenta que la Emisora se encuentra admitida a los regímenes de oferta pública y cotización con su capital accionario, el supuesto en que

acuerde su retiro voluntario de cualquiera de los dos regímenes está específicamente regulado por la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831 en su Capítulo IV y por las Normas de la CNV.

En el artículo 31 citado, se establece que la Emisora que efectúe tal retiro deberá seguir el procedimiento que establezca la CNV y, asimismo, deberá promover obligatoriamente una oferta pública de adquisición de sus acciones, de derechos de suscripción, obligaciones convertibles en acciones u opciones sobre acciones.

La adquisición de las propias acciones deberá efectuarse con ganancias realizadas y líquidas o con reservas libres, cuando estuvieran completamente integradas, y para su amortización o su enajenación en el plazo del artículo 221 de la Ley General de Sociedades, debiendo la sociedad acreditar ante la CNV que cuenta con la liquidez necesaria y que el pago de las acciones no afecta la solvencia de la sociedad. De no acreditarse dichos extremos, y en los casos de control societario, la obligación aquí prevista quedará a cargo de la sociedad controlante, la cual deberá acreditar idénticos extremos. Por su parte, el artículo 98 de la Ley de Mercado de Capitales establece los requisitos a los cuales deberá sujetarse la adquisición antes mencionada.

La CNV podrá objetar el precio que se ofrezca por considerar que el mismo no resulta equitativo. La falta de objeción al precio no perjudica el derecho de los accionistas a impugnar en sede judicial o arbitral el precio ofrecido. La CNV deberá tomar especialmente en cuenta el proceso de decisión que fije el precio de la oferta, en particular la información previa y fundamentos de esa decisión, así como el hecho de que para tal decisión se haya pedido la opinión de una evaluadora especializada independiente y se cuente con la opinión favorable del comité de auditoría y del órgano de fiscalización.

Liquidación de la Emisora

La liquidación de la Emisora puede ser efectuada por el Directorio o por el liquidador designado por la asamblea, bajo la vigilancia del síndico. Cancelado el pasivo y reembolsado el capital, el remanente se repartirá entre los accionistas siguiendo el mismo esquema de distribución que para el caso de las ganancias realizadas y líquidas.

Política de Dividendos

Anualmente, la Emisora evalúa, considerando los resultados obtenidos en el ejercicio, la liquidez, las necesidades de financiamiento futuras y las proyecciones económico-financieras propias y del entorno macroeconómico general para elevar una propuesta de distribución a la Asamblea de Accionistas.

Durante la segunda mitad de la década de 1990 (etapa de desarrollo y crecimiento de su capacidad instalada de generación), la crisis financiera Argentina que comenzó a fines del 2001 y la etapa de recomodamiento del sector energético, la cual dura hasta el presente, la Emisora no ha distribuido dividendos a sus accionistas con excepción de los dividendos en acciones distribuidos en julio de 2000.

Otras disposiciones

El Estatuto no contiene disposiciones en razón de las cuales se deba revelar la propiedad de la tenencia accionaria ni contiene ningún artículo que pueda causar la demora, diferimiento o prevención de un cambio de control de Capex, el cual sólo podría operar en caso de fusión, adquisición o reestructuración societaria.

Los estatutos y demás documentación societaria de la Emisora no contienen limitaciones en cuanto a restricciones a poseer acciones.

Duración

Conforme a los Estatutos, la Emisora se encontrará en vigencia por 99 años contados desde la fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio. La duración de la Emisora puede ser prorrogada por resolución adoptada en una asamblea extraordinaria de accionistas.

c) Contratos importantes

Ni la Emisora ni otros miembros del grupo económico tienen, a la fecha, contratos importantes ajenos a los que celebran en el curso ordinario de los negocios, distintos de los detallados en los Capítulos IV y V del presente.

d) Controles de cambio

Tipos de Cambio

Desde el 1° de abril de 1991 hasta fines de 2001, la Ley de Convertibilidad estableció un tipo de cambio fijo bajo el cual el BCRA 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, poniendo fin al régimen de la Ley de Convertibilidad y abandonando formalmente más de diez años de paridad fija Peso-Dólar, y eliminando el requisito de que las reservas en oro del BCRA, moneda extranjera y deuda denominada en moneda extranjera sea en todo momento equivalente al 100% de la base monetaria.

La Ley de Emergencia Pública, cuya vigencia se ha extendido hasta el 31 de diciembre de 2017, 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.

Entre 2011 y diciembre de 2015, el gobierno argentino ha aumentado los controles sobre los tipos de cambio y la transferencia de fondos hacia y desde Argentina.

Con el endurecimiento de los controles cambiarios que comenzaron al final del 2011, en particular con la introducción de medidas que permitían acceso limitado a moneda extranjera por parte de empresas privadas e individuos (tales como el requisito de una autorización por parte de las autoridades tributarias para acceder al mercado cambiario de moneda extranjera), el tipo de cambio implícito, según se reflejaba en las cotizaciones para obligaciones negociables que listaban en mercados extranjeros, comparadas con las cotizaciones correspondientes en el mercado local, aumentaron significativamente sobre el tipo de cambio oficial. La mayor parte de las restricciones cambiarias fueron levantadas de manera gradual desde diciembre 2015, y finalmente el 9 de agosto de 2016 el BCRA emitió la Comunicación “A” 6037, que modificó de manera sustancial los reglamentos cambiarios aplicables y eliminó el conjunto de restricciones para acceder al MULC. Como resultado de la eliminación del monto límite para la compra de moneda extranjera sin asignación específica y sin la necesidad de autorización previa, la brecha considerable entre el tipo de cambio oficial y el tipo de cambio implícito derivada de las operaciones con obligaciones negociables ha disminuido sustancialmente.

Luego de varios años de variaciones moderadas en el tipo de cambio nominal, en 2012 el Peso perdió aproximadamente 14,27% de su valor con respecto al Dólar Estadounidense. Le siguió en 2013 y 2014 una devaluación del Peso con respecto al Dólar Estadounidense que superó el 30,00%, incluyendo una pérdida de aproximadamente el 23,00% en enero 2014. En 2015, el Peso perdió aproximadamente el 52,43% de su valor con respecto al Dólar Estadounidense, incluyendo una devaluación del 10,13% desde el 5 de enero de 2015 al 30 de septiembre del mismo año y una devaluación del 38,00% durante el último cuatrimestre del año, concentrada principalmente después del 16 de diciembre de 2015 cuando se levantaron la mayoría de los controles cambiarios.

El Peso ha continuado fluctuando significativamente y el BCRA ha intervenido en varias ocasiones vendiendo o comprando Dólares en un intento por manejar las fluctuaciones de cambio.

La siguiente tabla muestra los tipos de cambio más altos, más bajos, promedio y al cierre del período de referencia para el Dólar en cada uno de los períodos indicados, expresados en Peso por Dólar a la cotización “Vendedor Billete” del Banco Nación.

Año/Mes	Tipos de Cambio			
	Máximo ⁽¹⁾	Mínimo ⁽¹⁾	Promedio ⁽¹⁾	Al cierre del período
2014	8,557	6,545	8,114	8,551
2015	13,400	8,222	9,265	13,040
Enero 2016.....	13,960	13,200	13,654	13,960
Febrero 2016.....	15,800	14,130	14,852	15,800
Marzo 2016.....	15,800	14,390	14,954	14,700
Abril 2016.....	14,790	14,050	14,387	14,250
Mayo 2016.....	14,240	13,920	14,124	13,991
Junio 2016.....	15,300	13,745	14,184	15,040
Julio 2016.....	15,150	14,560	14,891	15,010
Agosto 2016.....	15,100	14,660	14,828	14,930
Septiembre 2016.....	15,390	14,900	15,117	15,310
Octubre 2016.....	15,230	15,070	15,171	15,150
Noviembre 2016.....	15,868	14,920	15,337	15,868
Diciembre 2016.....	16,030	15,497	15,839	15,890
Enero 2017.....	16,080	15,810	15,909	15,897
Febrero 2017.....	15,800	15,360	15,592	15,480
Marzo 2017.....	15,645	15,390	15,522	15,390
Abril 2017 ⁽²⁾	15,490	15,190	15,353	15,420

Fuente: Banco Nación

⁽¹⁾ Representa el máximo, mínimo y promedio de los tipos de cambio del último día del período correspondiente. Respecto de los meses, el promedio es calculado utilizando el tipo de cambio diario correspondiente a dicho período.

⁽²⁾ Calculado al 27 de abril de 2017.

Controles De Cambio

A continuación se presenta un resumen de ciertas cuestiones relativas al acceso al mercado cambiario en la República Argentina para la transferencia de divisas al exterior. El presente contiene la reglamentación y normativa vigente a la fecha de este Prospecto y no constituye un análisis ni una enumeración completa de la totalidad de las regulaciones y normativas, cuestiones o consecuencias cambiarias que puedan resultar de interés para un tenedor de Obligaciones Negociables. 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. Se aconseja al público inversor en general consultar con sus propios asesores legales acerca de las implicancias del régimen cambiario argentino.

La sanción de la Ley de Emergencia Pública en 2002 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. En este contexto, a través del Decreto N° 260/2002, el gobierno argentino creó el MULC por el cual se deben cursar todas las operaciones de compraventa de moneda extranjera. Estas operaciones se realizan a un tipo de cambio libremente pactado, pero sujetas a las reglamentaciones que fija el BCRA.

El 9 de junio de 2005, a través del Decreto N° 616/2005 el Poder Ejecutivo Nacional estableció que los ingresos y egresos de divisas al mercado local de cambios y toda operación de endeudamiento de residentes que pueda implicar un futuro pago en divisas a no residentes, deberán ser objeto de registro ante el BCRA.

Asimismo este Decreto dispuso que (a) todo ingreso de fondos al mercado local de cambios originado en el endeudamiento con el exterior de personas humanas o jurídicas pertenecientes al sector privado, excluyendo los referidos al financiamiento del comercio exterior y a las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y estén listados en mercados autorizados, y (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 estén listados en mercados autorizados, e inversiones en valores emitidos por el sector público que sean adquiridos en mercados secundarios, debían cumplir los siguientes requisitos: (i) los fondos ingresados sólo podían ser transferidos fuera del mercado local de cambios al vencimiento de un plazo de 365 días corridos, a contar desde la fecha de ingreso de los mismos al país; (ii) el resultado de la negociación de cambios de los fondos ingresados debía acreditarse en una cuenta del sistema bancario local; (iii) debía constituirse un depósito nominativo, no transferible y no remunerado, por el 30% del monto involucrado en la operación correspondiente, durante un plazo de 365 días corridos, siempre y cuando dicha operación no fuera exceptuada de acuerdo con las sucesivas reglamentaciones emitidas por el BCRA; y que (iv) tal depósito debía ser constituido en Dólares en las entidades financieras del país, no devengando intereses ni beneficios de ningún tipo, ni pudiendo ser utilizado como garantía de operaciones de crédito de ningún tipo. Sin embargo, a la fecha los requisitos establecidos en (i), (ii) y (iii) han sido eliminados o morigerados por medio de Resoluciones emitidas por el Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas (quien fue especialmente facultado para modificar el porcentaje y los plazos antes mencionados).

Cualquier violación a la mencionada disposición del Decreto N° 616/05 o a aquellas otras regulaciones cambiarias aplicables estará sujeta a la aplicación de las sanciones establecidas dentro del régimen penal cambiario.

En ese sentido, a través de la Resolución N° 3/2015 de fecha 18 de diciembre de 2015, el Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas redujo de 30% a 0% la alícuota aplicable al depósito nominativo detallado en (iii) anterior y, de manera complementaria, redujo de 365 a 120 días el plazo mínimo de permanencia, en el cual los fondos ingresados podían ser transferidos fuera del país, a contar desde la fecha de su ingreso, plazo que fue reducido a 0 el 5 de enero de 2017 por medio de la Resolución 1/2017 del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas.

A continuación se detallan los aspectos más relevantes de la normativa emitida por el BCRA, relativos al ingreso y egreso de fondos:

1. Endeudamiento Financiero Extranjero

Ingreso y liquidación a través del MULC: Las operaciones de endeudamiento financiero con el exterior del sector privado no financiero, el sector financiero y el gobierno argentino no están sujetas a la obligación de ingreso y liquidación de los fondos a través del MULC (Comunicación “A” 6037).

Independientemente de si los fondos son ingresados al MULC o no, en operaciones que involucren al sector privado no financiero y al sector financiero, es obligatorio registrar dicha deuda en el “Sistema de Relevamiento de Pasivos Externos y Emisiones de Títulos” (Comunicación “A” 3602, y sus modificatorias y complementarias) de conformidad con el Artículo 1 del Decreto 616/05.

Hasta el 5 de enero de 2017, los residentes argentinos que ingresaban endeudamientos financieros al MULC desde el exterior debían cumplir con un plazo mínimo de permanencia de 120 días. En virtud de la Resolución 1/2017 emitida por el Ministerio de Hacienda, se redujo a 0 el plazo de permanencia en el país de los fondos ingresados desde el exterior (hasta ahora establecido en 120 días). En consonancia con dicha norma, el BCRA, a través de la Comunicación “A” 6150, eliminó el plazo mínimo de permanencia de 120 días corridos como requisito para acceder al MULC para la cancelación de endeudamientos financieros con el exterior.

Egreso de Capital. Pago del Capital e Intereses de Endeudamiento Financiero Extranjero. El acceso al MULC a los fines de pagar el capital e intereses devengados a partir del desembolso de los fondos está sujeto a la presentación de una declaración jurada ante las entidades financieras correspondientes indicando el código de concepto aplicable e informando sobre el cumplimiento, según corresponda, de los regímenes informativos de relevamiento de deuda externa requerido por la Comunicación “A” 3602, conforme fuera modificada oportunamente, y de relevamiento de inversiones directas dispuesto por la Comunicación “A” 4237, conforme fuera modificada oportunamente.

Los endeudamientos financieros externos pueden ser también cancelados con divisas de libre disponibilidad.

No se establece ninguna limitación para pre-cancelar el capital antes del vencimiento acordado, ni para las refinanciaciones de deuda.

2. Venta de moneda extranjera a sujetos no residentes

En la medida que los requisitos impuestos en cada caso se cumplan, las entidades autorizadas a operar en cambios no requieren la aprobación previa del BCRA para autorizar el acceso al mercado local de cambios a sujetos no residentes por cualquiera de las operaciones que se detallan a continuación:

(i) Transferencias a cuentas en el exterior de fondos cobrados en Argentina por las siguientes operaciones, siempre que cuente con una declaración jurada del cliente respecto de que los fondos corresponden a:

- (a) Endeudamiento financiero originado en préstamos externos de no residentes.
- (b) Cobro de créditos en concursos preventivos y cobro de deudas bajo procedimientos de reorganización o insolvencia en la medida en que el cliente no residente haya sido reconocido como acreedor por una resolución no apelable del tribunal competente de dichos procedimientos.
- (c) Servicios, rentas y otras transferencias corrientes con el exterior.
- (d) 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 beneficiario del exterior sea una persona humana o jurídica que resida o que esté constituida o domiciliada en jurisdicciones consideradas cooperadoras a los fines de la transparencia fiscal en función de lo dispuesto por el artículo 1° del Decreto N° 589/13y complementarias.

Una inversión en una empresa se considera “inversión extranjera directa” cuando la participación en dicha empresa represente al menos el 10% del capital. La repatriación de dichas inversiones comprende: la venta de la inversión directa; liquidación definitiva de la inversión; reducción de capital decidida por la empresa local; y devolución de aportes irrevocables efectuada por la empresa local.

(e) Cobro de servicios o ventas de inversiones de portfolio (y sus frutos), siempre que el beneficiario del exterior sea una persona humana o jurídica que resida o haya sido constituida y establecida en jurisdicciones que se consideren cooperadoras a los efectos asociados de la transparencia fiscal, según lo dispuesto en el artículo 1° del Decreto 589/2013 y complementarias. Estas repatriaciones de inversiones de portafolio incluyen, pero no se limitan a, las inversiones de cartera en acciones y participaciones en empresas locales, inversiones en fondos mutuos y fideicomisos locales, compra de carteras de préstamos otorgados a residentes por bancos locales, compra de facturas y pagarés para transacciones comerciales locales, inversiones en bonos locales emitidos en Pesos y en moneda extranjera pagaderos a nivel local, así como las compras de otros créditos internos.

(f) Indemnizaciones concedidas por los tribunales locales a favor de los no residentes.

(g) Pagos de importaciones argentinas.

(ii) Compras en moneda extranjera por (a) representaciones diplomáticas y consulares y del personal diplomático acreditado en el país, que efectúen en ejercicios de sus funciones; (b) las representaciones de tribunales, autoridades u oficinas, misiones especiales, comisiones bilaterales u órganos establecidos por tratados o acuerdos internacionales, en los que Argentina es parte, en la medida en que éstas se produzcan en el ejercicio de sus respectivas funciones; y (c) organismos internacionales y ciertas instituciones que actúan como agencias oficiales de crédito a la exportación (que se encuentran expresamente listadas por el BCRA).

(iii) Compras de moneda extranjera realizadas por sujetos no residentes cuando éstas no superen el equivalente de U\$S 10.000 (Dólares Estadounidenses diez mil) por mes calendario en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios. En este caso, la entidad interviniente requerirá únicamente la acreditación de la identidad conforme las normas sobre “Documentos de identificación en vigencia”.

3. *Formación de activos externos de residentes*

Las personas humanas residentes, las personas jurídicas del sector privado constituidas en el país (que no sean entidades autorizadas a operar en cambios), los patrimonios y otras universalidades constituidos en el país y los gobiernos locales podrán acceder al mercado de cambios sin requerir la conformidad previa del BCRA, para realizar operaciones sin límite de importe por cualesquiera de los siguientes conceptos: inversiones directas de residentes, inversiones de cartera en el exterior de residentes, préstamos de residentes a no residentes, compra-venta de cheques de viajeros y compra-venta de moneda extranjera para tenencia propia o relacionadas con transferencia entre residentes.

En el caso de ventas de divisas para la constitución de inversiones de cartera en el exterior, la transferencia debe tener como destino una cuenta u otra tenencia de activos financieros externos registrada a nombre del residente que transfiere los fondos, que estén constituidos en jurisdicciones consideradas cooperadoras a los

fines de la transparencia fiscal en función de lo dispuesto por el artículo 1° del Decreto N° 589/13 y complementarias, y que no hayan sido declaradas no cooperantes por el Grupo de Acción Financiera Internacional (www.fatf-gafi.org). Como los fondos transferidos bajo estos conceptos son considerados de “libre disponibilidad”, pueden utilizarse para cancelar cualquier tipo de deuda en el exterior.

4. Mercado de capitales

Las operaciones de valores que se realicen en 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 la Comunicación “A” 5812, desde del 2 de octubre de 2015 los fondos recibidos por personas humanas en cuentas de custodia locales por pagos de servicios de valores en moneda extranjera, podrán ser destinados a la liquidación de compra de nuevas operaciones propias del beneficiario de los fondos. Esto tendrá efectos en la medida que la reinversión de los fondos desde la cuenta custodia por parte del beneficiario resulte neutra en materia impositiva respecto de la operatoria de acreditación de los servicios en una cuenta a la vista del beneficiario en una entidad financiera y su posterior débito para la compra de valores.

PARA UN DETALLE DE LA TOTALIDAD DE LAS RESTRICCIONES CAMBIARIAS Y DE CONTROLES DE INGRESO DE CAPITALES VIGENTES AL DÍA DE LA FECHA, SE SUGIERE AL PÚBLICO INVERSOR EN GENERAL, CONSULTAR CON SUS ASESORES LEGALES Y DAR UNA LECTURA COMPLETA A LA NORMATIVA MENCIONADA, JUNTO CON SUS REGLAMENTACIONES Y NORMAS COMPLEMENTARIAS, A CUYO EFECTO LOS INTERESADOS PODRÁN CONSULTAR LAS MISMAS EN EL SITIO WEB DEL MINISTERIO DE HACIENDA (WWW.ECONOMIAMINHACIENDA.GOB.AR), DEL SITIO WEB DEL MINISTERIO DE JUSTICIA Y DERECHOS HUMANOS (WWW.INFOLEG.GOV.AR) O EL SITIO WEB DEL BCRA (WWW.BCRA.GOV.AR), SEGÚN CORRESPONDA.

e) Carga tributaria

El siguiente es un resumen general de ciertas cuestiones sobre el régimen impositivo argentino como resultado de la tenencia y disposición de obligaciones negociables. Dicho resumen no es un análisis completo ni una enumeración de la totalidad de las regulaciones, cuestiones o consecuencias fiscales posibles que puedan resultar de interés para un tenedor de obligaciones negociables y se realiza a título meramente informativo. Si bien se entiende que el presente resumen es una interpretación razonable de las leyes y reglamentaciones vigentes a la fecha de este Prospecto, no puede asegurarse que los tribunales o autoridades impositivas estarán de acuerdo con la presente interpretación o que no ocurrirán cambios en dicha legislación. Este resumen está basado en las leyes impositivas de la República Argentina según se hallan en vigencia a la fecha de este Prospecto, y está sujeto a cualquier modificación en las leyes de la República Argentina que pueda entrar en vigencia después de dicha fecha. Se aconseja a los compradores potenciales de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos sobre las consecuencias derivadas de una inversión en las Obligaciones Negociables conforme a las leyes impositivas de su país de residencia (incluyendo la República Argentina), entre ellas, sin carácter taxativo, las consecuencias derivadas del cobro de intereses y la venta, rescate o cualquier forma de enajenación de las Obligaciones Negociables.

Oferta Pública y exenciones impositivas

La Ley de Obligaciones Negociables establece –entre otras condiciones para hacer efectivo el tratamiento impositivo preferencial previsto en dicha ley- que las obligaciones negociables deben ser colocadas por oferta pública autorizada por la Comisión Nacional de Valores de acuerdo con lo establecido en la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV.

Impuesto a las Ganancias

Excepto por lo dispuesto en contrario en el presente, los pagos de intereses sobre las Obligaciones Negociables estarán exentos del impuesto a las ganancias (“Impuesto a las Ganancias”) argentino en virtud de lo dispuesto en el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables (la “Exención del Artículo 36”), en la medida que se emitan en cumplimiento de lo dispuesto en dicha ley y satisfagan los requisitos de exención allí dispuestos. De conformidad con el Artículo 36 de dicha ley, los intereses pagados sobre obligaciones negociables estarán exentos del impuesto a las ganancias en la medida que se cumplan los siguientes requisitos y condiciones:

- (i) se trate de obligaciones negociables que sean colocadas por oferta pública autorizada por la CNV, en cumplimiento de la Ley de Mercados de Capitales y las Normas de la CNV;
- (ii) los fondos a obtener mediante la colocación de las Obligaciones Negociables deberán ser utilizados por la Emisora para: (i) inversiones en activos físicos situados en Argentina, (ii) la integración de capital de trabajo en Argentina, (iii) la refinanciación de pasivos y/o (iv) la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Emisora siempre que los fondos derivados de la misma se apliquen a los destinos antes especificados; y
- (iii) la Emisora deberá acreditar ante la CNV, en el tiempo y forma que determinen las reglamentaciones aplicables, que los fondos obtenidos de la oferta de las Obligaciones Negociables fueron utilizados para cualquiera de los fines descriptos en el apartado (ii) precedente.

Para determinar si las Obligaciones Negociables han sido sometidas al procedimiento de oferta pública, la CNV ha establecido ciertas reglas mediante la Resolución General N ° 622/2013 (la “Resolución General N ° 622/2013” o la “Resolución”). Los puntos principales de la Resolución son los siguientes:

- a. En cuanto a si una oferta de valores se considera una "oferta pública" debe interpretarse exclusivamente mediante la legislación argentina (artículo 2 de la Ley N ° 26.831). De acuerdo a la mencionada ley, las Obligaciones Negociables que sean ofrecidas a compradores institucionales calificados bajo la Regla 144A o ofrecidas bajo la Regulación S serán consideradas ofrecidas mediante oferta pública.
- b. La Emisora deberá llevar propiamente a cabo los esfuerzos de colocación y deberá conservar la documentación de dichos esfuerzos. Las Obligaciones Negociables no serán consideradas exentas de impuestos en virtud de la mera autorización por parte de la CNV de la oferta pública.
- c. Los esfuerzos de colocación no solo deberán efectuarse en la Argentina sino también en el extranjero.
- d. Las ofertas deberán efectuarse “al público en general” o a “grupos de inversores específicos” (tal como lo son los compradores institucionales calificados).
- e. La oferta deberá suscribirse bajo un “contrato de underwriting”. Las Obligaciones Negociables colocadas bajo este acuerdo serán consideradas colocadas en términos

de oferta pública supeditada a que efectivamente se lleven a cabo los esfuerzos de colocación por el underwriter en consonancia con la normativa argentina.

- f. El refinanciamiento de los “préstamos puente” configura un uso aceptado del procedimiento de oferta pública.

Conforme surge de la Resolución Conjunta AFIP/CNV N° 3872-664/2016 (publicada en el Boletín Oficial el 9 de mayo de 2016), se estableció que la AFIP y la CNV dictarán en forma independiente las normas reglamentarias que estimen pertinentes relacionadas con la oferta pública de títulos valores, dentro del marco de sus respectivas competencias. En este contexto, la AFIP deberá establecer los requisitos a cumplir para que la emisión de un título valor se considere colocado por oferta pública a los fines de los beneficios fiscales previstos en la Ley de Obligaciones Negociables.

Cabe resaltar que la derogada Resolución Conjunta AFIP/CNV N° 470 1738/2004, disponía que para que existiera “colocación por oferta pública” era necesario demostrar “efectivos esfuerzos de colocación”, en los términos del Artículo 16 de la Ley N° 17.811. Es decir, que sin perjuicio de que no era suficiente la sola existencia de una autorización de la CNV, tampoco resultaba necesario que se alcanzara un resultado determinado. Sin perjuicio de la derogación de la Resolución Conjunta y ante la falta de nueva reglamentación, tales lineamientos resultarían de utilidad para definir el alcance del concepto de “oferta pública” y aplicar los beneficios impositivos de la Ley de Obligaciones Negociables en una emisión.

Si la Sociedad no cumple con las Condiciones del Artículo 36, el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que la Sociedad será responsable del pago del impuesto correspondiente que grave el pago de intereses de las Obligaciones Negociables.

El Decreto N° 1.076 del 2 de julio de 1992 (reformado por el Decreto N° 1.157 del 15 de julio de 1992, ambos ratificados por Ley N° 24.307 del 30 de diciembre de 1993) eliminó la exención al impuesto a las ganancias de Argentina descripta anteriormente respecto de contribuyentes sujetos a las normas de ajuste impositivo por inflación de conformidad con el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina (en general, sociedades comerciales y otras entidades constituidas o registradas conforme a las leyes argentinas, sucursales locales de entidades extranjeras, establecimientos estables pertenecientes a personas físicas residentes en el exterior o a personas jurídicas constituidas en el extranjero, empresas unipersonales y personas físicas que desarrollan determinadas actividades comerciales en Argentina). Como resultado del mencionado decreto, los intereses pagados a los tenedores que están sujetos a las normas de ajuste impositivo por inflación (y que por lo tanto no quedan alcanzados por las exenciones del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables) están sujetos al pago de impuestos a las ganancias en Argentina.

El ingreso del impuesto contemplado en el párrafo anterior deberá ser hecho por los tenedores locales sujetos a ajuste por inflación impositivo (sobre quienes no resulte aplicable el régimen de retención reseñado a continuación). En los supuestos en los que la Emisora sea un sujeto no regulado por la Ley de Entidades Financieras, y que los beneficiarios de los intereses tampoco sean entidades financieras, el impuesto a las ganancias deberá ser retenido e ingresado por la Emisora. La retención del impuesto a las ganancias aplicable en este caso asciende al 35% de los intereses pagados, conforme lo establecen las normas tributarias de Argentina. Esta retención se considerará como pago a cuenta del impuesto a las ganancias a abonar por el beneficiario del pago de los intereses sujetos a retención del impuesto a las ganancias.

Las personas físicas residentes y no residentes y las entidades extranjeras no están sujetas a impuestos sobre las ganancias de capital derivadas de la venta u otra forma de disposición de las Obligaciones Negociables

de conformidad con lo dispuesto en los artículos 36 y 36 bis de la Ley 23.576. Como resultado del Decreto N° 1.076/1992, los contribuyentes sujetos a las normas de ajuste impositivo por inflación de la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina mencionados anteriormente están sujetos al impuesto sobre las ganancias de capital derivadas de la venta u otra enajenación de las Obligaciones Negociables conforme lo establecen las normas tributarias de Argentina. Los sujetos que practiquen ajuste por inflación impositivo (sociedades comerciales y otras entidades constituidas o registradas conforme a las leyes argentinas, sucursales locales de entidades extranjeras, establecimientos estables pertenecientes a personas físicas residentes en el exterior o a personas jurídicas constituidas en el extranjero, empresas unipersonales y personas físicas que desarrollan determinadas actividades comerciales en Argentina) que vendan obligaciones negociables deberá determinar, al cierre del ejercicio correspondiente, la ganancia obtenida por su venta, e ingresar el impuesto que en su caso corresponda.

Para los beneficiarios del exterior no rigen las disposiciones contenidas en el artículo 21 de la Ley del impuesto a las ganancias ni la del artículo 106 de la Ley N° 11.683 (t.o. 1998 y sus modificatorias). Por tal razón, la aplicación de la exención expuesta en el párrafo anterior no dejará de obrar en aquellos supuestos en los que por la misma pueda resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Impuesto al Valor Agregado

De acuerdo con el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables quedan exentos del impuesto al valor agregado las operaciones financieras y prestaciones relativas a la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización, intereses y cancelaciones de las obligaciones negociables y sus garantías en la medida que se cumplan las Condiciones del Artículo 36. Además, los pagos de intereses efectuados respecto de las Obligaciones Negociables, también estarán exentos de cualquier Impuesto al Valor Agregado en cuanto las Obligaciones Negociables sean emitidas en el marco de una oferta pública autorizada por la CNV.

Caso contrario, decaerán los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en dicha ley y, por ende, la Emisora será responsable del pago de los impuestos aplicables. En este caso, la alícuota aplicable será el 21%, excepto para los casos especiales contemplados por la Ley de Impuesto al Valor Agregado.

Impuesto sobre los Bienes Personales

Las personas físicas domiciliadas y las sucesiones indivisas ubicadas en Argentina o en el extranjero deben 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”).

De conformidad con la Ley. 23.966, modificada por la Ley 27.260, publicada en el Boletín Oficial en fecha 22 de julio de 2016, el impuesto mínimo imponible sobre los Bienes Personales y las tasas impositivas aplicables a los individuos domiciliados en Argentina así como también los bienes indivisos, varían según el ejercicio fiscal. Si el valor agregado de los activos del contribuyente domiciliado en Argentina supera el mínimo no imponible, sólo el monto excedente estará sujeto a la tributación del Impuesto sobre los Bienes Personales.

De esta manera, los bienes gravados existentes al 31 de diciembre de cada año se encuentran alcanzados por la siguiente escala de alícuotas:

Período Fiscal	Valor total de los bienes gravados	Alícuota Aplicable
----------------	------------------------------------	--------------------

2016	Igual o superior a \$ 800.000	0,75%
2017	Igual o superior a \$ 950.000	0,50%
2018 y siguientes	Igual o superior a \$ 1.050.000	0,25%

Respecto de las personas físicas domiciliadas o las sucesiones indivisas ubicadas en el extranjero, solo se encontraran sujetas al impuesto sobre los bienes localizados en Argentina. El impuesto se aplica mediante un sustituto obligado con sede en Argentina, que está sujeto al Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, o una sucesión indivisa o un individuo con sede en Argentina, que administra y/o puede disponer del bien. El sustituto obligado puede entonces reclamar el pago del impuesto de la persona física domiciliada en el extranjero o de la sucesión indivisa. La tasa aplicable a pagar por el contribuyente es del 0,75% para el año 2016, 0,50% para el año 2017, y 0,25% para el año 2018 y siguientes. El impuesto no deberá ser pagado si el monto a ser remitido es igual o menor a \$255,75.

No obstante el artículo 26 de la Ley de impuesto sobre bienes personales dispone que ciertos activos tales como las Obligaciones Negociables, se encuentran excluidas de la tributación a través del sustituto obligado. De esta manera, aunque los activos mantenidos por personas domiciliadas en el extranjero y las sucesiones indivisas se encuentren técnicamente sujetas al Impuesto sobre Bienes Personales, la ley del Impuesto sobre los Bienes Personales no establece un mecanismo para el pago del impuesto correspondiente a las Obligaciones Negociables.

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 que no sean compañías de seguros, fondos abiertos de inversión, fondos de pensión o entidades bancarias o financieras cuyas 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 del 0,75% para el año 2016, 0,50% para el año 2017, y 0,25% para el año 2018 y siguientes. No obstante, el Decreto 812/1996, del 24 de julio de 1996, establece que aquello analizado 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 negocien en mercados de valores ubicados en Argentina o en el extranjero.

Con el objeto de garantizar que esta presunción legal no se aplicará y en consecuencia que la Sociedad no será responsable en calidad de obligado sustituto respecto de las Obligaciones Negociables, la Sociedad 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 de hallaba en vigencia al 31 de diciembre del año en que tuvo lugar la obligación fiscal, conforme lo requiere la Resolución General N° 2.151 de la AFIP de fecha 31 de octubre de 2006.

En el caso de que la autoridad fiscal argentina considere que no se cuenta con la documentación que acredita la autorización de la CNV, y su negociación en mercados de valores de país o del exterior, la Emisora será responsable sustituto del ingreso del impuesto.

La Emisora tomará acciones necesarias a los fines de conocer las condiciones detalladas precedentemente, a los fines de que las Obligaciones Negociables en poder de las personas jurídicas domiciliadas en el extranjero puedan incluirse en el ámbito de la exención.

Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta

Conforme lo dispuesto por el artículo 1° de la Ley N° 25.063, las Obligaciones Negociables cuya titularidad pertenezca, al cierre de su respectivo ejercicio fiscal, a entidades constituidas o registradas conforme a las leyes argentinas, sucursales locales de entidades extranjeras, establecimientos estables pertenecientes a personas físicas residentes en el exterior o a personas jurídicas constituidas en el extranjero, patrimonios de afectación, explotaciones, empresas unipersonales o sucesiones indivisas radicados o ubicados en el exterior, empresas unipersonales y personas físicas que desarrollan determinadas actividades comerciales en Argentina, deberán ser incluidas en la base imponible del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (el “Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta”). El mencionado impuesto asciende al 1% de los activos en el país y en el exterior, pertenecientes a las personas y entidades indicadas anteriormente y a cuenta de dicho impuesto puede computarse el impuesto a las ganancias del mismo ejercicio. A su vez el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (excedente del impuesto a las ganancias según lo indicado anteriormente) podrá computarse (siempre que se cumplan los requisitos legales correspondientes) como pago a cuenta del impuesto a las ganancias de ejercicios posteriores.

El Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta no es aplicable cuando la totalidad de activo en el país no supere \$200.000. En caso que se cuente con activos en el exterior, dicha suma se incrementará en el importe que resulte de aplicarle a los \$200.000 el porcentaje que represente el activo gravado en el exterior, respecto del activo total.

En el caso de entidades financieras locales regidas por la Ley de Entidades Financieras, sociedades de leasing y compañías de seguro, la base imponible del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta será el 20% del valor de sus activos gravados.

El pago del Impuesto a las Ganancias de un determinado ejercicio fiscal se puede acreditar contra el pago del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta exigible en el mismo ejercicio fiscal. Todo excedente del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta abonado puede computarse como un crédito con respecto al Impuesto a las Ganancias exigible dentro de los diez ejercicios fiscales siguientes.

A efectos del IGMP las obligaciones negociables que coticen en bolsas o mercados se valúan al último valor de negociación a la fecha de cierre del ejercicio. Las obligaciones negociables que no coticen en bolsas o mercados se valúan por su costo, incrementado, de corresponder, con los intereses y diferencias de cambio que se hubieren devengado a la fecha indicada.

Los no residentes no se encuentran sujetos a este impuesto por sus inversiones en las Obligaciones Negociables, sean o no colocadas por oferta pública o privada. Únicamente estarán sujetos a este impuesto si se considera que se trata de establecimientos estables domiciliados o ubicados en el país para el desarrollo de actividades en el país pertenecientes a sujetos del exterior. La tenencia de Obligaciones Negociables no es suficiente para considerar la existencia de un establecimiento permanente.

Cabe destacar que el artículo 76 de la Ley 27.260 (B.O.: 22/07/2016) deroga este tributo para los ejercicios que se inician a partir del 1° de enero de 2019.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

El impuesto se aplica sobre los ingresos brutos obtenidos de una actividad durante el año y es aplicado por cada una de las jurisdicciones provinciales. A continuación se presenta el tratamiento fiscal aplicable en las dos jurisdicciones más relevantes.

El Artículo 179 (1), segundo párrafo del Código de Fiscal de la Ciudad de Buenos Aires, establece que los ingresos provenientes de cualquier transacción de Obligaciones Negociables emitidas de acuerdo con la ley 23.576, los intereses recaudados y las actualizaciones acumuladas y el precio de venta en caso de transferencia, deben estar exentos del impuesto ya que el impuesto a las ganancias es aplicable.

El Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires establece una exención similar en el segundo párrafo de su artículo 207 (c),

Impuesto de Sellos

Al igual que el impuesto sobre los ingresos brutos, el impuesto de sellos es un tributo de carácter local y grava los actos y contratos de carácter oneroso formalizados en instrumentos públicos y/o privados, que se otorguen en la jurisdicción de cada provincia y/o en la Ciudad de Buenos Aires o bien aquellos que siendo instrumentados en determinada jurisdicción tengan efectos en otra jurisdicción.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión, sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También se encuentran exentos del impuesto en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los instrumentos, actos y operaciones vinculados con la emisión de valores mobiliarios representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros valores mobiliarios destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Oferta Pública, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de las acciones y demás valores mobiliarios debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV están, asimismo, exentos del impuesto de sellos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Esta exención también queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en la segunda oración del párrafo anterior.

Por su parte, en la Provincia de Buenos Aires están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de la Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión, sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

En la Provincia de Buenos Aires también están exentos de este impuesto todos los instrumentos, actos y operaciones, vinculados con la emisión de valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Oferta Pública, por parte de sociedades debidamente autorizadas por la CNV. Esta exención comprende también la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión, sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Asimismo, se encuentran exentos del impuesto de sellos en la Provincia de Buenos Aires los actos relacionados con la negociación de valores mobiliarios debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV. Esta exención también queda sin efecto de presentarse la circunstancia señalada en la segunda oración del párrafo anterior.

Considerando la autonomía que en materia tributaria posee cada jurisdicción provincial, se deberá analizar los potenciales efectos que este tipo de operatorias pudieran generar y el tratamiento tributario que establece el resto de las jurisdicciones provinciales.

Impuesto sobre los Débitos y Créditos Bancarios

La Ley N° 25.413 (publicada en el Boletín Oficial el 26 de marzo de 2001), con sus modificatorias, establece, con ciertas excepciones, un impuesto que grava los débitos y créditos en cuentas corrientes mantenidas en entidades financieras de Argentina y sobre otras operaciones que se utilizan en reemplazo del uso de cuentas corrientes bancarias. La alícuota general es del 0,60% por cada débito y crédito. Ciertas transferencias de dinero no realizadas mediante cuentas bancarias podrían estar sujetas a este impuesto a una alícuota del 1,2%.

Según el Decreto N° 534/2004 (publicado en el Boletín Oficial con fecha 3 de mayo de 2004), el 34% del impuesto pagado sobre los créditos gravados con la alícuota del 0,60% y el 17% del impuesto pagado sobre operaciones gravadas con la alícuota del 1,2% podrán computarse, indistintamente, como pago a cuenta del impuesto a las ganancias y del impuesto a la ganancia mínima presunta. El monto excedente no podrá ser compensado con otros impuestos, ni transferido a favor de terceros; solamente podrá ser trasladado, hasta su agotamiento, a otros períodos económicos de los citados impuestos.

No existen exenciones que prevean la no aplicación de este impuesto sobre los pagos, incluyendo débitos y créditos, de intereses, ni sobre los resultados de las ventas de obligaciones negociables.

El artículo 10 del Decreto N° 380/2001 establece que estarán exentos del impuesto, entre otras operaciones, los débitos y créditos correspondientes a cuentas utilizadas en forma exclusiva para las operaciones inherentes a la actividad específica por, y los giros y transferencias de los que sean ordenantes con igual finalidad, los mercados autorizados por la CNV y sus respectivos agentes, bolsas de comercio que no tengan organizados mercados de valores, cajas de valores y entidades de liquidación y compensación de operaciones autorizadas por la CNV.

También se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3250 del BCRA) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país (para más información véase artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto N° 380/2001).

En caso de que los Tenedores reciban pagos en cuentas corrientes bancarias locales, tal impuesto podría aplicarse.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

Es un tributo de carácter local que recae sobre el ejercicio habitual y a título oneroso de actividades desarrolladas en una determinada jurisdicción.

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presume que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la cual obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de obligaciones negociables, o por su venta o transferencia, podrían resultar gravados con este impuesto a tasas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina salvo que proceda la aplicación de alguna exención. Ciertas jurisdicciones como la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires eximen los intereses sobre las obligaciones negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables cuando estuvieran exentas del impuesto a las ganancias.

El artículo 179, punto (1) del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que los ingresos derivados de toda operación sobre obligaciones negociables emitidas en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables (intereses, actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia) están exentos del impuesto sobre ingresos brutos en la medida en que se aplique la exención del impuesto a las ganancias.

El artículo 207, punto (c) del Código fiscal de la Provincia de Buenos Aires establece que los ingresos derivados de cualquier operación de obligaciones negociables emitidas en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables y la Ley N° 23.962 con sus modificaciones (intereses, actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia) están exentos del impuesto sobre ingresos brutos en la medida en que se aplique la exención del impuesto a las ganancias.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias.

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y las provincias de Corrientes, Córdoba, Tucumán, Buenos Aires, Salta, etcétera) han establecido regímenes de percepción del impuesto sobre los ingresos brutos que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos con un rango que puede llegar actualmente al 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del impuesto sobre los ingresos brutos para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Los potenciales adquirentes residentes en el país deberán considerar la posible incidencia del impuesto sobre los ingresos brutos considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en función de su residencia y actividad económica.

Tasa de Justicia

En caso de que fuera necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en la República 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 de Buenos Aires.

Otros impuestos

A nivel federal, no se grava con impuestos la transmisión gratuita de bienes a herederos, donantes, legatarios o donatarios. Ningún impuesto a la transferencia de valores negociables, impuesto a la emisión, registro o similares debe ser pagado por los suscriptores de Obligaciones Negociables.

Impuesto a la transmisión gratuita de bienes

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció por medio de la Ley N° 14.044 un impuesto a la transmisión gratuita de bienes (el “ITGB”) -con vigencia a partir del 1 de enero de 2010. La Ley N° 14.044 fue modificada por la Ley N° 14.200 (publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Buenos Aires el 24 de diciembre del 2010) y reglamentada por la Resolución 91/2010 de la Agencia de Recaudación de la Provincia de Buenos Aires (publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Buenos Aires el 7 de febrero del 2011). Además de modificar la fecha de entrada en vigencia del ITGB (1° de enero de 2011 de acuerdo con la Ley N° 14.200) las características básicas del mismo 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, otra transmisión 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 dicha provincia como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires.
- Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando éstos estuvieren domiciliados en la 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.

- No están alcanzadas por el ITGB las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto sea igual o inferior a \$107.640, monto que se elevará a \$448.500. cuando se trate de padres, hijos y cónyuges;
- En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 4% al 21,925% según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

En función de lo precedentemente expuesto, la transmisión gratuita de obligaciones negociables podría estar alcanzada por el ITGB en la medida que forme parte de transmisiones gratuitas de bienes cuyos valores en conjunto -sin computar las deducciones, exenciones ni exclusiones- sean superiores a \$ 107.640o \$ 448.500cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.

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.

Convenios para evitar la doble imposición internacional

Argentina ha celebrado convenios para evitar la doble imposición con varios países. Actualmente no existe ningún convenio en vigencia entre Argentina y los Estados Unidos.

Fondos con origen en jurisdicciones de baja o nula tributación

De acuerdo con la Ley de Procedimiento Tributario (Ley N° 11.683 y sus modificaciones), cualquier entidad local que reciba fondos de cualquier tipo (préstamos, aportes de capital, etc.) de entidades extranjeras ubicadas en jurisdicciones de baja o nula tributación, se encuentran sujetas al Impuesto sobre la Renta y al Impuesto sobre el Valor Agregado sobre una base imponible del 110% de las cantidades recibidas de tales entidades (con algunas excepciones limitadas). Esto se basa en el supuesto de que tales cantidades constituyen aumentos injustificados de activos para la parte receptora local. 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.

Mediante el Decreto N° 589/2013, publicado el 30 de mayo de 2013 en el Boletín Oficial, se eliminó el listado de jurisdicciones de baja o nula tributación que regía desde noviembre de 2000 en el Decreto Reglamentario de la Ley del Impuesto a las Ganancias. Este Decreto abandona el sistema de lista negra y lo reemplaza por uno de lista blanca que incluye a las jurisdicciones o regímenes especiales que se consideran cooperadores a los fines de la transparencia fiscal, de forma tal que la calificación de una jurisdicción o régimen especial como de baja o nula tributación surge por oposición, es decir por no estar incluido en la lista blanca. Dicha lista puede consultarse en el sitio institucional de AFIP: www.afip.gov.ar.

Cooperación en materia tributaria entre la República Argentina y otros países. Resolución General 631/2014 de la CNV

En el marco del compromiso que ha asumido la República Argentina a través de la suscripción de la “Declaración sobre intercambio Automático de Información en Asuntos Fiscales” para implementar tempranamente el nuevo estándar referido al intercambio de información de cuentas financieras desarrollado por la OCDE, adoptada en la Reunión Ministerial de esa Organización de fecha 6 de mayo de 2014 y las disposiciones vinculadas a la Ley de

Cumplimiento Fiscal de Cuentas Extranjeras (“Foreign Account Tax Compliance Act” FATCA) de los Estados Unidos de América, la Comisión Nacional de Valores, mediante Resolución General 631/2014 del 18/09/2014, ha dispuesto que los agentes registrados deberán arbitrar las medidas necesarias para identificar los titulares de cuentas alcanzados por dicho estándar (no residentes). A esos efectos, los legajos de tales clientes en poder de los agentes registrados deberán incluir en el caso de personas físicas la información sobre nacionalidad, país de residencia fiscal y número de identificación fiscal en ese país, domicilio y lugar y fecha de nacimiento. En el caso de las personas jurídicas y otros entes, la información deberá comprender país de residencia fiscal, número de identificación fiscal en ese país y domicilio.

La información recolectada en los términos indicados deberá ser presentada ante la AFIP, de acuerdo con el régimen que esa Administración establezca.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

f) Dividendos y agentes pagadores

De conformidad con las disposiciones de la Ley de Impuesto a los Bienes Personales, se requiere a la Compañía abonar a la AFIP impuesto a los bienes personales, pagadero por la totalidad de los accionistas de la Compañía sujetos al impuesto al 31 de diciembre de cada año. Si bien la ley permite a las compañías recuperar los montos abonados, dicho recupero puede ser engorroso. En la práctica, las compañías usualmente soportan el costo de este impuesto, que afecta negativamente sus resultados y no genera ninguna deducción de impuesto a las ganancias.

La Emisora no ha suscripto acuerdos que limiten en modo alguno la distribución de dividendos, más allá de las restricciones que surgen de lo manifestado en “*Financiamiento*” del Capítulo V del presente Prospecto.

Bajo la Ley General de Sociedades, la declaración y el pago de dividendos anuales, en la medida en que la compañía presente ingresos acumulados de acuerdo con las NIIF y las Normas de la CNV, son determinados por los accionistas en la asamblea ordinaria de accionistas anual. Asimismo, bajo la Ley General de Sociedades, el 5% de la ganancia neta correspondiente al ejercicio calculado de acuerdo con las NIIF y las Normas de la CNV, una vez absorbidos los resultados acumulados negativos, más (menos) los ajustes de resultados de ejercicios anteriores, debe ser asignado por medio de resolución adoptada por la asamblea de accionistas a una reserva legal hasta que ésta alcance el 20% del capital accionario. Dicha reserva legal no está disponible para distribución.

g) Declaración por parte de expertos

No aplica.

h) Documentos a disposición

El presente Prospecto y los Estados Financieros Consolidados de la Emisora se encuentran a disposición de los inversores en la calle Avenida Córdoba 948/950 Piso 5 Oficina C, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en la Página Web de la CNV, en el ítem “*Información Financiera*”, en la Página Web de la BCBA (www.bolsar.com) y en el Sitio Web Institucional.

Asimismo, será publicada a través de la Página Web de la CNV toda otra información relevante de la Sociedad, como los avisos de pago, las calificaciones, convocatorias a Asambleas y toda otra información que deba ser anunciada al público inversor.

ÍNDICE DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Anexo I

Estados Financieros Consolidados Anuales Auditados por los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2016, 2015 y 2014.

Anexo II

Estados Financieros Consolidados Intermedios No Auditados por los períodos de nueve meses finalizados el 31 de enero de 2017 y 2016.

ANEXO A

GLOSARIO DE CIERTOS TÉRMINOS DE HIDROCARBUROS Y OTROS TÉRMINOS Y TABLA DE CONVERSIÓN

Salvo que el contexto indique lo contrario, los siguientes términos tienen el significado que se indica a continuación:

“APT”	American Petroleum Institute (Instituto Americano de Petróleo).
“b”	Mil millones.
“bcf”	Mil millones de pies cúbicos.
“boe”	Barriles de equivalente de petróleo.
“bpd”	Barriles de petróleo por día.
“Btu”	Unidad térmica británica
“cf”	Pie cúbico.
“condensado”	Hidrocarburos líquidos, que se producen con gas, y líquidos derivados del gas.
“E&P”	Exploración y producción de hidrocarburos.
“gas”	Cualesquiera hidrocarburos o mezcla de hidrocarburos y otros gases que consisten principalmente en metano que a condiciones atmosféricas normales se encuentra en estado gaseoso.
“GLP”	Hidrocarburos de gas liviano de petróleo licuado consistentes principalmente en propano y butano que se encuentran en estado líquido bajo presión o a temperatura normal.
“GNL”	Gas natural licuado.
“GWh”	Gigavatios por hora.
“G&C”	Gaffney, Cline & Associates Inc.
“hp”	Caballos de fuerza.
“M”	Mil.
Mbbl	Miles de barriles

“MM”	Millones.
“MW”	Megavatios.
“petróleo”	Petróleo, incluido el condensado.
“operador”	La empresa designada por un consorcio o unión transitoria de empresas para conducir las operaciones.
“pd”	Por día.
“pozo de exploración”	Un pozo perforado para encontrar un reservorio no descubierto de petróleo o gas. Esta definición refleja los antecedentes históricos de la Emisora y difiere de la definición de la <i>Securities and Exchange Commission</i> , de los Estados Unidos de América, que considera que un pozo en exploración es cualquier pozo que no sea un pozo en desarrollo.
“pozo en desarrollo”	Un pozo perforado dentro del área probada de un reservorio de petróleo y gas hasta la profundidad de un horizonte estratigráfico que se sabe que es productivo.
“pozo en producción”	Un pozo en exploración o desarrollo que se encuentra activo.
“pozo seco”	Un pozo exploratorio o de desarrollo respecto del cual se ha determinado que es incapaz de producir hidrocarburos en cantidad suficiente para justificar la terminación.
“reacondicionamiento”	Trabajo importante de reparación realizado en pozos de petróleo y/o gas. El reacondicionamiento puede incluir la reparación de entubados o de cañerías, cementación forzada, cementación de fondo o estimulación (fracturación, acidización u otra).
“recursos”	Los “recursos” son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos líquidos o gaseosos o de ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación. Por lo tanto, para ser considerados, es un requisito que no exista en el momento del análisis viabilidad económica o comercialidad de la explotación. De tal forma, los hidrocarburos considerados no recuperables por ser su producción antieconómica o por falta de mercado, son recursos. En el futuro, estos recursos pueden volverse recuperables si las circunstancias económicas y/ o comerciales cambian, o si se producen desarrollos tecnológicos apropiados, o son adquiridos datos adicionales.

“recursos contingentes”

Los “recursos contingentes” son aquellas cantidades de hidrocarburos estimadas, a una determinada fecha, a ser potencialmente recuperadas de acumulaciones conocidas mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, pero que no son actualmente consideradas a ser comercialmente recuperadas debido a una o más contingencias.

1C: es considerada una estimación baja de los recursos contingentes.

2C: es considerada la mejor estimación de los recursos contingentes.

3C: es considerada una estimación alta de los recursos contingentes.

“recursos prospectivos”

Los “recursos prospectivos”: son aquellas cantidades estimadas de hidrocarburos, a una determinada fecha, que son potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.

Low: es considerada una estimación conservativa de los volúmenes que serán efectivamente recuperados de la acumulación por proyecto.

Best: es considerada la mejor estimación de los volúmenes que serán efectivamente recuperados de la acumulación por proyecto.

High: es considerada una estimación alta de los volúmenes que serán efectivamente recuperados de la acumulación por proyecto.

“reservas”

Son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos (petróleo crudo, condensado o gasolina natural, gas natural, líquidos provenientes del gas natural y sustancias asociadas), que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados en un futuro definido de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación. Todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos.

“reservas desarrolladas”

Las “reservas desarrolladas” son aquellos volúmenes que se prevé serán recuperados de pozos y con las instalaciones

existentes.

“reservas no desarrolladas”	Las “reservas no desarrolladas” son aquellos volúmenes que se prevé serán recuperados con inversiones futuras.
“reservas posibles”	Las “reservas posibles” son aquellas “reservas no comprobadas” que el análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las “reservas probables”.
“reservas probables”	Las “reservas probables” son aquellas “reservas no comprobadas” que el análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos ciertas que las “reservas comprobadas”, y que es más probable que sean producidas a que no lo sean.
“superficie desarrollada”	Superficie dentro de los límites de un yacimiento en la cual se han perforado pozos de desarrollo que producen hidrocarburos.
“tcf”	Trillón de pies cúbicos.
“WTI”	West Texas Intermediate.
“yacimiento”	Un área de exploración o producción de petróleo y gas. Un yacimiento puede incluir uno o varios yacimientos.

Tabla de Conversión

1 barril = 42 galones estadounidenses
= 0,159 m³

1 barril de petróleo = 1 barril de equivalente de petróleo

1 barril de equivalente de petróleo = 5.800 pies cúbicos de gas

Antes del 1° de enero de 2005:

1 barril de equivalente de petróleo = 1,446 barriles de GLP

A partir del 1° de enero de 2005:

1 barril de equivalente de petróleo = 1 barril de GLP

ANEXO B

GLOSARIO DE CIERTOS TÉRMINOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Salvo que el contexto indique lo contrario, los siguientes términos tienen el significado que se indica a continuación:

“ciclo combinado”	Operación de una turbina de gas con recuperación de la energía contenida en sus gases de escape en una caldera de recuperación cuyo vapor generado es enviado a una turbina de vapor.
“ciclo simple equivale a ciclo abierto”	Operación de una turbina de gas sin recuperación de la energía contenida en sus gases de escape.
“fuego suplementario”	Combustible (en este caso gas natural) adicionado a través de quemadores en la caldera de recuperación a los gases de escape de la turbina de gas a los fines de incrementar la producción de vapor de la caldera y como consecuencia incrementar también la generación de energía en la turbina de vapor.
“GW”	Gigavatios (1 Gigavatio = 1000 Megavatios), unidad de potencia o capacidad.
“GWh”	Gigavatios x hora (1 Gigavatio x hora = 1000 Megavatios x hora), unidad de potencia o capacidad.
“kV”	Kilovoltios, unidad de tensión.
“kW”	Kilovatio, unidad de potencia o capacidad.
“MW”	Megavatios, unidad de potencia o capacidad equivalente a 100 kW.
“MWh”	Megavatios por hora, unidad de energía o generación.
“turbogenerador de gas”	Turbina de gas.
“turbogenerador de vapor”	Turbina de vapor.
“subestación”	Estación de maniobras mediante la cual los diferentes turbogeneradores pueden ser conectados a las diferentes líneas de transmisión.

EMISORA

Capex S.A.

Avenida Córdoba 948/950, 5° piso, oficina "C",
C1054AAV, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ABOGADOS DE LA EMISORA PARA EL PROGRAMA

Estudio Beccar Varela

Tucumán 1 piso 3°,
C1049AAA, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AUDITORES DE LA EMISORA

Price Waterhouse & Co. S.R.L.

Bouchar 577 (C1106ABG)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina