



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.
Colocación por Oferta Pública Secundaria de hasta 53.485.730 de Acciones Clase B

Los Accionistas Vendedores (según tal término se define más adelante) ofrecen mediante el presente prospecto (el "Prospecto") hasta 53.485.730 acciones ordinarias y escriturales Clase B en circulación de valor nominal Ps. uno (1) cada una y con derecho a un voto por acción (las "Acciones") de Distribuidora de Gas del Centro S.A., ("DGCE", la "Sociedad", la "Licenciataria" o la "Compañía"), una sociedad anónima constituida según las leyes de la República Argentina. Las Acciones serán ofrecidas en la República Argentina (la "Oferta") mediante una colocación por oferta pública autorizada por la Comisión Nacional de Valores (la "CNV") a través de Banco Santander Río S.A. y AR Partners S.A. (cada uno de ellos, un "Colocador" y conjuntamente, los "Colocadores"). Las Acciones representan el 33,3% del capital social de la Sociedad. Como parte de la Oferta los Accionistas Vendedores ofrecerán las Acciones en otros países fuera de los Estados Unidos América (los "Estados Unidos") de conformidad con la Regulación S ("Regulación S") de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos de 1933, y sus enmiendas (la "Ley de Títulos Valores") y conforme a las disposiciones legales aplicables del resto de los países en que dicha oferta sea realizada. Santander Investment Securities Inc. actuará como agente internacional y realizará esfuerzos de colocación de las acciones en países fuera de la Argentina.

El ingreso al régimen de la oferta pública de acciones por parte de la Sociedad ha sido aprobado por reunión de Directorio de fecha 22 de Diciembre de 2017 y asamblea de accionistas celebrada el 26 de enero de 2018 (la "Asamblea"). La Oferta y el ingreso de la Sociedad al régimen de oferta pública se encuentran condicionados a la colocación de la totalidad de las Acciones de los Accionistas Vendedores. Sin perjuicio de ello, dicha condición podrá ser dispensada por la Sociedad y los Accionistas Vendedores informando tal decisión en el Aviso de Resultados (según tal término se define más adelante). Con anterioridad a la Oferta, no existía un mercado público para las Acciones. Se espera que el precio de las Acciones a ser ofrecidas bajo la Oferta se ubique entre US\$3,30 y US\$3,95 por acción Clase B (el "Rango de Precio Indicativo"). Los Accionistas Vendedores podrán (pero no estarán obligados a) recibir y aceptar Manifestaciones de Interés (tal como se define a continuación) que se encuentren por fuera del Rango de Precio Indicativo. Luego de fijado el precio, es intención de la Sociedad que las Acciones se listen y negocien en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. ("ByMA"), con el símbolo "DGCE". A tales fines, se ha solicitado a ByMA la autorización correspondiente para el listado de las Acciones. Las acciones Clase B de la Sociedad son escriturales y el registro de acciones escriturales será llevado por Caja de Valores S.A.

El período para la colocación de las Acciones será dado a conocer mediante avisos a ser publicados en el Boletín Diario de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la "BCBA"), que a su vez estará disponible en www.bolsar.com.ar, actuando ésta entidad en virtud del ejercicio de facultades delegadas por el ByMA a favor de aquella conforme Resolución N° 18.629 de la Comisión Nacional de Valores (la "CNV"), y en la Autopista de la Información Financiera de la CNV (www.cnv.gov.ar) (la "AIF"), pudiendo asimismo publicarse en un diario de circulación general en toda la Argentina y comprenderá un período de difusión y un período de adjudicación (el "Período de Colocación"). El Precio Definitivo de las Acciones será determinado en Dólares Estadounidenses de conformidad con el mecanismo que se describe en el presente Prospecto en la Fecha de Adjudicación (según tal término se define más adelante) por los Accionistas Vendedores (el "Precio Definitivo") y será informado al mercado en la Fecha de Adjudicación.

Oferta Pública autorizada por Resolución N° 19384/2018 de fecha 1° de marzo de 2018 y por Resolución N° 19391/2018 de fecha 8 de marzo de 2018 de la CNV, respectivamente. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el presente Prospecto y en tanto la oferta consta de una venta secundaria de acciones, tampoco ha emitido opinión alguna respecto a los términos y condiciones de la misma. 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, de los Accionistas Vendedores con relación a la información vinculada a los mismos y demás responsables contemplados en los Arts. 119 y 120 de la Ley N° 26.831 (junto con sus modificatorias y reglamentarias, la Ley de Mercado de Capitales "LMC"). El órgano de administración de DGCE 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 DGCE y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente Oferta, conforme las normas vigentes.

La Oferta en la República Argentina estará regida por la LMC y cualquier otra ley y/o regulación aplicable de la República Argentina, incluyendo la Ley General de Sociedades y sus modificatorias y reglamentarias (la "LGS") y las normas de la CNV, de conformidad con el Texto Ordenado de la Resolución General de la CNV N° 622/2013 (según fuera modificado y complementado, las "Normas de la CNV"). De acuerdo con el Art. 119° de la LMC, los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores negociables con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores negociables, serán responsables de toda la información incluida por ellos en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Asimismo, en virtud del Art. 120° de la LMC, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores negociables deberán revisar diligentemente la información contenida en el prospecto de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

Las Acciones no han sido registradas bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos bajo ninguna ley de valores de ningún estado ni bajo ninguna ley de ninguna otra jurisdicción. A menos que estén registradas, las Acciones pueden ofrecerse solo en transacciones que estén exentas de registro según la Ley de Títulos Valores o las leyes de valores de cualquier otra jurisdicción. Asimismo, las Acciones podrán ofrecerse solamente a personas fuera de los Estados Unidos en virtud de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores. Para mayores detalles sobre los oferentes elegibles y las restricciones de cancelación, véase "Restricciones a la Transferencia".

LAS ACCIONES ORDINARIAS CLASE B OFRECIDAS NO CUENTAN CON CALIFICACIÓN DE RIESGO. La inversión en las acciones ordinarias Clase B implica riesgos. Véase "Factores de Riesgo" en el presente. EN PARTICULAR, SE RECOMIENDA REVISAR LOS RIESGOS ASOCIADOS A LA INVERSIÓN EN LAS ACCIONES CLASE B, INCLUYENDO LOS RIESGOS RELATIVOS A LA DISTRIBUCIÓN DE DIVIDENDOS. LA SOCIEDAD NO RECIBIRÁ FONDOS PROVENIENTES DE LA VENTA DE LAS ACCIONES CLASE B POR PARTE DE LOS ACCIONISTAS VENDEDORES.

CON FECHA 15 DE FEBRERO DE 2018 SE HA RESUELTO LA DISTRIBUCIÓN DE DIVIDENDOS EN EFECTIVO ANTICIPADOS A LOS ACCIONISTAS (INCLUYENDO LOS ACCIONISTAS VENDEDORES) CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO ECONÓMICO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017. LA SUMA A DISTRIBUIR A LA TOTALIDAD DE LOS ACCIONISTAS ES DE \$4,683,684,485,936,72 POR ACCIÓN, EN PROPORCIÓN A SUS PARTICIPACIONES ACCIONARIAS, LO QUE REPRESENTA EL 468,368,448,593,672% DEL CAPITAL SOCIAL A VALOR NOMINAL DE ACUERDO CON LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017. DICHOS DIVIDENDOS ANTICIPADOS ESTÁN SUJETOS A LA APROBACIÓN DE LA ASAMBLEA DE ACCIONISTAS CONVOCADA PARA EL 28 DE MARZO DE 2018 Y NO REQUIEREN APROBACIÓN PREVIA DE ENARGAS. EL PAGO ÚNICO Y TOTAL DE LOS DIVIDENDOS EN EFECTIVO FUE PUESTO A DISPOSICIÓN A PARTIR DEL DÍA 23 DE FEBRERO DE 2018 Y LOS INVERSORES INTERESADOS EN ADQUIRIR LAS ACCIONES NO TENDRÁN DERECHO AL COBRO DEL MISMO, INCLUYENDO EL SALDO A SER ABONADO POR LA SOCIEDAD A LOS ACCIONISTAS EXISTENTES AL 15 DE FEBRERO DE 2018. LOS FUTUROS ACCIONISTAS TENDRÁN DERECHO A EVENTUALES DESAFECTACIONES DE RESERVAS.

El presente Prospecto se encontrará a disposición de los interesados en las oficinas de la Sociedad sitas en Avenida Presidente Figueroa Alcorta N° 7174, 3° piso, (C1428BCU) Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina y/o de los Colocadores en los domicilios designados. Asimismo, el presente Prospecto podrá ser consultado en la página web de la CNV (www.cnv.gov.ar) (bajo el ítem "Información Financiera").

ORGANIZADOR Y COLOCADOR



Banco Santander Río S.A.

Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación Integral Número de matrícula asignado 72 de la CNV

COLOCADOR



AR Partners S.A.

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

La fecha de este Prospecto es 15 de marzo de 2018

ÍNDICE

ÍNDICE	2
CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA INVERSIÓN	3
PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CONTABLE Y OTRA INFORMACIÓN	3
AVISOS A INVERSORES.....	3
TIPOS DE CAMBIO	4
NOTA ESPECIAL REFERIDA A DECLARACIONES SOBRE EL FUTURO	5
RESUMEN DE LA COMPAÑÍA.....	6
DATOS SOBRE DIRECTORES, ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	24
DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA	32
INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA SOCIEDAD	37
INFORMACIÓN SOBRE LA SOCIEDAD	55
LA INDUSTRIA DEL GAS EN ARGENTINA.....	99
MARCO REGULATORIO DEL SECTOR GASÍFERO EN LA ARGENTINA.....	111
RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA DE LA SOCIEDAD	120
DIRECTORES, ADMINISTRADORES, GERENTES Y EMPLEADOS	127
ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	128
ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DE LA SOCIEDAD Y SU GRUPO ECONÓMICO	131
INFORMACIÓN ADICIONAL.....	132
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	144
ANEXO A – ESTADOS FINANCIEROS DE DGCE.....	153
ANEXO B – PLAN DE INVERSIONES	154

CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA INVERSIÓN

La información contenida en este Prospecto ha sido suministrada por la Sociedad y los Accionistas Vendedores y por otras fuentes identificadas a lo largo del mismo. 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 Sociedad pudiera haber suministrado en relación con las Acciones, por lo que de recibirse tal información o declaración, no podrá considerarse que ha sido autorizada por la Sociedad.

Las referencias a “acciones Clase B” equivalen a acciones ordinarias y escriturales Clase B de DGCe, de valor nominal Ps. uno (\$1) por acción.

La Sociedad y los Accionistas Vendedores no han autorizado a ninguna persona a brindar información que no esté contenida o incorporada por referencia en este Prospecto o en cualquier prospecto escrito separado preparado por o en representación de la Sociedad o que la Sociedad pudiera haber referido a los inversores. Ni la Sociedad ni los Accionistas Vendedores asumen ninguna responsabilidad y no pueden garantizar la confiabilidad de ninguna otra información que pudiera ser ofrecida por terceros. Ni la Sociedad ni los Accionistas Vendedores han autorizado a ninguna otra persona a brindar a los inversores diferente información o información adicional. Ni la Sociedad, ni los Accionistas Vendedores están realizando una oferta de venta de las acciones ordinarias de la Sociedad en ninguna jurisdicción en la que la oferta o venta no estuviera permitida. Las Acciones no han sido registradas bajo la Ley de Títulos Valores bajo ninguna ley de valores de ningún estado ni bajo ninguna ley de ninguna otra jurisdicción. A menos que estén registradas, las Acciones pueden ofrecerse sólo en transacciones que estén exentas de registro según la Ley de Títulos Valores o las leyes de valores de cualquier otra jurisdicción. Asimismo, las Acciones podrán ofrecerse solamente a personas fuera de los Estados Unidos en virtud de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores.

Los inversores deberán asumir que la información que figura en este Prospecto es exacta únicamente a la fecha que figura en la carátula de este Prospecto, independientemente de la fecha de su entrega o de cualquier venta de las acciones ordinarias de la Sociedad. La actividad, la situación patrimonial y financiera, los resultados de las operaciones y las perspectivas de la Sociedad podrán haber cambiado desde la fecha que se consigna en la carátula de este Prospecto. La información incluida en el presente no debe ser considerada por el inversor como una recomendación legal, comercial o impositiva. Se recomienda consultar con los propios asesores legales, comerciales e impositivos respecto de los asuntos legales, comerciales e impositivos relacionados con una inversión en las Acciones.

PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CONTABLE Y OTRA INFORMACIÓN

Estados Financieros

Los estados financieros de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad con fecha 15 de febrero de 2018 y se encuentran disponibles para el público inversor en el sitio web de la CNV (www.cnv.gob.ar en el ítem “*Información Financiera*” bajo el ID 4-557105-D). Se ha convocado a Asamblea General Ordinaria de Accionistas para, entre otras cuestiones, aprobar dichos estados contables. Los estados financieros de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 fueron aprobados por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 6 de abril de 2017 y se encuentran disponibles para el público inversor en el sitio web de la CNV (www.cnv.gob.ar en el ítem “*Información Financiera*” bajo el ID 4-462812-D). La Sociedad presenta estados financieros trimestrales y anuales ante la CNV y ByMA.

Asimismo, los estados financieros de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 fueron aprobados por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 5 de marzo de 2015 y se encuentran disponibles para el público inversor en el sitio web de la CNV (www.cnv.gob.ar en el ítem “*Información Financiera*” bajo el ID 4-365388-D); y los estados financieros de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 fueron aprobados por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 6 de abril de 2016 y se encuentran disponibles para el público inversor en el sitio web de la CNV (www.cnv.gob.ar en el ítem “*Información Financiera*” bajo el ID 4-371995-D).

Monedas y redondeo

A los fines de este Prospecto, “Argentina” significa la República Argentina; “pesos”, “\$” o “Ps.” significa la moneda de curso legal en la Argentina; “dólares”, “dólares estadounidenses”, “USD” o “US\$” significa la moneda de curso legal en los Estados Unidos. Las referencias a cualquier norma contenida en el presente Prospecto son referencias a las normas en cuestión incluyendo sus modificatorias y reglamentarias. La Sociedad ha efectuado ajustes de redondeo a ciertos números contenidos en el presente Prospecto. Como consecuencia de ello, números presentados como totales podrán no ser siempre sumas aritméticas de sus componentes, tal cual son presentadas.

AVISOS A INVERSORES

Deterioro, sustracción, pérdida y destrucción de los títulos valores. Conforme lo dispuesto en el Art. 1.876 y siguientes del Código Civil y Comercial de la Nación, la sustracción, pérdida o destrucción del libro de registro de los títulos valores, incluso cuando estos son llevados por ordenadores, medios mecánicos o magnéticos u otros, debe ser denunciada por la Sociedad o por quien lo lleva en su nombre, dentro de las veinticuatro horas de conocido el hecho. La denuncia debe efectuarse ante el juez del domicilio de la Sociedad, con indicación de los elementos necesarios para juzgarla y contener los datos que puede aportar el denunciante sobre las constancias que incluía el libro. En igual término, deben presentarse copias de dicha denuncia ante la CNV, las bolsas y/o mercados donde se listen los títulos valores y Caja de Valores S.A. Recibida la denuncia, el juez ordenará la publicación de edictos por cinco (5) días en el Boletín Oficial de la República Argentina y en uno de los diarios de mayor circulación del país para citar a quienes pretenden derechos sobre los títulos valores respectivos, para que se presenten dentro

de los treinta (30) días al perito contador que se designe, para alegar y probar cuanto estimen pertinente, bajo apercibimiento de resolverse con las constancias que se agreguen a las actuaciones. Asimismo, la Sociedad que cuente con oferta pública de los títulos valores de dicho registro, deberá publicar edictos en los boletines respectivos de las bolsas y/o mercados donde se listen y negocien los títulos valores. Si los títulos valores han sido colocados o negociados públicamente en el exterior, el juez debe ordenar las publicaciones o comunicaciones que estime apropiadas.

TIPOS DE CAMBIO

Desde el 1° de abril de 1991 hasta fines de 2001, la Ley N° 23.928 (la “Ley de Convertibilidad”) estableció un régimen conforme al cual el Banco Central de la República Argentina (el “BCRA” o “Banco Central”, indistintamente) estaba obligado a vender Dólares a un tipo de cambio fijo de un Peso por Dólar y a mantener reservas en oro y en moneda extranjera en todo momento equivalentes a la base monetaria. El 6 de enero de 2002, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 25.561 (y modificatoria y normas complementarias, la “Ley de Emergencia Pública”), que puso fin al régimen de la Ley de Convertibilidad, abandonando formalmente más de diez años de paridad fija entre el Peso y el Dólar estadounidense y eliminando el requisito de las reservas mencionado anteriormente. La Ley de Emergencia Pública, que ha sido prorrogada año tras año y está vigente hasta el 31 de diciembre de 2017, otorga al Gobierno Nacional la facultad de fijar el tipo de cambio del Peso frente a las monedas extranjeras y a emitir regulaciones relativas al mercado cambiario. Tras un breve período en el cual el Gobierno Nacional estableció un sistema cambiario dual provisorio conforme a la Ley de Emergencia Pública, el Peso ha fluctuado libremente frente a otras monedas desde febrero de 2002, aunque el BCRA tuvo potestad para intervenir el mercado de cambios comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que lleva a cabo regularmente. En años recientes y particularmente desde el 2011, el Gobierno incrementó el control del tipo de cambio y la transferencia de fondos desde y para la Argentina.

Atento a los estrictos controles cambiarios que introdujo el gobierno a partir de fines de 2011, en especial, la adopción de medidas que limitaron el acceso de empresas privadas e individuos a divisas extranjeras (entre ellas, la necesidad de obtener una autorización de la Administración Federal de Ingresos Públicos (la “AFIP”) para acceder al mercado de divisas), el tipo de cambio implícito, según se refleja en las cotizaciones de títulos argentinos negociados en mercados extranjeros, en comparación con sus respectivas cotizaciones en el mercado local, incrementó significativamente respecto al tipo de cambio oficial. A partir de diciembre de 2015, se fueron levantando paulatinamente la mayoría de las restricciones cambiarias que se encontraban vigentes y, finalmente, el 8 de agosto de 2016, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6037 (que entró en vigencia el 9 de agosto de 2016) a través de la cual modificó radicalmente las regulaciones cambiarias aplicables, eliminando restricciones para acceder al Mercado Único y Libre de Cambios (el “MULC”). En el marco de esas reformas, se eliminó el monto límite para la compra de divisas sin afectación específica o necesidad de autorización previa, y con ello disminuyó considerablemente el importante diferencial que existía entre el tipo de cambio oficial y el tipo de cambio implícito derivado de transacciones con títulos valores. Adicionalmente, el 30 de diciembre de 2016, el BCRA continuó eliminando controles cambiarios, mediante la eliminación de la repatriación obligatoria de fondos provenientes de la exportación de servicios. El 4 de enero de 2017, el Ministerio de Hacienda decidió reducir a cero el plazo mínimo aplicable a (i) el ingreso de fondos al MULC proveniente de cierta deuda financiera y (ii) cualquier ingreso de fondos al MULC realizado por no residentes. Continuando con el proceso de normalización del MULC, el BCRA dispuso a través de la Comunicación “A” 6244 (tal como fuera modificada por la Comunicación “A” 6312), un reordenamiento integral de las normas cambiarias que regulariza y elimina toda restricción para el acceso al MULC tanto para transferencias desde y hacia el exterior en cualquier moneda. Dicho reordenamiento entró en vigencia el 1 de julio de 2017.

En el marco reseñado, y luego de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio nominal, en 2012, el Peso se depreció casi un 14,4% respecto del Dólar. A ello le siguió, en 2013 y en 2014, una devaluación del Peso frente al Dólar de 32,6% y de 31,2%, respectivamente, incluyendo una depreciación de aproximadamente el 24,0% en enero de 2014. El Peso perdió el 52,0% de su valor en 2015, principalmente luego del 16 de diciembre de 2015, cuando algunos de los controles cambiarios fueron levantados. En 2017 el Peso se depreció 18,45% frente al Dólar. No puede asegurarse que el valor del Peso no se aprecie o deprecie nuevamente en el futuro. Ver “Factores de Riesgo - Riesgos relacionados a la Argentina - Una significativa devaluación del Peso contra el Dólar estadounidense podría afectar adversamente a la economía argentina” del presente Prospecto. El siguiente cuadro presenta los tipos de cambio máximo, mínimo, promedio y final del período, para los períodos indicados, expresados en Pesos por Dólar y no ajustados por inflación.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	Alta	Baja	Promedio(1)	Cierre del Período
2013	6,518	4,923	5,479	6,518
2014	8,556	6,543	8,119	8,552
2015	13,763	8,554	9,269	13,005
2016	16,039	13,069	14,779	15,850
2017	18,830	15,174	16,566	18,774
2018				
Enero 2018.....	19,652	18,416	19,03	19,03

¹⁾ Promedio de las cotizaciones diarias al cierre

Fuente: Tipos de Cambio de Referencia del Banco Central (Comunicación A 3500 del Banco Central)

Las conversiones monetarias, incluidas conversiones de Pesos a dólares estadounidenses, se incluyen para conveniencia del lector únicamente, no debiendo ser interpretadas como una declaración de que los montos en cuestión pueden ser convertidos o que han sido, podrían haber sido o podrían ser convertidos a cualquier denominación en particular, a cualquier tasa en particular.

NOTA ESPECIAL REFERIDA A DECLARACIONES SOBRE EL FUTURO

Las referencias que en el presente se hacen a, la “Sociedad”, “DGCE” y la “Compañía” son referencias a Distribuidora de Gas del Centro S.A. Todas las manifestaciones estimativas a futuro contenidas en este Prospecto, incluyendo aquellas relativas a la futura situación financiera de la Sociedad, su estrategia comercial, presupuestos, proyecciones de costos, y planes y objetivos de la gerencia para las futuras operaciones, son manifestaciones estimativas a futuro. También es posible identificar las manifestaciones de este tipo por el uso de terminología como “puede”, “podrá”, “espera”, “tiene la intención de”, “estima”, “prevé”, “cree” o “sigue”, o las formas negativas de estas palabras, o términos similares. Aunque la Sociedad cree que las expectativas reflejadas en dichas manifestaciones son razonables, la Sociedad 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 aquellos expresados en dichas manifestaciones o implícitos en ellas. Los factores que podrían provocar que los resultados reales difieran sustancialmente incluyen, entre otros:

- (i) cambios generales en lo económico, financiero, político, legal, social o cualquier condición en Argentina, América Latina o en el exterior o cambios en los mercados desarrollados o emergentes;
- (ii) fluctuaciones en la tasa de inflación;
- (iii) volatilidad del Peso y las fluctuaciones en las tasas de cambio de la moneda entre el Peso y monedas extranjeras;
- (iv) cambios en los mercados de capitales en general, incluyendo cualquier turbulencia o volatilidad esperadas o inesperadas en los mercados financieros locales o internacionales;
- (v) cambios en la situación macroeconómica a nivel regional, nacional o internacional, y su influencia en las condiciones microeconómicas del mercado financiero en Argentina;
- (vi) cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables al mercado de inversiones privadas;
- (vii) cambios en las leyes, normas y reglamentaciones aplicables a los sectores energéticos y gasíferos de la República Argentina;
- (viii) intervenciones gubernamentales que tengan como consecuencias cambios en el entorno laboral, cambiario y/o impositivo;
- (ix) las condiciones sociales y políticas generales de la República Argentina;
- (x) fallos adversos en procesos legales o administrativos;
- (xi) los precios y disponibilidad de gas natural y combustibles líquidos;
- (xii) las condiciones climáticas;
- (xiii) las reglamentaciones ambientales, incluyendo exposición a riesgos debido a actividades de la Sociedad;
- (xiv) los riesgos inherentes a la demanda y venta de gas; y
- (xv) los demás factores comentados en la sección “Factores de Riesgo” del presente Prospecto.

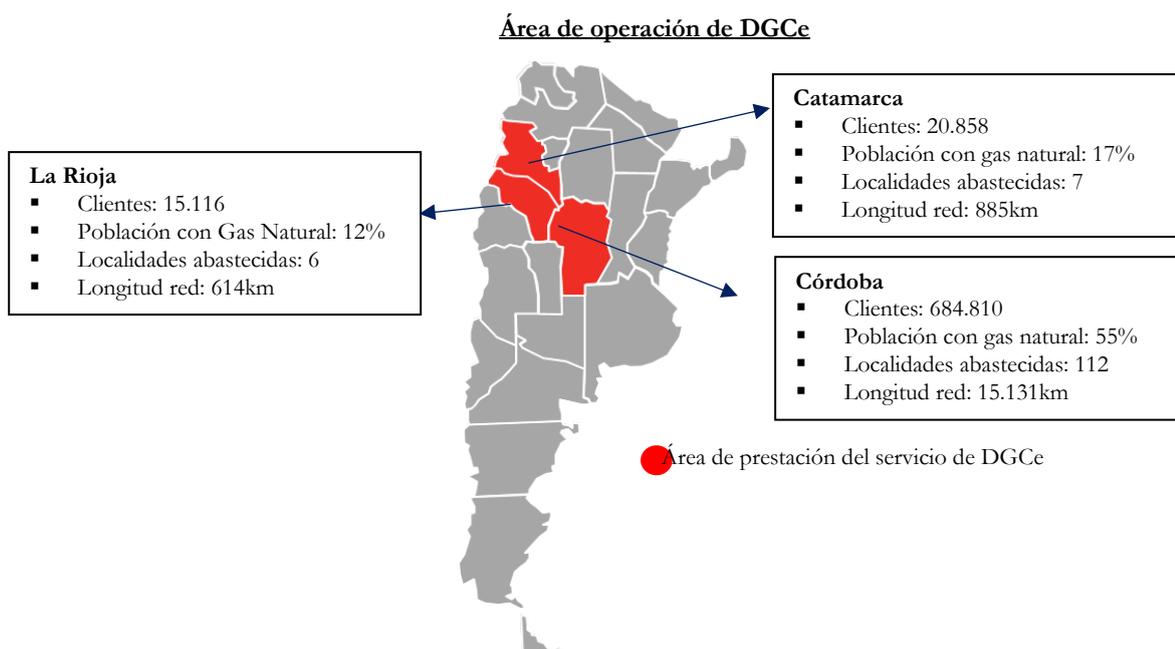
Los términos “considera”, “podría”, “sería”, “estima”, “continúa”, “prevé”, “pretende”, “espera”, “anticipa” y otros similares tienen por objeto identificar declaraciones sobre hechos futuro. Estas declaraciones incluyen información relativa a los resultados de las operaciones, estrategias del negocio, planes financieros, posición competitiva, contexto del sector, las posibles oportunidades de crecimiento, efectos de las futuras reglamentaciones y efectos de la competencia que posible o supuestamente podrían producirse en el futuro. Estas declaraciones tienen vigencia únicamente a la fecha en que fueron realizadas. Estas advertencias deberán tenerse presentes en relación con cualquier manifestación estimativa del futuro, verbal o escrita, que la Sociedad pudiera efectuar en el futuro. La Sociedad no asume obligación alguna de divulgar públicamente ninguna revisión respecto de dichas manifestaciones estimativas del futuro luego de completarse el presente Prospecto, con el objeto de reflejar hechos o circunstancias posteriores o de reflejar el acaecimiento de hechos imprevistos.

En vista de los riesgos e incertidumbres descriptos precedentemente, los hechos y circunstancias futuras que se analizan en este Prospecto podrían no ocurrir y no constituyen garantías de futuro desempeño. Debido a estas incertidumbres, los inversores no deben tomar ninguna decisión de invertir sobre la base de estas estimaciones y declaraciones de hechos futuros.

RESUMEN DE LA COMPAÑÍA

DGCe fue constituida el 24 de noviembre de 1992 por el Gobierno Argentino como parte del proceso de privatización de Gas del Estado S.E., que era hasta ese momento, la compañía estatal encargada de prestar el servicio de transporte y distribución de gas natural por redes. El Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”), por medio del Decreto N° 2.454/1992 del 18 de diciembre de 1992, otorgó a la Sociedad la licencia para prestar el servicio público de distribución de gas natural por redes en las provincias de Córdoba, Catamarca y La Rioja, por un plazo de 35 años contados a partir de la fecha de toma de posesión, 28 de diciembre de 1992, con opción a una prórroga de 10 años (la “Licencia”). Finalizado el período de 35 o 45 años, según corresponda, la Ley del Gas (según se define más adelante) exige que se lleve a cabo una nueva licitación para la Licencia en la cual la Sociedad tendrá la opción, si se ha cumplido con todas las obligaciones establecidas, a igualar la mejor oferta presentada al PEN por un tercero.

DGCe opera bajo la marca comercial Ecogas (que comparte con Distribuidora de Gas Cuyana S.A.) y su área de servicio abarca una extensión de 357.603 km², participando en aproximadamente el 8,0% del total de gas entregado por el conjunto de las distribuidoras de gas natural del país y prestando servicios a un total de 720.784 clientes al 31 de diciembre de 2017, lo que representa el 8,3% de los clientes totales del país.



Las ventas de la Sociedad por los ejercicios anuales cerrados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 ascendieron a \$ 3.656,9 millones y \$ 2.212,7 millones respectivamente. El EBITDA en los mismos ejercicios alcanzó a \$ 780,3 millones y a \$ 86,7 millones y el Resultado Neto ascendió a \$ 770,5 millones y \$ 141,6 millones respectivamente. La deuda financiera bruta de la Sociedad al cierre de ambos períodos mencionados fue cero. La tabla a continuación presenta ciertas métricas operativas de DGCe y su evolución en los últimos cuatro años.

Datos al	31 de diciembre			
	2017	2016	2015	2014
Principales indicadores				
Ciudad	720.784	714.013	702.281	691.260
Participación en el gas entregado en la Argentina (%) ⁽¹⁾	8,0	8,4	6,1	7,6
Capacidad de transporte reservada (millones de m ³ día)	6,5	6,5	6,5	6,5
Volumen anual de gas entregado en millones de m ³	2.711,58	2.782,74	2.797,86	2.723,7
Monto global de inversiones anuales en millones de \$	276,6	317,5	77,4	63,9
Sistema de distribución en kilómetros	16.630	16.357	16.170	15.981
Cantidad de empleados en nómina	377	348	330	343
Cantidad de empleados FTE	335	300	292	299
Cantidad de clientes por empleado	1.912	2.052	2.128	2.015

(1) Datos estimados según información publicada por el ENARGAS.

La actividad de la Sociedad se encuentra regulada y fiscalizada por el Ente Nacional Regulador del Gas (el “ENARGAS”). Este organismo tiene amplia autoridad regulatoria sobre la industria de distribución y transporte del gas, incluyendo la determinación de la tarifa recibida por DGCE.

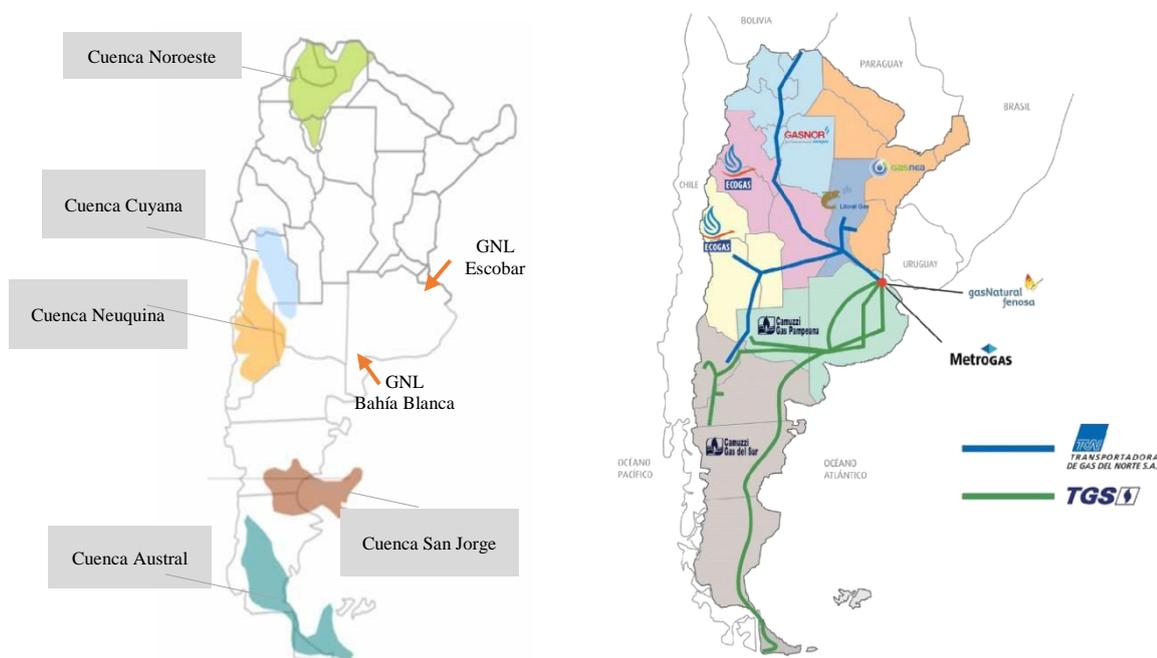
Producción y transporte de gas natural

A partir de 1992 la industria del gas natural quedó segmentada en tres eslabones: la producción (actividad desregulada), el transporte y la distribución (ambas actividades reguladas por la Ley del Gas).

La producción de gas natural en la Argentina se concentra en tres principales áreas de producción: las cuencas Neuquina, Austral y el Golfo de San Jorge que contienen el 94% de las reservas probadas de gas natural de Argentina. La exploración y producción de gas en Argentina en las diferentes cuencas es realizada por aproximadamente 50 compañías privadas siendo YPF el mayor productor de gas natural, seguido por Total Austral y Pan American Energy. Los 10 operadores líderes en producción cubren el 91% de la producción total argentina.

El gas natural extraído de dichas cuencas es inyectado en el sistema de gasoductos troncales, que transportan el fluido desde los yacimientos hasta las zonas de consumo. La operación de estos gasoductos es llevada adelante por las empresas transportadoras, Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”) y Transportadora de Gas del Sur S.A. (“TGS”).

Cuencas con producción de gas natural y Sistemas de transporte y distribución de gas en Argentina



La distribución, cuya función es llevar el fluido a cada punto de consumo particular, es realizado por nueve empresas distribuidoras, donde DGCE opera el servicio para las regiones centro del país (Córdoba - Catamarca - La Rioja). A cada una de estas distribuidoras se le ha asignado un área específica que no se superpone a ninguna otra, por lo que no compiten entre sí.

Clientes y usuarios

DGCE posee al 31 de diciembre de 2017, 720.784 clientes de los cuales 720.296 adquieren el servicio completo ya que además de recibir el servicio de transporte y distribución, compran el gas a la Sociedad. Los 488 restantes adquieren el gas directamente de los productores o comercializadores, contratando a DGCE solamente el servicio de transporte y/o distribución.

Los clientes de DGCE pagan mensualmente un cargo fijo por factura y un cargo variable en función del volumen de gas consumido. El ENARGAS regula la clasificación de los usuarios en diferentes tipos organizados de la siguiente manera:

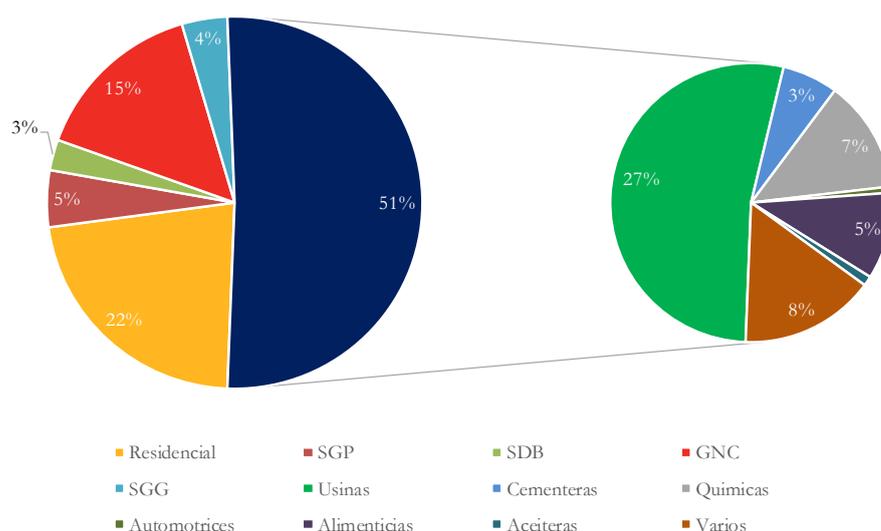
- **Residenciales (desde el R1 al R34):** es un servicio con medidor individual separado para usos domésticos no comerciales, a quienes se les provee y factura los servicios de gas, transporte y distribución. No poseen contratos de suministro firmados con DGCE y se les factura un cargo fijo y un cargo variable en función del gas consumido.
- **Pequeños usuarios comerciales (P1, P2, P3 o “SGP”):** es un servicio para uso comercial no doméstico (excluyendo Estaciones de GNC y Subdistribuidores) en donde el cliente no tiene una cantidad contractual mínima

y al igual que los Residenciales su servicio es completo, es decir que adquieren el gas a través de la distribuidora, excepto los SGP3 con consumo anual superior a 108.000 m³ quienes deben adquirir el gas por su cuenta.

- **Subdistribuidores (“SDB”):** es un cliente que opera pequeñas redes de gas que se conectan al sistema de distribución de DGCE, autorizado por la autoridad regulatoria para actuar como Subdistribuidor.
- **Estaciones de GNC (“GNC”):** son estaciones donde se expende gas natural comprimido para su uso como combustible para automotores, y cuentan con un medidor individual separado.
- **Servicios Generales Grandes (“SGG”):** el servicio SGG está destinado para el uso comercial de gran consumo (excluyendo estaciones de GNC y Subdistribuidores) o industrial de bajo consumo, en donde el cliente celebra un contrato de servicio de gas conteniendo una cantidad contractual mínima la cual en ningún caso será inferior a 1.000 m³ por día (capacidad de reserva), durante un período no menor a un año.
- **Grandes Usuarios (“GU”):** Los GU son aquellos que consumen más de tres millones de metros cúbicos de gas por año o reservan más de 10.000 metros cúbicos diarios de capacidad. Esta categoría abarca generadores de energía como usinas y/o varias industrias: alimenticias, aceiteras, automotrices, textiles, fabricantes y productores de cemento, petroquímicos, productos siderúrgicos y bienes de consumo, entre otros. Esta categoría de clientes tienen la obligación de comprar el gas directamente al productor y/o comercializador.

La base de clientes de DGCE se compone principalmente de usuarios residenciales quienes en su totalidad representan casi el 96% del total de clientes de la Sociedad, pero al estar atomizados con consumos individuales, en comparación con grandes usuarios muy bajos, su demanda conjunta representa aproximadamente un 22% del volumen total entregado. El gráfico a continuación ilustra la composición del volumen de gas entregado en el año 2017 en función de la categoría de usuario.

Composición del gas entregado por tipo de usuario (2017)



Fuente: ENARGAS

Los usuarios Residenciales, los SGP (excluyendo aquellos P3 que adquieren el gas por su cuenta) y los SDB componen la “Demanda Prioritaria” al contar con prioridad en el abastecimiento frente a las restantes categorías de clientes en caso de existir restricciones debido al faltante de oferta de gas.

La siguiente tabla presenta la apertura de las ventas totales de DGCE por categoría de clientes para cada uno de los períodos económicos indicados:

<i>en miles de pesos</i>	31/12/17	31/12/16	31/12/15	31/12/14
Prioritarios (Residenciales, Servicios Generales P, Subdistribuidores)	2.457.347	1.134.528	655.968	501.004
GNC	791.549	884.326	23.289	21.197
Grandes clientes	277.856	137.766	49.836	48.649
Otros	130.169	56.069	28.095	26.397
Ventas Brutas Totales	3.656.921	2.212.689	757.188	597.247

Asimismo, a continuación se detallan las cifras relativas a los volúmenes de gas entregado por la Sociedad discriminados en los principales segmentos de mercado, comparados con los correspondientes a los ejercicios anteriores.

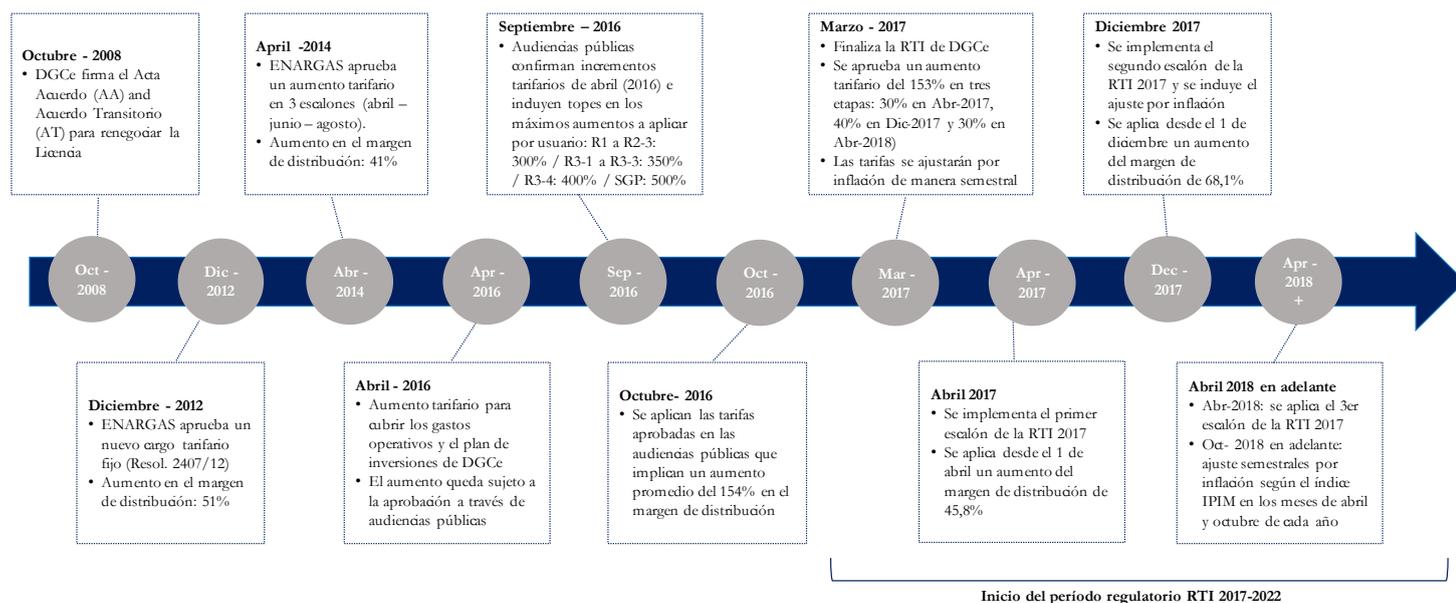
Volúmenes de gas entregado por principales segmentos	Millones de m ³ de gas			
	31/12/17	31/12/16	31/12/15	31/12/14
Prioritarios (residenciales, servicios generales P; Subdistribuidores)	809,4	968,2	856,2	859,9
GNC	406,6	439,0	458,6	435,7
Grandes clientes	1.389,3	1.267,1	1.382,5	1.323,1
Otros	106,3	108,4	100,6	105,0
Total del volumen de gas entregado	2.711,6	2.782,7	2.797,9	2.723,7

Tarifas

DGCe, en función de la categoría de servicio del cliente en cuestión, factura y cobra los tres componentes que integran la tarifa final al usuario: el costo del gas (en aquellos casos que lo adquieren a la Sociedad), el costo del servicio de transporte y la tarifa o margen de distribución. A los tres componentes mencionados se les agrega los impuestos que correspondan. El costo del gas y el costo del servicio de transporte se incluyen en el esquema regulatorio según el concepto de *pass-through*, por ende los mismos son trasladados por la Sociedad al cliente final.

Las tarifas por el servicio de distribución son determinadas por el ENARGAS durante el proceso denominado Revisión Tarifaria Integral (“RTI”), y son fijadas por períodos de cinco años en función del esquema conocido como *price-cap* o precios máximos. Las tarifas autorizadas deben permitir que la distribuidora obtenga ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y obtenga un retorno razonable sobre la base de capital, similar al de otras actividades de riesgo equiparable o comparable.

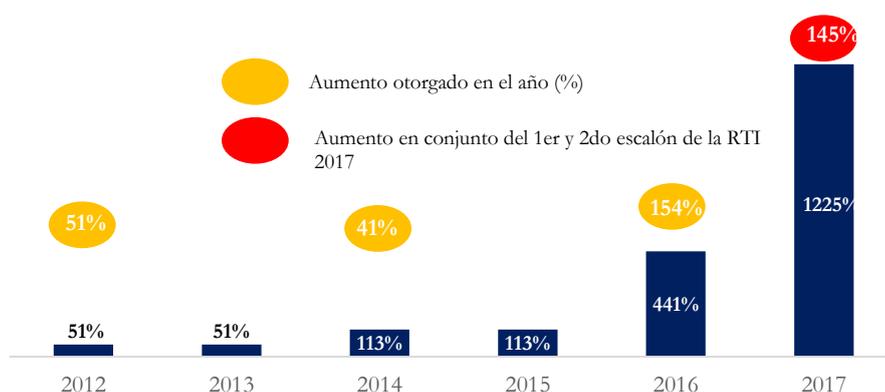
Las tarifas de DGCe han sido ajustadas en diferentes etapas desde el año 2012 acumulando un aumento al 31 de diciembre de 2017 del 1225%.



Durante los años 2016 y 2017 DGCe finalizó con éxito el proceso de RTI (la “RTI 2017”), con inicio en la Resolución MEyM 31/2016 y concluyendo con la aprobación de los nuevos cuadros tarifarios de la Resolución ENARGAS 4.359/2017 a partir del 1 de abril 2017 (la “RTI 2017”). El aumento total del margen de distribución determinado en el proceso de la RTI 2017 fue del 152,7%.

Como se mencionó previamente, las tarifas aprobadas en la RTI 2017 de DGCe abarcan un período de cinco años (desde el 1 de abril de 2017 hasta el 30 de marzo 2022), y son ajustadas semestralmente en abril y octubre de cada año en función de la evolución de la inflación pasada observada – con excepción del primer año regulatorio (2017-2018) cuyo primer ajuste se realizó en el mes de diciembre. La inflación es medida por el Índice de Precios Internos al por Mayor (“IPIM”) publicado Instituto Nacional de Estadística y Censos (“INDEC”). De esta manera, las tarifas de la Sociedad se mantienen constantes en términos reales lo cual le permite a DGCe generar un cash-flow estable y sólido.

Aumento Tarifario Acumulado desde 2012 (%)



Fuente: DGCE

Nota: aumento del 2017 incluye solamente el primer (+45,8%) y segundo escalón (+68,1%) de la RTI 2017 aplicados el 1 de abril de 2017 y el 1 de diciembre de 2017, respectivamente. El tercer escalón será aplicado a partir del 1 de abril de 2018.

A los fines de una implementación gradual y progresiva de las tarifas obtenidas en la RTI 2017, el ENARGAS aplicó en forma escalonada los cuadros tarifarios resultantes, conforme a la siguiente progresión: 30% del incremento a partir del 1° de abril de 2017; 40% del incremento a partir del 1° de diciembre de 2017 y el 30% restante a partir del 1° de abril de 2018. En consecuencia, a partir del 1° de abril de 2018 DGCE podrá cobrar a sus clientes la tarifa total resultante del proceso de RTI. Dado que las tarifas se fijan por un período de cinco años y la implementación gradual fue realizada durante el primer año regulatorio, se incluirá una compensación especial al momento de aplicarse el tercer escalón tarifario para así no afectar el nivel de ingresos previstos para el quinquenio como resultado de la RTI 2017, considerando el efecto financiero correspondiente.

El 1° de abril del 2017 se implementó el primer escalón del aumento que representó aproximadamente un 45,8% de aumento, y el 1° de diciembre de 2017 se aplicó el segundo escalón con un incremento del 68,01% el cual incluye el ajuste semestral por inflación para mantener la tarifa en términos constantes. La RTI 2017 permitió que, luego de más de quince años de atraso tarifario, se normalice el marco regulatorio de la industria del gas y, a su vez, se otorgue previsibilidad a los ingresos e inversiones necesarias para la prestación del servicio.

Pilares de crecimiento

Dada la normalización del marco regulatorio y esquema tarifario, la Sociedad busca maximizar los resultados esperados, siempre manteniendo los estándares de seguridad que han caracterizado a DGCE, basándose en los siguientes pilares de crecimiento:

- 1) Incrementar la base de clientes residenciales y de grandes usuarios de acuerdo a:
 - a) las inversiones que realizará DGCE en el período regulatorio 2017-2022 en línea con el plan aprobado por el ENARGAS en la RTI 2017; y

Monto Anual de erogaciones asociadas al Plan de Inversiones Obligatorias a ejecutar en el quinquenio⁽¹⁾

Años Regulatorios	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
AR\$ MM 2016	244,36	416,39	361,25	262,44	186,58
Total Quinquenio	1.471,02				

(1) El monto de las Inversiones Obligatorias se encuentra expresado en pesos a valores de diciembre de 2016. Por lo tanto, el monto de las inversiones no ejecutadas al fin de cada semestre se actualizará utilizando la misma metodología y los mismos índices de precios que los aplicados para la adecuación semestral de las tarifas.

- b) las inversiones que realizarán las provincias y municipios del área de influencia de DGCE, fundamentalmente Córdoba, para incrementar la cobertura de la red de gas a sus habitantes. En este sentido, el Gobierno de Córdoba se encuentra ejecutando el Programa Integral de Infraestructura Gasífera por un monto de aproximadamente AR\$ 13.000 millones que tiene por objetivo incrementar de 112 a 298 las localidades abastecidas lo cual implica duplicar las instalaciones de infraestructura gasífera (pasando de 2.800 km a 5.743 km de gasoductos) generando un potencial de aproximadamente 240.000 nuevos clientes para DGCE.

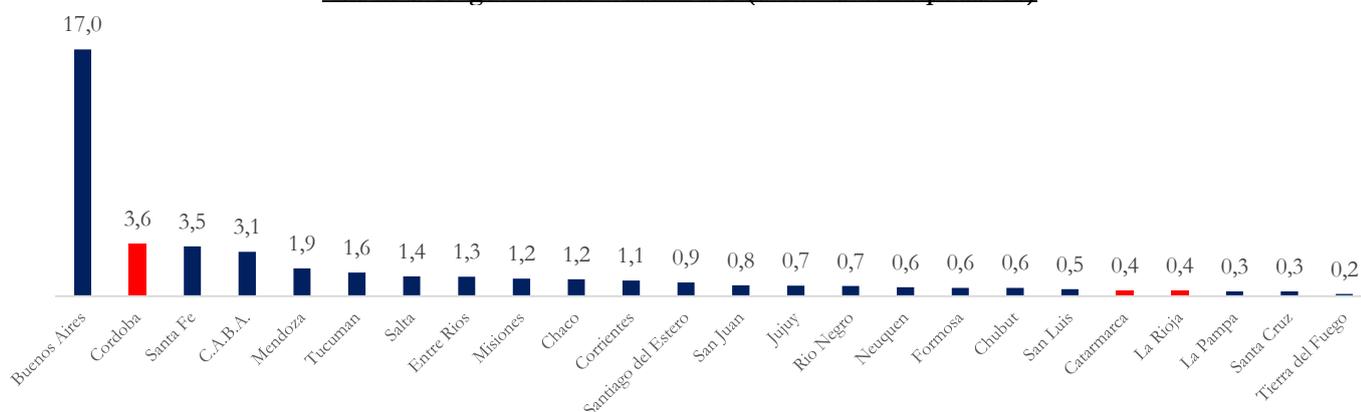
- 2) Incrementar los volúmenes entregados a grandes clientes en función del crecimiento de la red y el crecimiento económico esperado del país;
- 3) Aumentar la calidad y los servicios ofrecidos a los clientes de DGCE a través de las inversiones en tecnología logrando sustanciales eficiencias operativas que abarcan:
 - i. la instalación de teledispositivos para los usuarios residenciales, que permitirá la medición on-line del consumo, el corte del mismo y la reconexión de manera remota. Esto permitirá una mayor eficiencia en las tareas de los operarios, optimizando los recorridos y los tiempos de respuesta a los clientes, redundando en un significativo ahorro de costos, y
 - ii. la administración automática del mantenimiento de los activos que componen la red de distribución de DGCE a través de la implementación del módulo SAP PM.
 - iii. un nuevo *front-end* de atención a los clientes que incremente la información disponible y amplíe los servicios ofrecidos así como las transacciones disponibles a realizar,
- 4) El desarrollo de negocios no regulados tales como actividades complementarias de servicios, que permitan apalancarse en la estructura y know-how adquirido por DGCE y a la vez, diversificar su base de ingresos.

Fortalezas Competitivas

Luego de la RTI 2017, la Sociedad ha logrado recomponer la ecuación económica de la Licencia y se encuentra en la búsqueda de acelerar su crecimiento para lo cual cuenta con las siguientes fortalezas competitivas:

Nuevas inversiones posibilitan incrementar la velocidad de incorporación de clientes. Se estima que Argentina posee a la fecha 44 millones de habitantes distribuidos a lo largo de 23 provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (“CABA”). El área de cobertura de DGCE representa aproximadamente el 10% del total del país e incluye a Córdoba: la segunda provincia más grande del país, después de la provincia de Buenos Aires (17 millones de habitantes).

Población Argentina estimada a 2017 (en millones de personas)



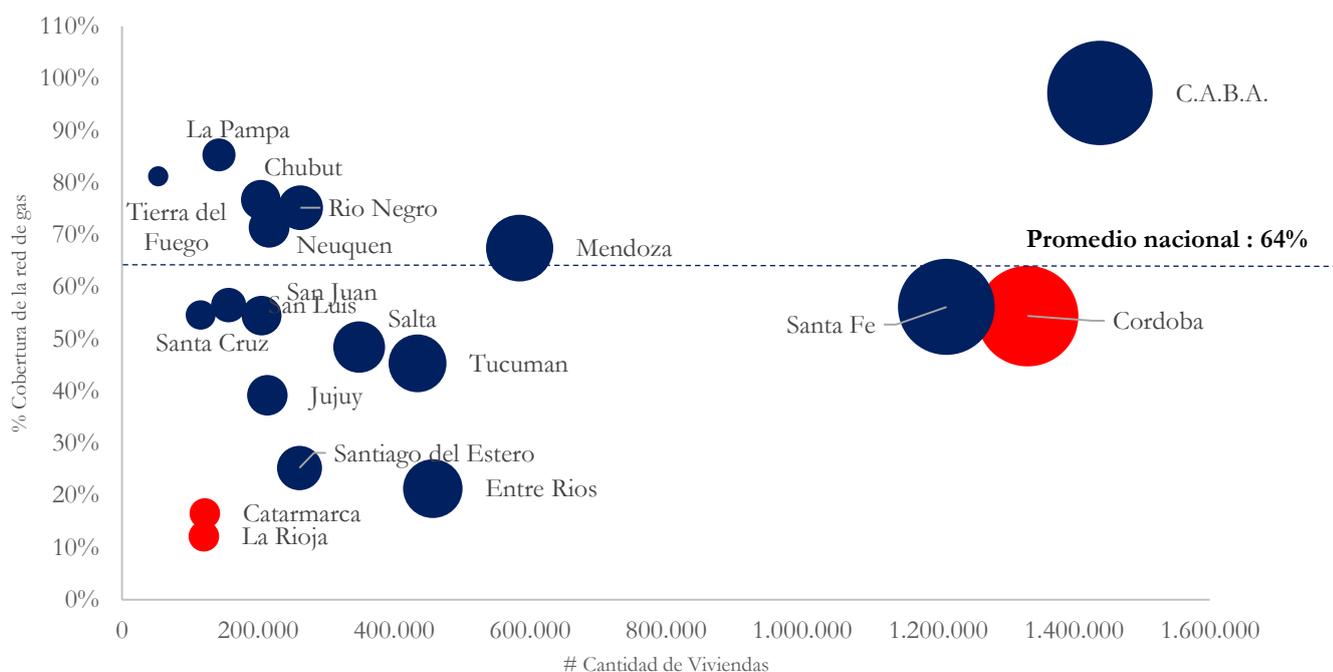
Fuente: Indec

A pesar del significativo crecimiento de la base de clientes desde el inicio de la concesión de DGCE (desde 298.397 clientes en 1993 a 720.784 clientes en 2017), del tamaño de la población de Córdoba y de la densidad urbana de la misma, solamente el 55% de las viviendas de esta última poseen acceso a la red de gas.

De esta manera, Córdoba posee una cobertura de red de gas inferior no sólo a la media nacional (64%) sino también a la de provincias significativamente menos pobladas como Mendoza, Neuquén, Río Negro, Chubut, La Pampa y Tierra del Fuego. Posee a la vez menor cobertura que la provincia de Santa Fe (56%) la cual cuenta con una población menor en aproximadamente 191.000 habitantes. Algo similar sucede con las provincias de Catamarca y La Rioja, también cubiertas por el servicio de la Sociedad, con una cobertura de gas de sólo el 17% y del 12%, respectivamente. En consecuencia, las zonas de operación de DGCE poseen una amplia capacidad de crecimiento en cantidad de clientes fruto de la baja cobertura de la red actual, la cual alcanza sólo al 49% del total de viviendas.

El gráfico a continuación exhibe la cobertura de gas de red en función de la cantidad de viviendas en cada provincia, donde el tamaño de cada burbuja correspondiente a una provincia es proporcional al tamaño relativo de su población.

Cobertura de la red de gas y cantidad de viviendas por provincia



Fuente: DGCE en base a INDEC

Nota: por motivos de escala se excluyó a la Provincia de Buenos Aires que se estima posee 5,8 millones de viviendas y una cobertura de la red de gas del 64%.

Un análisis más detallado de la zona de influencia de DGCE para dimensionar el potencial aumento de clientes indica que existen 208.601 clientes que hoy no cuentan con conexión de gas pero que se encuentra en localidades ya abastecidas por la red de gas y por ende, no requiere de inversiones significativas para su agregado a la red. Esta situación se da, por ejemplo, en la ciudad de Córdoba donde la red se encuentra saturada en su capacidad y existen restricciones para la conexión de ciertos tipos de nuevos clientes a pesar de contar con la infraestructura necesaria. Por otra parte, se estima que existen 595.410 viviendas que no pueden actualmente acceder al servicio de distribución de gas por redes al no contar aún con gasoductos, ramales y líneas que conecten a las localidades en cuestión.

Cobertura del servicio de distribución de gas por redes en la zona de DGCE.

Provincia	# Viviendas	Con gas	Sin Gas		% con Gas	% sin Gas
			Con Red	Sin red		
Catamarca	121.685	20.142	8.690	92.853	17%	83%
La Rioja	120.248	14.633	5.584	100.031	12%	88%
Córdoba	1.331.684	734.830	194.327	402.527	55%	45%
Total	1.573.616	769.605	208.601	595.410	49%	51%

Fuente: DGCE en base a INDEC (CENSO 2010 y proyecciones a 2017)

Para suplir este significativo déficit de cobertura, el Gobierno de Córdoba inició en 2017 la ejecución del Programa Integral de Infraestructura Gasífera que tiene por objetivo viabilizar la gasificación de varias regiones del territorio provincial. Dicho programa involucra una inversión que asciende a casi \$ 13.000 millones, que permitirá duplicar las instalaciones de infraestructura gasífera (pasando de 2.800 a 5.743 km de gasoductos), incrementar de 112 a 298 las localidades abastecidas y abarca aproximadamente a 359.000 clientes potenciales para DGCE.

La tabla a continuación incluye un resumen del Programa Integral de Infraestructura Gasífera.

Infraestructura Gasífera	Localidades*	Habitantes beneficiados	Clientes Potenciales	Obra en \$	Plazo (meses)	Km	% de avance (Oct17)
Gasoductos Regionales	63	180.718	70.086	2.195.752.895	-	616	89%
Gasoductos Troncales Sistema Oeste - Ruta 2 - Punilla - Anillo de Córdoba - Centro - Sureste	53	485.467	175.006	2.030.071.325	19	630	68%
1era Etapa Gasoductos Troncales Sistema Norte - Sur - Este - Centro II	24	98.219	36.608	1.887.974.359	10	233	48%
2nda Etapa Gasoductos Troncales Norte (Zona 1 - 2) - Sur (Zona 7 - 8) - Este (Zona 3-4-5) - Centro II (Zona 6)	98	205.250	77.324	6.802.370.645	15	1.464	14%
TOTAL	238	969.654	359.024	12.916.169.224		2.943	44%

* Incluye 52 localidades que ya son abastecidas con el servicio de gas, para las cuales las obras implican poder ampliar la cobertura del mismo.

Fuente: Información de la Provincia de Córdoba

El mapa de la provincia de Córdoba a continuación ilustra las obras a realizar en las diferentes zonas de la provincia.



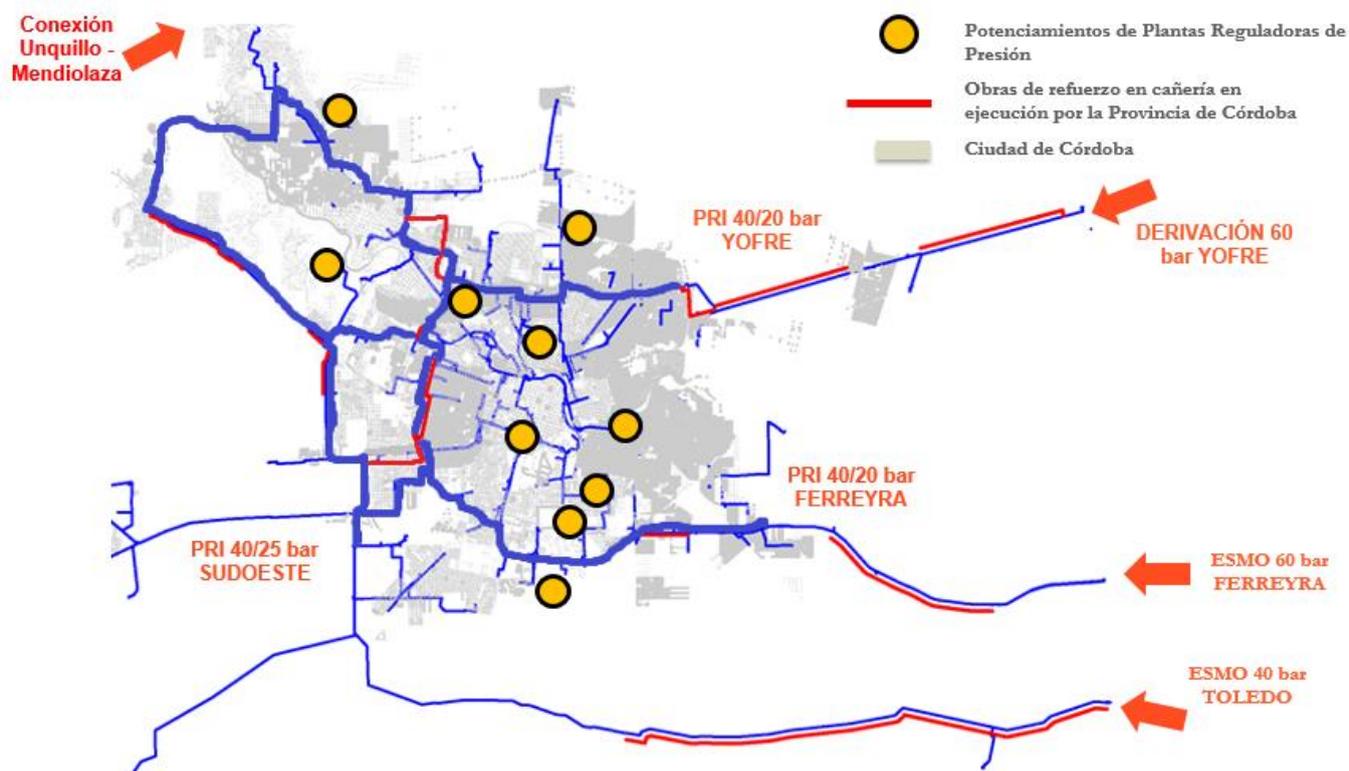
Fuente: Información de la Provincia de Córdoba

Dentro del Programa Integral de Infraestructura Gasífera, los Gasoductos Regionales benefician a 63 nuevas localidades, posibilitando el acceso a 180.718 habitantes, industrias y comercios (45.000 clientes potenciales aproximadamente), mediante la instalación de 616 km de gasoductos y 52 instalaciones de superficie, con una inversión aprox. de \$ 2.196 millones. El mismo se encuentra con un grado de avance a diciembre de 2017 del 89%.

Por su parte, el proyecto denominado Gasoductos Troncales beneficia a 175 localidades que representan a 789.000 habitantes, industrias y comercios (se estiman unos 197.000 clientes potenciales aprox.), mediante la instalación de 2.327 km de gasoductos y 182 instalaciones de superficie, con una inversión aprox. de \$ 10.716 millones.

Las obras realizadas dentro del Programa Integral de Infraestructura Gasífera incluyen también significativas obras de refuerzo en la ciudad de Córdoba donde las redes han llegado a un límite en su saturación en ciertas zonas lo cual restringe la conexión a nuevos usuarios. El mapa a continuación ilustra las obras de refuerzo en proceso de realización por la Provincia de Córdoba en la zona denominada el "Anillo" de Córdoba para eliminar restricciones a las conexiones de nuevos clientes.

Obras en ejecución en la Ciudad de Córdoba



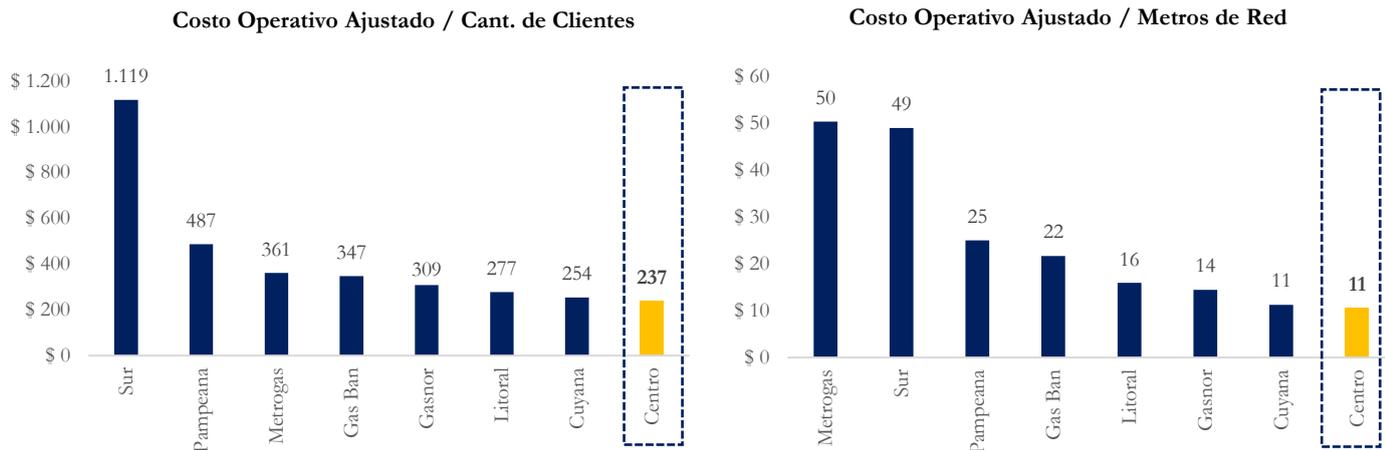
Fuente: DGCe

Las inversiones comprometidas por DGCe en el marco de la RTI 2017 junto con las inversiones del Gobierno de Córdoba permitirán eliminar las actuales restricciones de capacidad del sistema de distribución en localidad ya cubiertas por la red como también extender la cobertura del servicio en 238 localidades. De esta manera, se espera incrementar sustancialmente la base de clientes residenciales y comerciales y recuperar la tasa histórica de crecimiento de clientes.

Ausencia de endeudamiento financiero. DGCe ha logrado una sólida posición financiera a través de una generación de flujo de caja operativo positivo y con gestión financiera efectiva. La Sociedad no posee deuda financiera, lo cual le otorga mayor flexibilidad para la administración del *cash-flow* como también mantiene abierta la posibilidad de apalancarse para financiar proyectos de inversión sin disminuir el flujo de fondos disponible para sus accionistas.

Líder en la industria en gestión de costos, eficiencia operativa y atención al cliente. Más de 25 años operando en el negocio de distribución de gas natural le han permitido a DGCe lograr un vasto conocimiento de la industria, optimizando los recursos, mejorando sus métricas operacionales y económicas, obteniendo resultados por encima del resto de los participantes de la industria y posicionándose como una de las empresas más rentables del sector. A continuación se resumen algunas características operativas, de costos y de calidad de DGCe que se desprenden del estudio de comparación frente a compañías de la industria:

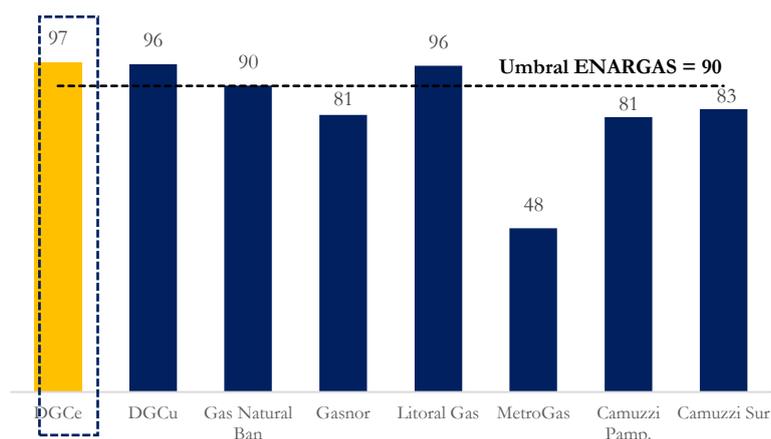
- **Eficiencia en costos:** DGCE se posiciona como la empresa del sector con el menor indicador de costo operativo total (excluyendo amortizaciones e impuesto o tasas, “Costo Operativo Ajustado”) en relación tanto a la cantidad de clientes como a la longitud de la red de distribución.



Fuente: elaborado por DGCE

- La consultora Quantum S.A. realizó un estudio de benchmarking sobre una muestra de 31 distribuidoras de Latinoamérica (Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Uruguay), Australia y EEUU. cuyo objetivo fue determinar la eficiencia relativa de cada una de las empresas participantes respecto de la máxima eficiencia alcanzable (denominada Frontera de Eficiencia) con un valor de 100%. Para ello evaluaron diversos modelos que relacionan los gastos de operación y mantenimiento con diferentes variables físicas y económicas, principalmente clientes, ventas, longitud y densidad de la red, dotación de personal y tamaño de las empresas, entre otros. DGCE se posicionó como líder del ranking, con el máximo valor que puede obtenerse (100%), junto a otras dos empresas, una de las cuales es australiana.
- **Atención al Cliente:** para un análisis de la calidad del servicio al cliente se analiza la eficiencia en la respuesta del centro de atención a llamados de los clientes. El ENARGAS requiere un nivel de eficiencia del 90% lo cual implica que al menos el 90% de las llamadas recibidas deben ser atendidas en un lapso menor o igual a 40 segundos. En los últimos siete meses de 2017 (junio-diciembre) DGCE presenta (junto con Distribuidora de Gas Cuyana S.A.) el mejor indicador de la industria.

Atención al Cliente - Nivel de Eficiencia

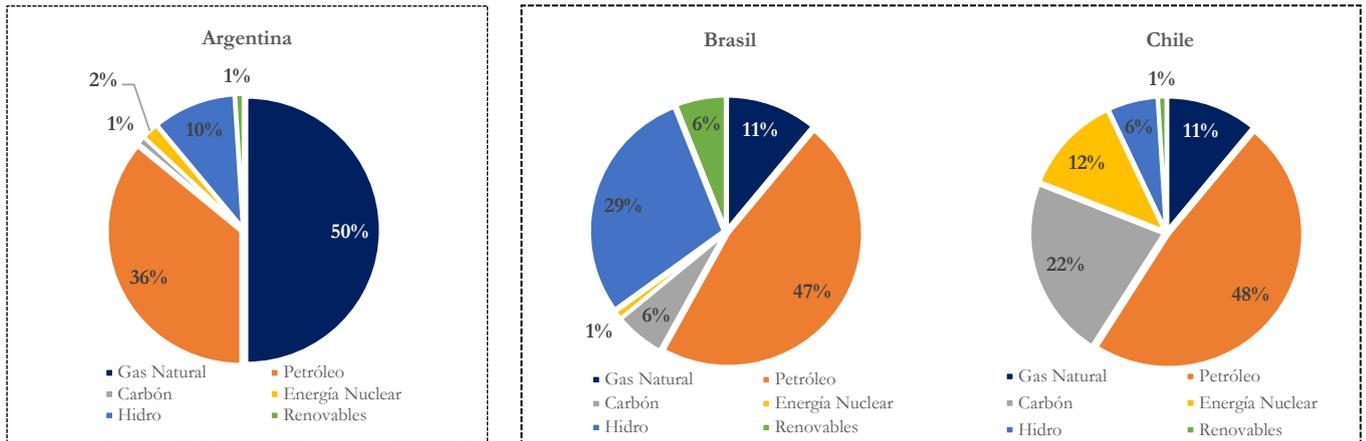


Fuente: Adigas

Alto consumo de gas en Argentina. El gas natural en la República Argentina es la energía predominante para el consumo y representa más del 50% de la matriz energética, por encima de los niveles observados tanto en países de la región u en otros países desarrollados como los Estados Unidos (32% de la matriz total) o Canadá (27%). La demanda de gas natural en Argentina ha aumentado desde inicios de los años noventa (un 43% entre 1993 y el año 2000) y está duplicando su nivel en la actualidad. Desde el año 2003 el consumo de gas ha aumentado en línea con el crecimiento de la economía argentina y como consecuencia de la recuperación económica observada desde 2017, se espera un incremento de la misma por parte tanto de los grandes clientes de la Sociedad, como del consumo prioritario producto de las inversiones a realizar por DGCE y las provincias

(principalmente, Córdoba). A su vez, se espera para los próximos años un gran incremento de la oferta de gas fruto del desarrollo de las inversiones en el segmento de *upstream* que han comenzado a intensificarse.

Composición de la matriz energética

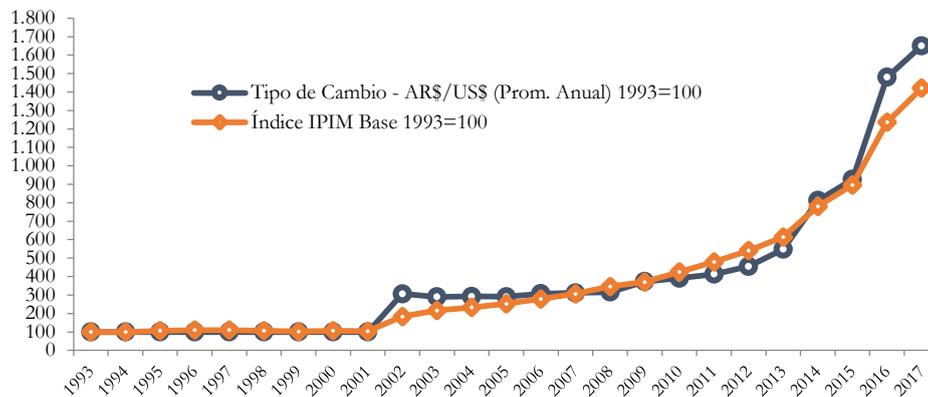


Fuente: BP 2017 Statistical Review of World Energy

Bien posicionada para capturar incrementos de demanda fruto del crecimiento económico. DGCe posee una amplia base de clientes que por su tipo permite diversificar riesgos y beneficiarse del crecimiento económico. DGCe posee más de 830 clientes no residenciales/comerciales compuestos principalmente por industrias y usinas cuya demanda de gas representa aproximadamente el 55% del volumen total vendido y se encuentra ligada al ciclo económico del país.

Exclusividad. La distribución de gas por redes es un negocio con altas barreras a la entrada fruto de su regulación como monopolio natural. La Ley del Gas establece que únicamente las empresas privadas licenciadas pueden dedicarse a las actividades de distribución de gas y por ende la licencia otorgada a DGCe garantiza el derecho exclusivo de distribución de gas natural dentro de un área geográfica específica.

Tarifas ajustables por inflación. Los ingresos de DGCe se encuentran denominados en pesos, al igual que la mayoría de sus costos e inversiones. Las tarifas autorizadas por el ENARGAS son ajustadas en los meses de abril y octubre de cada año en función de la evolución del IPIM durante el período de seis meses anterior al mes de febrero y agosto previo, respectivamente. De esta manera, en períodos de reducción del índice de inflación el cash flow de DGCe es beneficiado dado que el ajuste se realiza considerando la inflación observada pasada.



Fuente: INDEC

Asimismo, el índice IPIM históricamente ha seguido de cerca la evolución del tipo de cambio brindando cobertura a los ingresos regulados de la Sociedad frente a potenciales movimientos del tipo de cambio.

Pass-through de los precios del gas y del transporte. El marco regulatorio establece que las variaciones tanto en el precio del gas como en el precio del transporte deben ser reconocidos en las tarifas finales de los clientes, de manera tal que no generen ningún perjuicio a la distribuidora.

Pass-through de impuestos. El marco regulatorio establece que los impuestos, excepto cambios en el impuesto a las ganancias, se trasladan a las tarifas de los usuarios, de manera tal que sean neutros para la distribuidora.

Sólida generación de flujo de fondos. Las tarifas aprobadas por el ENARGAS deben ser suficientes para que la Sociedad cubra sus costos, amortizaciones, impuestos y obtenga un retorno razonable sobre su capital invertido. En consecuencia, y

dada la estabilidad de los costos y amortizaciones como de la base de clientes, los ingresos de DGCE le permiten generar un cash flow sólido y estable durante el período de concesión.

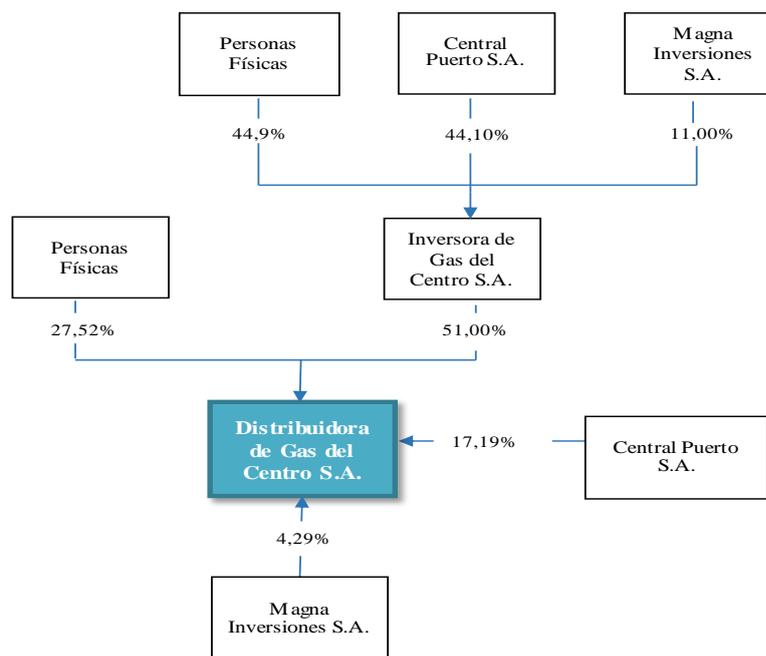
Durante el transcurso del 2016 y 2017 tuvo lugar la RTI 2017, con inicio en la Resolución MEyM 31/2016 y concluyendo con la aprobación de los cuadros tarifarios de la Resolución ENARGAS 4.359/2017, los cuales anuncian el sendero tarifario para los próximos cinco años.

Excelente reputación e historia operativa. DGCE presta el servicio de distribución tanto a pequeños hogares residenciales y comercios como a grandes compañías de las principales industrias de su zona de influencia tales como usinas, cementeras, alimenticias, automotrices y aceiteras, entre otros. La Sociedad ha prestado el servicio por más de 25 años brindando seguridad y confianza en la operación del suministro. Esto ha permitido generar un gran reconocimiento de marca y reputación como un operador exitoso del servicio de distribución. En ese período, DGCE ha logrado más que duplicar su base de clientes (159% de incremento), desde 277.785 clientes en 1993 a 720.784 a fines de 2017, incrementar el sistema de distribución en 127%, desde 7.322km hasta 16.630km, con excelentes niveles de calidad y prestación del servicio capturando aproximadamente el 8,0% de participación del mercado de distribución de gas. Su posición de liderazgo en la industria como distribuidora rentable y eficiente le permitió anclarse en su know-how y en las relaciones comerciales de largo plazo generadas con su amplia y diversificada base de clientes.

Equipo directivo profesional y experimentado con una exitosa trayectoria en la creación de valor. DGCE es administrada por un Directorio y una Gerencia de Primera Línea con reconocida trayectoria en la industria. La Sociedad cuenta con un management profesional, quienes se han desarrollado dentro de la Sociedad o bien provienen de otras industrias y aportan a la innovación dentro de la organización. La Sociedad ha forjado una sólida cultura basada en el profesionalismo y la constante búsqueda de creación de valor para sus accionistas en cada proyecto realizado. DGCE ha demostrado sistemáticamente niveles de rentabilidad atractivos y tiene un historial de proporcionar valor a los accionistas a través de pagos de dividendos aún en contextos regulatorios adversos.

Estructura del Grupo

El capital social de DGCE es de \$160.457.190, representado por 160.457.190 (ciento sesenta millones cuatrocientos cincuenta y siete mil ciento noventa) acciones ordinarias y escriturales de valor nominal pesos uno y con derecho a un voto por acción. No existen acciones pendientes de emisión. La estructura y organización de la Sociedad y su grupo económico es la siguiente:



Con fecha 15 de junio de 1999, el Directorio de la Sociedad y el de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. decidieron llevar a cabo una centralización de los procesos administrativos que tiene por objeto concentrar bajo una sola estructura las actividades administrativas y financieras de ambas sociedades, manteniendo estos procesos la individualidad propia de cada una de las compañías. Por otra parte, en el Directorio de fecha 13 de diciembre de 2012 la Sociedad aprobó la propuesta que fija pautas para la aplicación de recursos y el recupero de costos derivados de la concentración de operaciones entre DGCE y Distribuidora de Gas Cuyana S.A., en función de un programa de re-funcionalización de actividades, enfocado en la modernización y mejora de la gestión de la Sociedad, para promover operar colaborativamente y compartiendo los costos con Distribuidora de Gas Cuyana S.A. De esta manera, ambas sociedades comparten en un 50% los costos de las denominadas áreas *core* (principalmente finanzas, recursos humanos, legales, sistemas, entre otros).

Reorganización Corporativa

Con fecha 8 de enero de 2018 el directorio de Inversora de Gas del Centro S.A., accionista controlante de la Sociedad, y con fecha 2 de enero de 2018 el directorio de Inversora de Gas Cuyana S.A., accionista controlante de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. (“DGPU”) (conjuntamente, las “Inversoras”), ha manifestado la intención de llevar adelante una reorganización corporativa con el objetivo de crear una única sociedad (la “Sociedad Holding”) que permita simplificar y hacer más eficiente la estructura de las compañías.

Mediante la reorganización propuesta se lograría obtener significativas ventajas operativas y económicas relacionadas con la obtención de mayor eficacia operativa, utilización optimizada de recursos disponibles y aprovechamiento de las estructuras técnicas, administrativas y financieras, entre otras.

Asimismo, las Inversoras han manifestado su intención de que, sujeto al cumplimiento de condiciones regulatorias y de mercado, la Sociedad Holding se encuentre sujeta al régimen de la oferta pública en la Argentina y los Estados Unidos a los efectos que las acciones representativas del capital de la Sociedad Holding sean negociadas en mercados tanto de la Argentina, como en el formato de ADRs o similares, en mercados de los Estados Unidos.

Las Inversoras comunicarán oportunamente los pasos societarios tendientes a llevar adelante la mencionada reorganización corporativa, los cuales serán informados al mercado mediante los respectivos hechos relevantes en cumplimiento de la normativa vigente y se encuentran sujetos a la aprobación del ENARGAS y de la Inspección General de Justicia.

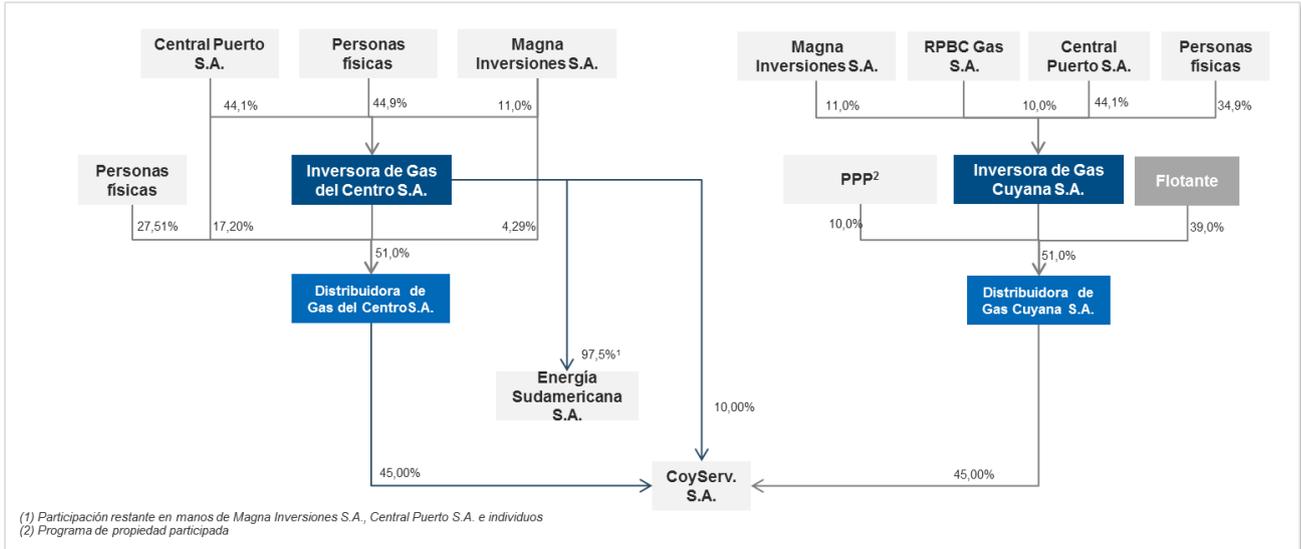
La Sociedad Holding resultará de la fusión donde Inversora de Gas del Centro S.A. absorberá a Inversora de Gas Cuyana S.A., Magna Inversiones S.A. y RPBC Gas S.A., para el posterior ingreso al régimen de la oferta pública por parte de la Sociedad Holding. Los únicos activos de Magna Inversiones S.A. y RPBC Gas S.A. son la titularidad de las acciones en la Sociedad, Energía Sudamericana S.A., Inversora de Gas del Centro S.A. e Inversora de Gas Cuyana S.A. Adicionalmente, la reorganización indicada anteriormente no implicará un cambio de control ni en DGPU ni en la Sociedad por lo que, en opinión exclusiva de la Sociedad, no existe riesgo de que los accionistas deban lanzar una oferta pública de adquisición obligatoria (total o parcial) en base a la normativa vigente a la fecha de este prospecto. Ante el caso concreto, la CNV evaluará oportunamente la necesidad de que los accionistas lancen una oferta pública de adquisición. Adicionalmente, en caso que el Congreso Nacional apruebe el proyecto de Ley de Financiamiento Productivo y la CNV dicte nueva normativa reglamentando la misma, estos criterios podrían modificarse.

A su vez, dado que DGPU y la Sociedad se encontrarían admitidas al régimen de oferta pública y listado, será intención de la Sociedad Holding ofrecer un canje de acciones a los accionistas de DGPU y de la Sociedad con el objetivo de lograr una única compañía pública.

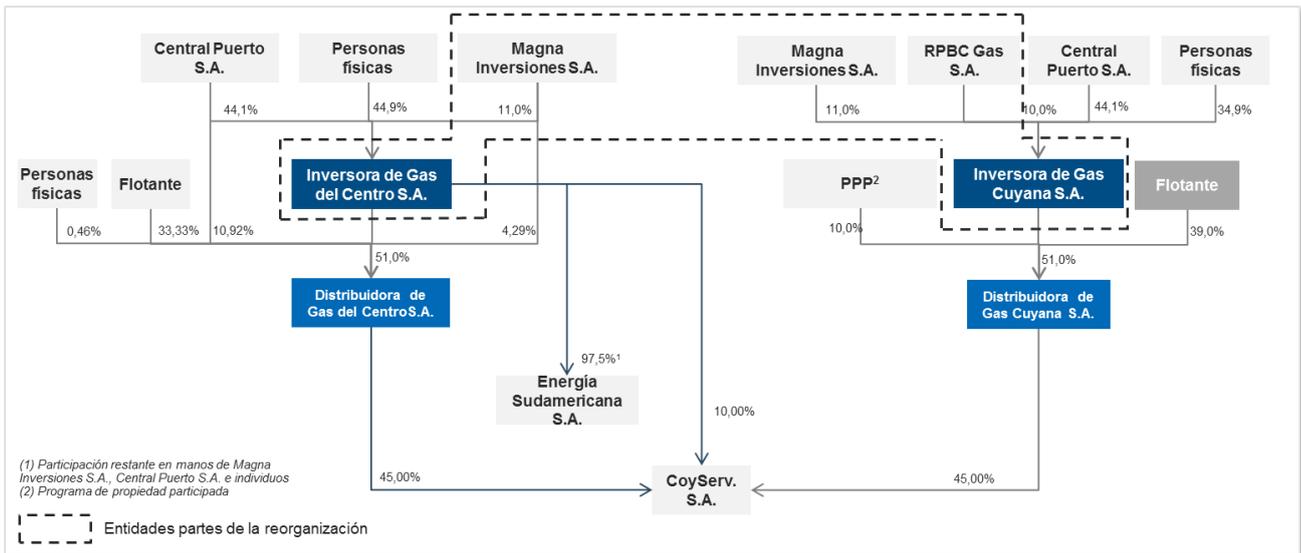
Los inversores deberán tener en cuenta que la reorganización corporativa podría no tener lugar o que el canje indicado anteriormente puede no ocurrir efectivamente. Adicionalmente, los inversores deberán tener presente que, la eventual relación de canje podría diferir del precio de venta de las Acciones en la presente Oferta, que dicha relación de canje puede diferir del precio de negociación de la especie en ese momento, o que el mencionado canje puede tener un impacto negativo en la negociación de la especie.

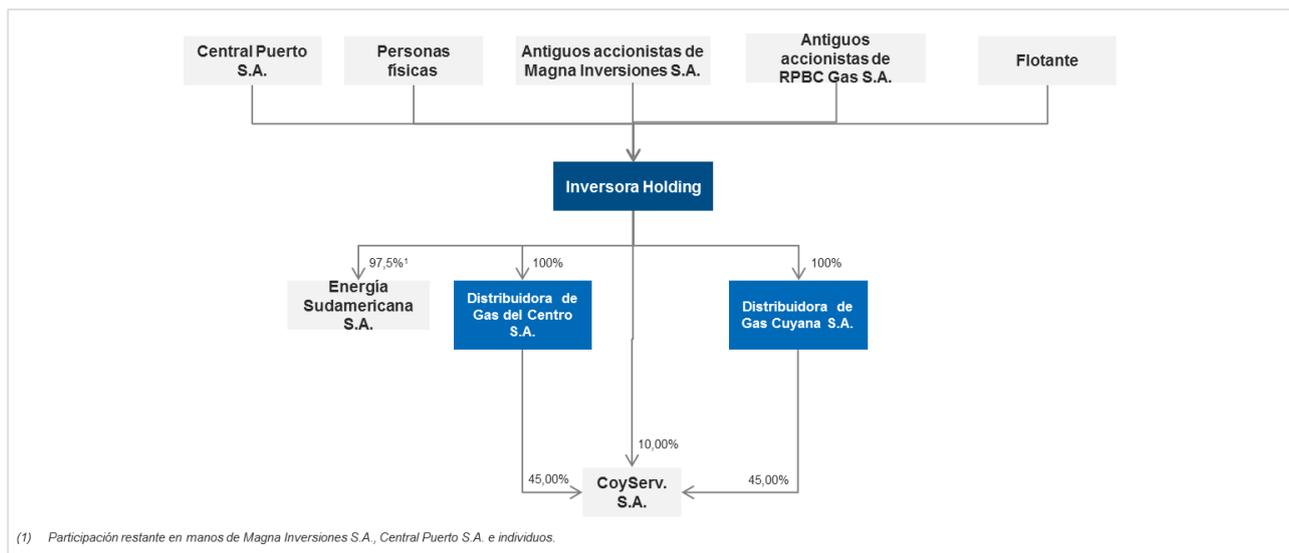
El cuadro a continuación ilustra la estructura accionaria y compañías que formarían parte de la reorganización corporativa.

1 Estructura accionaria actual



2 Estructura DGCE post-Oferta asumiendo colocación de todas las Acciones





Por último, se prevé que la eventual relación de canje aplicable al canje de acciones de DGCU y la Sociedad por acciones o ADRs de la Sociedad Holding será establecida por los directorios de las sociedades involucradas, en base a un precio equitativo de acuerdo al criterio que establezca la normativa aplicable en ese momento, que se espera que adicionalmente tenga en cuenta: (i) la valuación de mercado durante un lapso razonable de tiempo, de los títulos a ser canjeados, la liquidez de los mismos y la cantidad de clientes de DGCU y la Sociedad, y (ii) el valor de las acciones o ADRs de la Sociedad Holding será equivalente a la suma de: a) el valor determinado de acuerdo al numeral (i) anterior, más b) el valor de las participaciones de la Sociedad Holding en COYSERV S.A. y Energía Sudamericana S.A. Ni los Accionistas Vendedores ni la Sociedad han realizado una valuación o análisis adicional del valor de las participaciones de la Sociedad Holding en COYSERV S.A. y Energía Sudamericana S.A., no obstante estiman que dicho valor no superará el 5% de la valuación de la Sociedad Holding.

El inversor deberá tener en cuenta que la reorganización corporativa podría no tener lugar o que el canje indicado anteriormente puede no ocurrir efectivamente. Adicionalmente los inversores deberán tener presente que, la eventual relación de canje podría diferir del precio de venta de las Acciones en la presente Oferta, que dicha relación de canje puede diferir del precio de negociación de la especie en ese momento, o que el mencionado canje puede tener un impacto negativo en la negociación de la especie.

Información contable y Financiera

Estado de Resultados

En miles de pesos	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2017	2016 ⁽¹⁾	2015 ⁽²⁾	2014
Ingresos de actividades ordinarias	3.656.921	2.212.689	757.188	597.247
Costo de ventas	(2.448.608)	(1.849.973)	(596.568)	(395.478)
Gastos de administración	(154.326)	(106.846)	(83.392)	(59.928)
Gastos de comercialización	(390.305)	(211.939)	(133.349)	(107.494)
Otros ingresos operativos	124.964	22.458	23.190	18.239
Otros egresos operativos	(15.290)	(11.823)	(2.370)	(1.338)
Resultado operativo	773.356	54.566	(35.301)	51.248
Costos financieros	(1.892)	(194.743)	(75.456)	(16.685)
Ingresos financieros	319.136	329.430	146.150	28.891
Participación en los resultados netos de las asociadas	7.797	(7)	-	-
Resultado antes del impuesto a las ganancias	1.098.397	189.246	35.393	63.454
Impuesto a las ganancias	(327.893)	(47.615)	(16.985)	15.041
Resultado neto del período/ejercicio	770.504	141.631	18.408	78.495
EBITDA⁽³⁾	780.255	86.751	(17.958)	70.597

(1) Corresponden a las cifras al 31 de diciembre de 2016 presentados con propósitos comparativos en los estados financieros al 31 de diciembre de 2017. Dichas cifras incluyen ciertas reclasificaciones sobre las emitidas originalmente para exponerlas sobre bases uniformes con las del último ejercicio emitido.

(2) Corresponden a las cifras al 31 de diciembre de 2015 presentados con propósitos comparativos en los estados financieros al 31 de diciembre de 2016. Dichas cifras incluyen ciertas reclasificaciones sobre las emitidas originalmente para exponerlas sobre bases uniformes con las del último ejercicio emitido.

(3) El EBITDA es calculado como el resultado neto del período, excluyendo intereses, impuesto a las ganancias, depreciaciones y amortizaciones.

Síntesis de la Situación Patrimonial

En miles de pesos	31/12/17	31/12/16	31/12/15	31/12/14
Activo corriente	1.632.747	1.375.072	709.596	404.441
Activo no corriente	1.037.961	1.431.393	537.916	500.803
Total del activo	2.670.708	2.806.465	1.247.512	905.244
Pasivo corriente	1.193.139	2.096.622	774.484	327.494
Pasivo no corriente	124.752	127.530	32.346	75.476
Total del pasivo	1.317.891	2.224.152	806.830	402.970
Patrimonio Neto	1.352.817	582.313	440.682	502.274
Capital	160.457	160.457	160.457	160.457
Ajuste de Capital	170.052	170.052	170.052	229.777
Reserva Legal	47.129	40.047	39.237	35.460
Reserva Facultativa	204.675	70.126	54.734	62.976
Resultados No Asignados	770.504	141.631	16.202	13.604

Síntesis del Flujo de Fondos

En miles de pesos	31/12/17	31/12/16	31/12/15	31/12/14
Fondos (utilizados) generados por las actividades operativas	(809.215)	955.611	354.252	160.553
Fondos generados (utilizados) en las actividades de inversión	833.941	(1.037.279)	(256.627)	(232.069)
Fondos utilizados en las actividades de financiación	-	-	(80.000)	(23.900)
Total de fondos generados (utilizados) durante el ejercicio	24.726	(81.668)	17.625	(95.416)

Principales Indicadores Financieros

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2017	2016	2015	2014
Liquidez corriente (Activo Corriente/Pasivo Corriente)	1,37	0,66	0,92	1,23
Solvencia (Patrimonio neto / Pasivo total)	1,03	0,26	0,55	1,25
Endeudamiento (Pasivo total / Patrimonio neto)	0,97	3,82	1,83	0,80
Inmovilización del capital (Activo no corriente / Activo total)	0,39	0,51	0,43	0,55
Rentabilidad (Resultado neto ordinario / Patrimonio neto promedio)	0,796	0,277	0,042	0,165

Entorno Macroeconómico

El 25 de octubre de 2015 tuvieron lugar en Argentina elecciones presidenciales y parlamentarias, en las cuales el ingeniero Mauricio Macri asumió la presidencia el 10 de diciembre de 2015. Desde que asumió sus funciones, el gobierno del presidente Macri ha implementado varias reformas económicas y políticas estructurales que apuntan a la convergencia de la Argentina a un sendero de crecimiento económico estable a mediano plazo.

Asimismo, en octubre de 2017 se llevaron a cabo las elecciones legislativas en el país, en donde se renovó un tercio del Senado y la mitad de los miembros de la Cámara de Diputados. El resultado de estas elecciones ha sido en favor del oficialismo, obteniendo aproximadamente un 40% de los votos en todo el país, demostrando así que el gobierno y sus nuevas políticas aún cuentan con el respaldo de la población.

Se espera que luego de las reformas aplicadas, la estabilidad en el marco institucional y la reducción de la inflación junto con la recuperación económica vislumbrados desde el año 2017 incrementen las inversiones en actividades intensivas en bienes de capital, tales como la industria del gas, que cuentan con plazos de recupero de la inversión más extensos frente a otras actividades.

Entre las principales reformas realizadas por la administración actual que buscan dinamizar la actividad económica se encuentran la flexibilidad al régimen cambiario para el ingreso y salida de fondos; la reducción de impuestos a las exportaciones e importaciones; reducción y eliminación de impuestos internos tales como el impuesto a los bienes personales (reducción al 0,25%); la eliminación del impuesto a los dividendos; eliminación desde el año 2019 en adelante del impuesto a la ganancia

mínima presunta; una nueva ley del mercado de capitales (“LMC”); la corrección de los desequilibrios monetarios y de la política fiscal. Las principales reformas por el EN implementadas en el último año se exponen a continuación:

Reforma al Mercado de Cambios. Luego de los estrictos controles cambiarios introducidos a partir de fines de 2011, en especial, la adopción de medidas que limitaron el acceso de empresas privadas e individuos a divisas extranjeras (entre ellas, la necesidad de obtener una autorización de la AFIP para acceder al mercado de divisas), a partir de diciembre de 2015, se fueron levantando paulatinamente la mayoría de las restricciones cambiarias que se encontraban vigentes y, finalmente, el 8 de agosto de 2016, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6037 a través de la cual modificó radicalmente las regulaciones cambiarias aplicables, eliminando restricciones para acceder al MULC. Entre otras reformas, se eliminó el monto límite para la compra de divisas sin afectación específica o necesidad de autorización previa. Adicionalmente, el 30 de diciembre de 2016, el BCRA continuó eliminando controles cambiarios, mediante la eliminación de la repatriación obligatoria de fondos provenientes de la exportación de servicios. Posteriormente, el 4 de enero de 2017, el Ministerio de Hacienda decidió reducir a cero el plazo mínimo aplicable a (i) el ingreso de fondos al MULC proveniente de cierta deuda financiera y (ii) cualquier ingreso de fondos al MULC realizado por no residentes. Continuando con el proceso de normalización del MULC, el BCRA dispuso a través de la Comunicación “A” 6244 (tal como fuera modificada por la Comunicación “A” 6312), un reordenamiento integral de las normas cambiarias que regulariza y elimina toda restricción para el acceso al MULC tanto para transferencias desde y hacia el exterior en cualquier moneda. Dicho reordenamiento entró en vigencia el 1° de julio de 2017.

Reformas al Comercio Exterior. Se eliminaron los derechos de exportación para trigo, maíz, carne vacuna y otros productos regionales, y se redujo el derecho de exportación para la soja en 5%, reduciéndolo de 35% a 30%. Además, se eliminó el derecho de exportación de 5% para la mayoría de las exportaciones industriales. Con respecto a los pagos por la importación de bienes y servicios, el nuevo gobierno anunció la eliminación de las limitaciones de montos para acceso al mercado de divisas para las transacciones nuevas a partir del 17 de diciembre de 2015 y para las deudas existentes por importaciones de bienes y servicios al 22 de abril de 2016. El 2 de enero de 2017, el gobierno federal aprobó otra reducción en las tasas de derecho de exportación establecidas para soja y productos de soja, fijando una quita mensual de 0,5% en la tarifa de derechos de exportación desde enero de 2018 hasta diciembre de 2019.

Reformas en la Política Fiscal. La administración Macri anunció su intención de reducir el déficit fiscal primario a mediano plazo principalmente a través de la eliminación de subsidios, reorganizar ciertas erogaciones y generando mayores ingresos a través de un sinceramiento fiscal y el crecimiento de la actividad. El déficit fiscal para 2016 fue de aproximadamente el 4,3% del PBI. El 22 de febrero de 2017 el Ministro de Hacienda, Nicolás Dujovne, ratificó el objetivo previsto en el presupuesto 2017, que establecía un déficit primario del 4,2% del PBI para el 2017 y anunció un sendero de reducción del déficit primario del 3,2% para 2018, 2,2% para 2019 y 1,2% en 2020. En enero de 2018, el Ministerio de Hacienda informó sobre el cumplimiento de la meta estipulada para el 2017 (4,3%) alcanzando el déficit primario de Argentina un 3,9% del PBI.

Reforma Impositiva: el 31 de octubre de 2017, el gobierno de Mauricio Macri anunció una reforma impositiva integral. Entre los puntos de la misma se encuentran: (i) se modificarán las alícuotas de impuestos internos, en productos electrónicos la propuesta es que las alícuotas sean del cero por ciento; (ii) se comenzarán a gravar la mayor parte de las rentas financieras actualmente exentas, con tasas del 15% para las colocaciones en UVA/CER/moneda extranjera y 5% para las colocaciones en pesos, con un mínimo no imponible para preservar a los pequeños ahorristas; y (iii) se eliminará el impuesto a la transferencia de inmuebles pero se introducirá un gravamen a la ganancia de capital realizada con la venta de inmuebles no destinados a casa-habitación. La reforma fue aprobada por ambas Cámaras y desde el día 27 de diciembre de 2017 el Proyecto goza de carácter de Ley.

Reforma previsional. La reforma previsional impulsada por el Poder Ejecutivo de la Nación busca realizar una reforma integral al régimen previsional argentino, incluyendo modificaciones a la fórmula de ajuste de los haberes jubilatorios y los planes sociales. El cambio de la fórmula de ajuste apunta a una reducción del déficit primario al proponer ajustar los haberes en un 70% por la inflación trimestral observada y un 30% por el aumento salarial promedio, dejando así de estar vinculados a la variación de la recaudación impositiva. El 18 de Diciembre de 2017, la Cámara de Diputados decidió por mayoría aprobar el proyecto y la ley fue promulgada por el Poder Ejecutivo el 28 de Diciembre de 2017.

Reformas a la política monetaria. El gobierno nacional buscó dotar de independencia al Banco Central para la toma de decisiones sobre la política monetaria. Este último adoptó un régimen de metas de inflación en paralelo al régimen de tipo de cambio flotante y se establecieron metas de inflación decrecientes para los próximos cuatro años. La inflación alcanzó el 39% durante el año 2016 y el 24,8% durante el 2017, ubicándose por encima de las metas establecidas, en parte vinculado a las reformas implementadas en las tarifas de servicios regulados como la distribución de gas y electricidad, entre otros. En consecuencia, el 28 de Diciembre de 2017 el jefe de Gabinete, Marcos Peña, el ministro de Hacienda, Nicolás Dujovne, el ministro de Finanzas, Luis Caputo, y el titular del BCRA, Federico Sturzenegger, comunicaron los nuevos lineamientos actualizados con metas de inflación para los años 2018, 2019 y 2020 del 15%, 10% y 5%, respectivamente.

Reformas en regulación del sector energético. En respuesta al creciente déficit de energía, el nuevo gobierno comunicó sus intenciones de regresar al cumplimiento de los marcos regulatorios originales en diferentes sectores tales como transporte, aguas, gas y electricidad. El nuevo gobierno inició la eliminación de ciertos subsidios a la energía y un sustancial aumento en las tarifas de energía eléctrica, al igual que un incremento en el precio del gas y las tarifas de transporte y distribución de gas. El Ministerio de Energía y los entes reguladores respectivos culminaron las revisiones tarifarias integrales de las empresas del sector dando así sustentabilidad económica a las concesiones otorgadas, comprometiendo inversiones por los próximos cinco años y contribuyendo a las reformas fiscales al reducir progresivamente los subsidios a estas industrias.

Consenso Fiscal con las provincias. Con fecha 16 de noviembre de 2017 el Poder Ejecutivo Nacional, las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires suscribieron el “Consenso Fiscal” mediante el cual, entre otros puntos, las provincias (excepto San Luis) acordaron desistir de los juicios contra el Gobierno Nacional, a aprobar y adherir al proyecto de una nueva Ley de Responsabilidad Fiscal, y reducir ciertos impuestos, como Ingresos Brutos y Sellos.

Proyecto de Ley de Financiamiento Productivo. El 13 de Noviembre de 2017 el Poder Ejecutivo envió al Congreso un proyecto de Ley de Financiamiento Productivo que introduciría importantes modificaciones a las leyes de Mercado de Capitales, de Obligaciones Negociables y de Fondos Comunes de Inversión, entre otra legislación complementaria y relevante en la materia, con el fin de modernizar y favorecer el desarrollo del mercado de capitales. El proyecto cuenta con media sanción de la Cámara de Diputados.

Proyecto de Ley de Reforma Laboral. El 19 de noviembre de 2017 la administración de Macri envió al Congreso Nacional un proyecto de ley de reforma de la Ley de Contrato de Trabajo actualmente vigente, mediante el cual se establece un plazo para que las empresas puedan regularizar a sus empleados obteniendo beneficios y evitando la aplicación de ciertas sanciones que impone la ley laboral y se establecen, entre otras, modificaciones a los montos que deben tenerse en cuenta al momento del cálculo de las indemnizaciones por despidos. A la fecha del presente Prospecto, dicho proyecto de ley todavía no ha sido aprobado.

Ley de responsabilidad penal empresaria. Con fecha 8 de noviembre de 2017, el Congreso de la Nación aprobó la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria que busca implementar ciertos estándares internacionales que sancionan a las personas jurídicas involucradas en casos de corrupción. La ley entrará en vigencia 90 días después de que sea promulgada por el Poder Ejecutivo y publicada en el Boletín Oficial.

DNU 27/2018 de Desburocratización y Simplificación: El Poder Ejecutivo Nacional emitió un decreto de necesidad y urgencia (Decreto 27/2018 de Desburocratización y Simplificación - B.O. 11.01.2018) mediante el cual modificó varias normas y tomó diversas iniciativas con el fin de simplificar y modernizar la forma en que los particulares se relacionan con el Estado.

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

Directores Titulares y Suplentes

Según lo previsto por la LGS, el directorio está a cargo de la administración de la Sociedad y por lo tanto adopta todas y cada una de las decisiones relacionadas a ello, así como aquellas expresamente previstas en la LGS, el estatuto de la Sociedad y demás reglamentaciones aplicables. Asimismo, el directorio es generalmente responsable de la ejecución de las resoluciones adoptadas por las asambleas de accionistas y por el cumplimiento de cualquier tarea expresamente delegada por los accionistas.

De acuerdo a los estatutos de la Sociedad, el Directorio está compuesto por siete Directores titulares y siete suplentes. Para mayor información, véase la sección “*Información Adicional*” del presente.

A continuación, se detalla la composición del Directorio de la Sociedad, la fecha en la cual sus integrantes fueron designados originalmente para cumplir sus actuales funciones como tales y el carácter de independencia que reviste cada uno de sus integrantes de conformidad con la LMC y las Normas de la CNV:

Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de última designación	Carácter(*)
Gonzalo Alejandro Pérès Moore	Presidente	06/04/17	no independiente
Guillermo Daniel Arcani	Vicepresidente	06/04/17	independiente
Martin Ruete Aguirre	Vic. Pres. Segundo	03/08/17	no independiente
Osvaldo Arturo Reza	Director Titular	06/04/17	no independiente
Sebastián Vizcay	Director Titular	22/12/17	independiente
Claudio Gabriel Gugliuzza	Director Titular	03/08/17	no independiente
Rafael Tronconi	Director Titular	26/01/18	independiente
Leonardo Marinaro	Director Suplente	06/04/17	no independiente
Estela Gabriela Ruggeri	Director Suplente	03/08/17	no independiente
Justo Pedro Saenz	Director Suplente	06/04/17	no independiente
Cristian Adrián Navarro	Director Suplente	06/04/17	no independiente
Natalia Lorena Rivero	Director Suplente	03/08/17	no independiente
Cesar Gustavo Valdez	Director Suplente	03/08/17	no independiente
Daniel Fabián Rivadulla	Director Suplente	22/12/17	no independiente

(*) Conforme con los términos de la LMC y las Normas de la CNV.

La actual composición del Directorio de la Sociedad fue resuelta por la asamblea de accionistas celebrada con fecha 6 de abril de 2017 y por reunión de directorio celebrada el día 11 de abril de 2017 y luego, a continuación de ciertas renunciaciones recibidas, por asamblea de accionistas celebrada el día 3 de agosto de 2017 y reunión de directorio del 9 de agosto de 2017, y por asamblea de accionistas del 22 de diciembre de 2017 y reunión de Directorio de igual fecha y asamblea de accionistas del 26 de enero de 2018, habiendo sido designados todos los Directores por un ejercicio económico. A la fecha del presente, no se ha celebrado la asamblea anual general de accionistas que resolverá la designación de nuevos directores o reelección de los actuales. En virtud de ello, y de conformidad con lo dispuesto por el estatuto y el Art. 257° de la LGS, los directores permanecerán en su cargo hasta que sean reemplazados.

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los directores de la Sociedad y los órganos de administración y/o de fiscalización de otras empresas a los cuales pertenecen actualmente. A los efectos del presente, el domicilio de los directores es Avenida Presidente Figueroa Alcorta N° 7174, 3° piso, (C1428BCU) CABA, Argentina.

Gonzalo Alejandro Pérès Moore - Presidente - D.N.I. 10.463.005 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-10463005-8 – Fecha de nacimiento: 29 de mayo de 1952.

Cursó estudios en la Universidad Católica Argentina, obteniendo el título de Licenciado en Administración de Empresas. Comenzó su carrera desempeñándose como Asesor del Secretario de Industria (1979-1980); posteriormente dentro del Grupo Pérez Companc se desempeñó como Gerente División Internacional del Banco Río, New York; luego estuvo a cargo de la Banca de Inversión del Banco Río de la Plata, con la responsabilidad en la adquisición de activos bajo el esquema de Privatización del Gobierno Nacional para Inter Río Holding. Fue Director de CCI Capital Investors, la compañía administradora de CEI Citicorp Holding y Socio co-fundador de Co-Invest, compañía dedicada a la compra-venta de empresas, algunas de las transacciones realizadas: MetroRed, CTI, Emdersa, 3 Arroyos, Jardín de Paz, Pampack. En la actualidad es Presidente de Central Puerto S.A. y de Distribuidora de Gas Cuyana S.A., y Director Titular de Inversora de Gas Cuyana S.A. y de Inversora de Gas del Centro S.A.

Guillermo Daniel Arcani - Vicepresidente - D.N.I. 21.397.407– C.U.I.T./C.U.I.L. 20-21397407-7 – Fecha de nacimiento: 7 de mayo de 1970

Es empresario, egresado de Schiller International University. Adicionalmente ha efectuado un posgrado en Science of Management en Boston University. Entre los años 1992 y 2003 trabajó en Citigroup (Citibank Corporate Bank), desempeñando diferentes funciones en las áreas de Relationship y Product Management. Posteriormente, se desempeñó como

Director de Afiliadas en el Grupo Codere, y como Gerente General de Carrasco Nobile S.A. en Uruguay durante el período 2008-2013. Además, es socio fundador de Arkapital S.A., sociedad constituida en el año 2015.

Martín Ruete Aguirre – Vicepresidente Segundo – D.N.I. 8.007.678 – C.U.I.T./C.U.I.L. 23-08007678-9 – Fecha de nacimiento: 15 de agosto de 1949

Es licenciado en Administración de Empresas, egresado de la Universidad Católica Argentina. Se desempeñó como analista y como gerente comercial del Banco Francés del Río de la Plata entre los años 1970 y 1978, como gerente general en Carles Compañía Financiera entre los años 1979 y 1980, como CFO de Bridas SA entre los años 1981 y 1988, como vicepresidente y CCO del Citibank Argentina entre los años 1989 y 1992, como gerente general de CEI Equity Investments desde el año 1993 al 2001, como socio de Coinvest Argentina entre los años 2002 y la actualidad. Además fue director de Telefonica de Argentina, Fibertel, Cablevision, Cointel, Camuzzi Gas Pampeana, Aceros Zapla, Edelap, CTI. Actualmente es Director Titular de Inversora de Gas del Centro S.A.

Oswaldo Reca – Director Titular - D.N.I. 10.176.569 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-10176569-6 – Fecha de nacimiento: 14 de diciembre de 1951.

Es ingeniero, egresado de la Universidad Católica Argentina. Realizó estudios de posgrado en North Carolina State University de Estados Unidos. Entre los años 1980 y 1984 fue socio de Ingeniería de Avanzada S.A., empresa dedicada a instalaciones sanitarias y de gas en la construcción de barrios de viviendas. A su vez, entre los años 1984 y 1989 fue gerente general de Dufalp S.A., empresa líder en el rubro de indumentaria, siendo “*Dufour*” su marca principal. Entre los años 1989 y 2002, se desempeñó sucesivamente como gerente comercial, operativo y de planeamiento de Alpargatas S.A., empresa líder en textiles y calzado. Posteriormente comenzó un proyecto de índole agrícola para la producción de cereales y oleaginosas, el cual continúa al día de la fecha. Asimismo, es Director Titular de Inversora de Gas Cuyana S.A. y de Inversora de Gas del Centro S.A., y Presidente de Energía Sudamericana S.A. Desde el año 2011 integra el directorio de Central Puerto S.A. También se desempeñó como vicepresidente de Hidroeléctrica Piedra del Águila desde el 27 de marzo de 2012 hasta el 9 de abril de 2015.

Sebastián Vizcay – Director Titular - DNI 23.154.803 . CUIT 20-23154803-4 - Fecha de nacimiento 20 de diciembre de 1972.

A partir de su formación en Recursos Humanos (Licenciatura en Relaciones Industriales - Universidad Argentina de la Empresa) desarrolló su actividad profesional desde el año 1991 en Grupo Suessa, empresa de servicios de más de 30 años de trayectoria, donde ha desempeñado diversos cargos, habiendo ocupado la Dirección Ejecutiva hasta el año 2012; Actualmente es miembro del Directorio de las empresas del grupo. Paralelamente, ha fundado y dirigido empresas de Customer Care y Real State y ha contribuido con la dirección de empresas industriales.

Claudio Gabriel Gugliuzza – Director Titular – D.N.I. 18.140.856 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-18140856-2 – Fecha de nacimiento: 25 de abril de 1966

Es contador público, egresado de la Universidad de Buenos Aires. Entre los años 1986 y 1994 fue auditor en Pistrelli, Díaz y Asociados y Siderca. Luego, entre los años 1994 y 2002, dentro de la empresa Tubos de Acero de México, fue gerente financiero y de planeamiento económico, gerente de planeamiento comercial y director de administración. Posteriormente, entre los años 2003 y 2012, se desempeñó sucesivamente como director administrativo red comercial; de planeamiento económico financiero corporativo; administrativo y financiero regional Sud América (Argentina y Brasil); y de administración y finanzas regional, así como gerente global de tax planning. En el año 2012 fue director administrativo de Siderar y desde ese año a la fecha director de *tax planning, compliance* y administración Cono Sur de la empresa Ternium. Adicionalmente, se desempeñó como miembro del Comité de Auditoría de Usiminas en Belo Horizonte, Brasil, fue presidente de la obra social Aceros Paraná (San Nicolás), como así también director de varias empresas del Grupo Techint. Adicionalmente, es Director Titular de Inversora de Gas del Centro S.A.

Rafael Tronconi – Director Titular - D.N.I. 31.239.438 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-31239438-4 – Fecha de nacimiento: 27 de septiembre de 1984.

Cursó estudios en la Universidad Católica Argentina, obteniendo el título de Licenciado en Administración de Empresas. Comenzó su carrera como Analista de Ventas para el canal Farmacias y Droguerías en Johnson & Johnson Argentina (2009). Posteriormente dentro de Clorox Company se desempeñó como Ejecutivo de Ventas para el canal Supermercados y Mayoristas (2010.2015). En la actualidad y desde 2015, como Jefe Comercial en General Mills Argentina.

Leonardo Marinero - Director Suplente - D.N.I. 16.454.337 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-16454337-5– Fecha de nacimiento: 25 de abril de 1963.

Es abogado, egresado de la Universidad Católica Argentina en el año 1989. Desde el año 2007 se desempeña como Gerente de la Asesoría Legal de Central Puerto S.A. A su vez, el Sr. Marinero se desempeñó como director titular de: Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A. (desde el 20 de noviembre de 2007 hasta el 30 de septiembre de 2008), Hidroneuquén S.A. (2007 y 2008), Operating S.A. (desde el 24 de noviembre de 2009 hasta el 15 de junio de 2012), Proener S.A. (desde el 31 de marzo de 2010 hasta el 30 de mayo de 2012), Centrales Térmicas Mendoza S.A. (2009 a 2014, habiendo sido Director Suplente en 2007 y 2008), Edesur S.A. (7 de abril de 2014 al 10 de marzo de 2015), Hidro Distribución S.A. (2014) y Central Puerto S.A. (2008; 2013 y 2014). En la actualidad es Director Titular de Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (desde el 27 de mayo de 2009) y de VOSA (desde el 11 de mayo de 2011), y Director Suplente de Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Inversora de Gas del Centro S.A., Inversora de Gas Cuyana S.A. y de Energía Sudamericana S.A.

Estela Gabriela Ruggeri - Directora Suplente - D.N.I. 16.684.840 – C.U.I.T./C.U.I.L. 27-16684840-2 – Fecha de nacimiento: 27 de febrero de 1964.

Es licenciada en administración egresada de la Universidad Nacional de Córdoba en el año 1993, y diplomada en desarrollo de líderes de la Universidad Blas Pascal (año 2005). Cursó el Programa de Desarrollo Gerencial (ICDA-Universidad Católica de Córdoba - 2012). Desde el año 2015 se desempeña como Gerente de Recursos Humanos de DGce, habiéndose desempeñado en el mismo cargo en Fiat Argentina S.A. desde el año 2008 al año 2014. Anteriormente, se desempeñó como Jefa de Recursos Humanos de Libertad S.A. (2000-2008) y como Responsable del departamento outsourcing Pay Roll y Analista de Consultoría y Recursos Humanos de KPMG y Ernst & Young (1993-2000). Actualmente es Directora Suplente de Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Inversora de Gas Cuyana S.A., Inversora de Gas del Centro S.A. y COySERV S.A.

Justo Pedro Sáenz - Director Suplente - D.N.I. 11.959.191 - C.U.I.T./C.U.I.L. 20-11959191-1 - Fecha de nacimiento: 2 de mayo de 1958.

Se graduó en el “*Advanced Management Program*” de la Universidad de Wharton, University of Pennsylvania, USA. Desde el año 2007 se desempeña como Gerente de Administración y Recursos Humanos en Central Puerto S.A. De 2005 a 2007 trabajó en Cima Investments en el área de Nuevos Negocios. De 2003 a 2005 se desempeñó como Director Financiero del Banco de Servicios y Transacciones S.A. En el año 2002 fue socio fundador de Idun Inversiones S.A. De 2000 a 2001 ocupó el cargo de Socio y Gerente Financiero de Softbank Latin America Ventures, Fondo de Venture Capital de U\$S 150 millones para tecnología e Internet. De 1984 a 2000 trabajó en Merchant Bankers Asociados, MBA Banco de Inversiones, MBA Sociedad de Bolsa y Private Equity. Socio de Merchant Bankers Asociados desde 1992 -afiliada a Salomon Brothers y a la compañía de inversiones de Nicholas Brady, ex Secretario del Tesoro de USA. Asimismo, actualmente se desempeña como Director Suplente de Distribuidora de Gas Cuyana S.A., de Inversora de Gas Cuyana S.A. y de Inversora de Gas del Centro S.A.

Cristian Adrián Navarro - Director Suplente - D.N.I. 31.446.179 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-31446179-8 – Fecha de nacimiento: 23 de mayo de 1985.

Es economista graduado de la Universidad de Buenos Aires y posee un Máster en Finanzas de la Universidad Torcuato Di Tella. Es miembro del Comité de Inversiones de Magna Capital desde 2011 con responsabilidades en el análisis, evaluación y administración del portfolio de inversiones. Previamente, se desempeñó en el área de arbitraje internacional de LECG LLC (actualmente CompassLexecom) y como consultor en Deloitte. Actualmente, es también miembro del directorio de Energía Sudamericana S.A., Magna Asset Management S.A. y Barugel Azulay.

Natalia Lorena Rivero - Directora Suplente - D.N.I. 25.540.404 – C.U.I.T./C.U.I.L. 27-25540404-6 – Fecha de nacimiento: 1 de noviembre de 1976.

Es contadora pública egresada de la Universidad Nacional de Córdoba (2001). Realizó los siguientes posgrados, Programa de Desarrollo Directivo (Universidad Austral – IAE 2005), Maestría en Dirección de Empresas MBA (Universidad Católica de Córdoba – ICDA 2012), Certificación Internacional en NIIF (Universidad Austral 2015) y actualmente cursa la Especialización en Finanzas Corporativas y Mercados de Capitales en la Universidad Siglo XXI. Entre los años 1999 hasta el año 2003 trabajó en el área de auditoría en Price Waterhouse Coopers. A su vez, entre los años 2003 hasta marzo de 2006 se desempeñó como Jefe de Administración y Finanzas de Ortiz y Cía. S.A. En abril de 2006 ingresó a DGce como Jefa del sector de Contabilidad, luego durante los años 2007-2015 se desempeñó como Jefa del Depto de Contabilidad y Societario y desde el año 2016 se desempeña como Gerente de Administración y Finanzas. Asimismo, desde diciembre de 2016 es Directora Titular de COySERV S.A.

Cesar Gustavo Valdez - Director Suplente - D.N.I. 29.030.364– C.U.I.T./C.U.I.L. 20-29030364-9 – Fecha de nacimiento: 27 de febrero de 1964.

Es abogado, egresado de la Universidad Empresarial Siglo 21 en el año 2010 y Técnico Superior en Seguridad Pública de la Escuela de Policía Libertador Gral. San Martín (2003). Posee un Posgrado en Derecho Empresario - ICDA – Universidad Católica de Córdoba (2015) y un Posgrado en Administración de Recursos Humanos - Universidad de Belgrano (2014). Desde el año 2016 se desempeña como Gerente de Asuntos Legales de DGce. Anteriormente, durante los años 2014 y 2015 fue Gerente de Asuntos Legales de Holcim (Argentina) S.A. - Ex Juan Minetti S.A. y entre los años 2009 y 2014 se desempeñó como Abogado Senior de la misma Compañía. Asimismo, desde diciembre de 2016 es Director Titular de COySERV S.A. y es también Director Suplente de Inversora de Gas del Centro S.A. y de Energía Sudamericana S.A.

Daniel Fabian Rivadulla – Director Suplente – D.N.I. 17.795.081 –C.U.I.T./C.U.I.L. 20-17.795.081-6 – Fecha de Nacimiento: 9 de mayo de 1966.

Es contador público egresado de la Universidad de Buenos Aires (1988). Entre los años 1986 hasta el año 1992 trabajó en el área de auditoría en Arthur Andersen. Luego, y hasta el año 2002, se desempeñó como Socio-Gerente de la Consultora Gladys Meich & Asociados. En 2003 ingresó en DGce, donde desempeñó varias funciones, entre ellas: Gerente de Planeamiento y Control de Gestión, Gerente de Contratos de Abastecimiento y Compra de Gas, Director de Operaciones y Director de Operaciones y Finanzas, cargo que ocupa en la actualidad. Asimismo, es Presidente de COySERV S.A., Director Suplente de Inversora de Gas del Centro S.A. y de Energía Sudamericana S.A.

Gerentes y Responsables por área de actividad

A continuación, se detalla la nómina de Directores y Gerentes de la Sociedad con los datos requeridos de conformidad con las Normas de la CNV:

Nombre	Posición	DNI	CUIL	Fecha de Ingreso
Daniel Fabián Rivadulla	Director de Operaciones y Finanzas	17.795.081	20-17795081-6	01/02/2003
Santiago Marfort	Director de Relaciones Institucionales y As. Legales	17.960.958	20-17960958-5	01/06/2016
Analia Daniela Gsponer	Gerente de Nuevos Negocios	26.773.131	23-26773131-4	05/06/2017
Gabriela Estela Ruggeri	Gerente de Recursos Humanos	16.684.840	27-16684840-2	15/12/2015
César Gustavo Valdez	Gerente de Asuntos Legales	29.030.364	20-29030364-9	02/05/2016
Enrique Luis Barello	Gerente de Centros Operativos	11.744.111	20-11744111-4	10/07/1989
Ricardo Eugenio Hawryto	Gerente de Operaciones y Mantenimiento	8.354.083	20-08354083-5	01/02/1993
Eduardo Ignacio Mántaras	Gerente de Ingeniería	17.461.721	20-17461721-0	01/11/1994
Juan Carlos Fonseca	Gerente de Administración Clientes	12.908.273	23-12908273-9	01/10/1993
Juan Enrique Salum	Gerente Comercial	18.502.089	20-18502089-5	14/10/2003
Natalia Lorena Rivero	Gerente de Administración y Finanzas	25.540.404	27-25540404-6	17/04/2006

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los Gerentes y Directores de la Sociedad y los órganos de administración y/o de fiscalización de otras empresas a los cuales pertenecen actualmente. A los efectos del presente, el domicilio de los Gerentes y Directores es Avenida Presidente Figueroa Alcorta N° 7174, 3° piso, (C1428BCU) Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

Daniel Fabián Rivadulla – Director Suplente – D.N.I. 17.795.081 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-17.795.081-6 – Fecha de Nacimiento: 9 de mayo de 1966.

Es contador público egresado de la Universidad de Buenos Aires (1988). Entre los años 1986 hasta el año 1992 trabajó en el área de auditoría en Arthur Andersen. Luego, y hasta el año 2002, se desempeñó como Socio-Gerente de la Consultora Gladys Meich & Asociados. En 2003 ingresó en DGce, donde desempeñó varias funciones, entre ellas: Gerente de Planeamiento y Control de Gestión, Gerente de Contratos de Abastecimiento y Compra de Gas, Director de Operaciones y Director de Operaciones y Finanzas, cargo que ocupa en la actualidad. Actualmente es Presidente de COYSERV S.A., y Director Suplente de DGce, de Inversora de Gas del Centro S.A. y de Energía Sudamericana S.A.

Santiago Marfort - D.N.I. 17.960.958 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-17960958-5 – Fecha de nacimiento: 20 de julio de 1966.

Es abogado egresado de la Universidad Nacional de Córdoba en el año 1990. Desde el año 2016 se desempeña como Director de Relaciones Institucionales y Asuntos Legales de DGce. Entre los años 2013 y 2016 fue Director de Transporte de Gas de Compañía General de Combustibles S.A., siendo también durante ese período Director y Gerente General de Gasoducto GasAndes S.A. (Argentina y Chile), Director y Presidente del Directorio de Transportadora de Gas del Norte S.A. Entre 2010 y 2013 se desempeñó como Gerente General de Compañía General de Combustibles S.A., habiendo sido entre 2001 y 2010 Gerente de asuntos legales de dicha compañía. Durante el año 2000 tuvo un paso por el Estudio Jurídico M&M Bomchil. Entre 1994 y 2000 fue abogado senior en el Grupo Roggio. Actualmente es Director Suplente de COYSERV S.A.

Analia Daniela Gsponer- Gerente Nuevos Negocios- D.N.I. 26.773.131 – C.U.I.T./C.U.I.L. 23-26.773131-4 – Fecha de nacimiento: 25 de Agosto 1978.

Es licenciada en administración egresada de la Universidad Nacional de Río Cuarto en el año 2007, Master en Evaluación de Proyectos ITBA (año 2013). Desde el año 2017 se desempeña como Gerente de Nuevos Negocios, habiéndose desempeñado como Asesora de Nuevos Negocios en Medanito desde el año 2009 al año 2017. Anteriormente, se desempeñó como Jefa de Finanzas y Control de Gestión en Cofina Agrocerales (2008-2009) y como Responsable de Costos y Control de Gestión de OSDE (1999-2008).

Estela Gabriela Ruggeri - Directora Suplente - D.N.I. 16.684.840 – C.U.I.T./C.U.I.L. 27-16684840-2 – Fecha de nacimiento: 27 de febrero de 1964.

Es licenciada en administración egresada de la Universidad Nacional de Córdoba en el año 1993, y diplomada en desarrollo de líderes de la Universidad Blas Pascal (año 2005). Cursó el Programa de Desarrollo Gerencial (ICDA-Universidad Católica de Córdoba - 2012). Desde el año 2015 se desempeña como Gerente de Recursos Humanos de DGce, habiéndose desempeñado en el mismo cargo en Fiat Argentina S.A. desde el año 2008 al año 2014. Anteriormente, se desempeñó como Jefa de Recursos Humanos de Libertad S.A. (2000-2008) y como Responsable del departamento outsourcing Pay Roll y Analista de Consultoría y Recursos Humanos de KPMG y Ernst & Young (1993-2000). Actualmente es Directora Suplente de Distribuidora de Gas Cuyana S.A., de DGce, de Inversora de Gas Cuyana S.A., de Inversora de Gas del Centro S.A. y de COYSERV S.A.

Cesar Gustavo Valdez - Director Suplente - D.N.I. 29.030.364– C.U.I.T./C.U.I.L. 20-29030364-9 – Fecha de nacimiento: 27 de febrero de 1964.

Es abogado, egresado de la Universidad Empresarial Siglo 21 en el año 2010 y Técnico Superior en Seguridad Pública de la Escuela de Policía Libertador Gral. San Martín (2003). Posee un Posgrado en Derecho Empresario - ICDA – Universidad

Católica de Córdoba (2015) y un Posgrado en Administración de Recursos Humanos - Universidad de Belgrano (2014). Desde el año 2016 se desempeña como Gerente de Asuntos Legales de DGCE. Anteriormente, durante los años 2014 y 2015 fue Gerente de Asuntos Legales de Holcim (Argentina) S.A. - Ex Juan Minetti S.A. y entre los años 2009 y 2014 se desempeñó como Abogado Senior de la misma Compañía. Actualmente es Director Titular de COYSERV S.A., y Director Suplente de Energía Sudamericana S.A., de DGCE y de Inversora de Gas del Centro S.A.

Enrique Luis Barelo – Gerente de Centros Operativos – D.N.I. 11.744.111 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-11744111-4 – Fecha de Nacimiento: 6 de Mayo de 1.955.

Es Ingeniero Civil egresado de la Universidad Católica de Córdoba (1978). Posee una Especialización en Higiene y Seguridad en el Trabajo – Universidad Tecnológica Nacional - Regional Córdoba (1983). Entre 1979 y 1988 se desempeñó como Representante Técnico de Empresas Constructoras en Obras Viales. En 1989 ingresó a Gas del Estado - Transporte de Gas-, continuando su desempeño en DGCE desde el año 1992 desarrollando distintas funciones, entre ellas: Jefe de Reclamos Técnicos, Jefe de Obras, Coordinador de Centros Operativos, Gerente de Salud, Seguridad y Ambiente y Gerente de Centros Operativos, ocupando en la actualidad estos dos últimos cargos.

Ricardo Eugenio Hawryto - - D.N.I. 8.354.083 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-08354083-5 – Fecha de nacimiento: 30 de junio de 1947.

Es Ingeniero Mecánico egresado de la Universidad Tecnológica Nacional de la Plata en el año 1975. Desde enero del año 1993 se desempeña en el Área Técnica, primero como Coordinador Técnico Operativo (1993 a 2008) y luego como Gerente Técnico Operativo (2008 a la actualidad). Fue Coordinador y Jefe de Obra en IECOSA S.A. Bs As (1986-1992) y Jefe y Coordinador de Obras en DESACI S.A. (1977 - 1986).

Eduardo Ignacio Mántaras – Gerente de Ingeniería – D.N.I. 17.461.721 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-17.461.721-0 – Fecha de Nacimiento: 29 de julio de 1.965.

Es ingeniero mecánico aeronáutico egresado de la Universidad Nacional de Córdoba (1994). Desde el año 1988 al 1994 trabajó como proyectista de sistemas hidráulicos y tren de aterrizaje en la Fábrica Militar de Aviones (Córdoba). En 1994 ingresó en DGCE, donde desempeñó varias funciones, entre ellas: Proyectista de sistemas de alta presión y plantas reguladoras (1994-2002), Jefe de Obras (2003-2005), Jefe de Estudios y Proyectos (2005-2014), Líder de Ingeniería (2014-2015) y desde el año 2015 como Gerente de Ingeniería, cargo que ocupa en la actualidad.

Juan Carlos Fonseca – Gerente de Administración Clientes – D.N.I. 12.908.273 – C.U.I.T./C.U.I.L. 23-12908273-9 – Fecha de Nacimiento: 13 de abril de 1.957.

Es Licenciado en administración egresado de la Universidad Nacional de Lomas de Zamora. Desde el año 1978 al 1981 trabajó como analista de métodos y tiempos en la Automotriz S.A.F.R.A.R Peugeot. En 1981 ingresó en la empresa constructora Sideco Americana, donde desempeñó varias funciones, entre ellas: Analista de costos, Jefe de Contabilidad Industrial y Coordinador Administrativo. En 1993 ingreso a DGCE desempeñándose como Líder de Administración Clientes, Jefe de Depto. Administración Comercial, Jefe de Coordinación de Centros Operativos y Sucursales y desde el año 2015 se desempeña como Gerente de Administración Clientes. Actualmente es Director Suplente de COYSERV S.A.

Juan Enrique Salum – Gerente Comercial - D.N.I. 18.502.089 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-18502089-5 – Fecha de nacimiento: 02 de diciembre de 1967.

Es Ingeniero Eléctrico/Electrónico egresado de la Universidad Católica de Córdoba en el año 1990. Cursó el Magister en Dirección de Empresas del ICDA-Universidad Católica de Córdoba (1994/1995). Desde el año 2015 se desempeña como Gerente Comercial de DGCE. Anteriormente se desempeñó en DGCE como Coordinador/Líder de Negocios Mayoristas (2006-2015) y Jefe de Abastecimiento y Venta a Grandes Usuarios (2003-2006); Gerente Cooperativo de Desarrollo de Negocio en Distribuidora Eléctrica Regional S.A. (2001-2003), en Distribuidora de Energía de San Luis S.A. como Gerente Comercial (1998-2001), y Jefe de Gestión Comercial (1993-1998).

Natalia Lorena Rivero - Directora Suplente - D.N.I. 25.540.404 – C.U.I.T./C.U.I.L. 27-25540404-6 – Fecha de nacimiento: 1 de noviembre de 1976.

Es contadora pública egresada de la Universidad Nacional de Córdoba (2001). Realizó los siguientes posgrados, Programa de Desarrollo Directivo (Universidad Austral – IAE 2005), Maestría en Dirección de Empresas MBA (Universidad Católica de Córdoba – ICDA 2012), Certificación Internacional en NIIF (Universidad Austral 2015) y actualmente cursa la Especialización en Finanzas Corporativas y Mercados de Capitales en la Universidad Siglo XXI. Entre los años 1999 hasta el año 2003 trabajó en el área de auditoría en Price Waterhouse Coopers. A su vez, entre los años 2003 hasta marzo de 2006 se desempeñó como Jefe de Administración y Finanzas de Ortiz y Cía. S.A. En abril de 2006 ingresó a DGCE como Jefa del sector de Contabilidad, luego durante los años 2007-2015 se desempeñó como Jefa del Depto de Contabilidad y Societario y desde el año 2016 se desempeña como Gerente de Administración y Finanzas. Actualmente es Directora Titular de COYSERV S.A. y Directora Suplente de DGCE.

Órgano de Fiscalización

De conformidad con lo establecido en el estatuto social, la fiscalización de la Sociedad será ejercida por una Comisión Fiscalizadora compuesta por tres Síndicos Titulares que durarán un ejercicio en sus funciones. También serán designados tres Síndicos Suplentes que reemplazarán a los Titulares en los casos previstos por el Art. 291° de LGS. Los Síndicos Titulares y

Suplentes, cuyo mandato hubiese finalizado, permanecerán en sus cargos hasta tanto se designe a sus reemplazantes. Dos Síndicos Titulares y sus respectivos Suplentes serán elegidos por los tenedores de acciones ordinarias Clase A y el restante Titular y su Suplente por los restantes tenedores de acciones ordinarias.

A continuación se detalla la actual composición de la Comisión Fiscalizadora de la Sociedad, su calidad de independencia o no y la fecha en la cual sus integrantes fueron originalmente designados para cumplir funciones como tales:

Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de designación	Carácter(*)
Juan Enrique Pitrelli	Síndico Titular	06/04/17	Independiente
Lucas Nicholson	Síndico Titular	03/08/17	Independiente
Carlos Adolfo Zlotnitzky	Síndico Titular	03/08/17	Independiente
Carlos Cesar Adolfo Halladjian	Síndico Suplente	03/08/17	Independiente
Gabriel Alejandro Mucanna	Síndico Suplente	03/08/17	Independiente
Santiago Gabriel Williams	Síndico Suplente	03/08/17	Independiente

(*) Conforme con los términos de la LMC y las Normas de la CNV.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora han sido designados por un ejercicio económico. Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Sociedad y los Órganos de Administración y/o de Fiscalización de otras empresas a los cuales pertenecen, en su caso:

Juan Enrique Pitrelli – Síndico Titular - D.N.I. 22.964.079 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-22964079-9 – Domicilio especial: Sinclair N° 3260 piso 7 “B” – CABA – Fecha de nacimiento: 12 de octubre de 1972.

Es contador público, egresado de la Universidad Católica Argentina. Realizó estudios de posgrado en Finanzas en la Universidad del C.E.M.A. Entre los años 1995 y 2000 integró equipos profesionales para el desempeño de tareas de Auditor Junior y Auditor Senior en el estudio Gonzalez Echeverría, Pitrelli & Asociados. Desde el año 2000 a la actualidad se desempeña como Socio – Consultor en materia contable e impositiva local e internacional en el estudio Gonzalez Echeverría, Pitrelli & Asociados. Actualmente se desempeña como miembro titular de la Comisión Fiscalizadora de: Inversora de Gas del Centro S.A., Inversora de Gas Cuyana S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Energía Sudamericana S.A., COYSERV S.A., Magna Inversiones S.A., Magna Asset Management S.A., Barugel Azulay y Cia S.A.I. y C. y Casa Pick S.A. Asimismo se desempeña como miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora de Parque de la Costa S.A. y Nuevo Tren de la Costa S.A. Es presidente de Andrema S.A., prestadora de servicios inmobiliarios.

Lucas Nicholson – Síndico Titular - D.N.I. 32.151.298 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-32151298-5 – Domicilio especial: Tucumán N° 1438, piso 7, Of. 701 – CABA – Fecha de nacimiento: 9 de octubre de 1985.

Es abogado, egresado de la Universidad del Salvador. Desde el año 2011 es socio del Estudio Nicholson y Cano Abogados. Asimismo se desempeña como miembro titular de la Comisión Fiscalizadora de: Inversora de Gas del Centro S.A., Inversora de Gas Cuyana S.A. y Energía Sudamericana S.A.

Carlos Adolfo Zlotnitzky – Síndico Titular - D.N.I. 28.425.172 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-28425172-6 – Domicilio especial: Anibal Troilo 977, piso 6° “B”, CABA – Fecha de nacimiento: 4 de abril de 1981.

Es contador público, egresado de la Universidad de Buenos Aires. Ha ejercido durante toda su carrera la profesión en forma autónoma e independiente, asesorando a empresas y clientes en general de distintos ámbitos y actividades. En la actualidad, además se desempeña como Síndico Titular de las Sociedades Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Inversora de Gas del Centro S.A., Inversora de Gas Cuyana S.A. y Energía Sudamericana S.A.

Carlos C. Adolfo Halladjian – Síndico Suplente - D.N.I. 25.636.999 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-25636999-1 – Domicilio especial: Moldes 2265, piso 4° “D”, CABA – Fecha de nacimiento: 8 de marzo de 1977.

Es contador público, egresado de la Universidad de Buenos Aires en el año 1999 con mención Magna Cum-Laude. Desde el año 2010, es socio del Estudio Halladjian y Asociados. Se desempeña además como síndico titular de las siguientes sociedades: Central Puerto S.A, Central Vuelta de Obligado S.A., Termoeléctrica José de San Martín S.A., Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (“EDESUR S.A.”), y como Síndico Suplente de Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Inversora de Gas Cuyana S.A., Inversora de Gas del Centro S.A. y Energía Sudamericana S.A.

Gabriel Alejandro Mucanna – Síndico Suplente - D.N.I. 17.469.197 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-17469197-6 – Domicilio especial: Av. Corrientes 316, 5° piso, oficina 505 – CABA – Fecha de nacimiento: 16 de abril de 1965.

Es contador público, egresado de la Universidad de Belgrano. Entre los años 1986 y 1993 integró equipos profesionales para el desempeño de tareas de Auditor Junior y Auditor Senior en el estudio González Echeverría, Pitrelli & Asociados. Desde el año 1994 a la actualidad se desempeña como Socio – Consultor en materia contable e impositiva local e internacional en el estudio González Echeverría, Pitrelli & Asociados. Asimismo se desempeña como miembro titular de la Comisión Fiscalizadora de: Parque de la Costa S.A., Nuevo Tren de la Costa S.A., Petroquímica Río Tercero S.A., Grupo Piero S.A.,

Magna Inversiones S.A., Magna Asset Managment S.A., Barugel Azulay y Cia S.A.I. y C. y Casa Pick S.A.; como miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora de Inversora de Gas del Centro S.A., Inversora de Gas Cuyana S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Energía Sudamericana S.A.; y como Síndico Suplente de COySERV S.A.

Santiago Gabriel Williams – Síndico Suplente - D.N.I. 31.916.037 – C.U.I.T./C.U.I.L. 20-31916037-0 – Domicilio especial: Tucuman N° 1438, 7mo 701 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires – Fecha de nacimiento: 2 de octubre de 1985.

Es abogado, egresado de la Universidad Católica de Argentina. Adicionalmente ha efectuado un Máster en Derecho de la Empresa, en la Universidad de Alcalá de Henares en Madrid. Entre los años 2009 y 2011 integró el área laboral en el estudio jurídico Salvat, Etala & Saravi, abocándose al derecho corporativo en los estudios Bullo, Tassi, Estebenet, Lipera & Torassa; y Errecondo, Gonzalez & Funes entre 2011 y 2016. Actualmente es socio del Estudio Jurídico Kuyumdjian & Williams y adicionalmente se desempeña como miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora de Inversora de Gas del Centro S.A., Inversora de Gas Cuyana S.A y Energía Sudamericana S.A.

Comité de Auditoría

De conformidad con lo dispuesto por el Art. 109° de la LMC y las Normas de la CNV, la Asamblea de fecha 26 de enero de 2018 creó el comité de auditoría de la Sociedad (el “Comité de Auditoría”), estableciendo que el mismo funcionará en forma colegiada con tres (3) miembros del directorio y pudiéndose nombrar una cantidad igual o inferior de miembros suplentes. En todo momento, la mayoría de los miembros titulares y suplentes deberá necesariamente investir la condición de independiente, según los criterios fijados por la CNV. Los siguientes miembros del Comité de Auditoría han sido designados mediante acta de directorio de fecha 15 de febrero de 2018, sujeto al ingreso de la compañía al régimen de la oferta pública de acciones.

Nombre y Apellido	Cargo en la Sociedad	Cargo en el Comité de Auditoría	Fecha de designación	Carácter(*)
Guillermo Daniel Arcani	Director Titular	Miembro Titular	15/02/2018	independiente
Sebastián Vizcay	Director Titular	Miembro Titular	15/02/2018	independiente
Rafael Tronconi	Director Titular	Miembro Titular	15/02/2018	independiente
Cristian Navarro	Director Suplente	Miembro Suplente	15/02/2018	No independiente
Justo Pedro Saenz	Director Suplente	Miembro Suplente	15/02/2018	No independiente

(*) Conforme con los términos de la LMC y las Normas de la CNV.

Los miembros del Comité de Auditoría asumirán el ejercicio de sus funciones una vez formalizado el ingreso de la Sociedad al régimen de oferta pública, conforme fuera así resuelto por la reunión de Directorio que aprobó su designación. Los antecedentes de cada uno de los integrantes del Comité de Auditoría se encuentran descriptos más arriba.

De acuerdo al art. 31 bis de los estatutos sociales de la Sociedad, el Comité de Auditoría deberá dictar su propio reglamento interno y cumplir con las funciones, facultades y atribuciones establecidas en el Art 110 de la Ley 26.831 (y las que las reemplacen en el futuro) y las expresamente fijadas por la asamblea, el directorio y dicho reglamento interno.

Relaciones familiares

No existen relaciones familiares que deban ser reportadas entre los miembros del Directorio y los miembros de la Comisión Fiscalizadora.

Asesores

El Estudio Bruchou, Fernández Madero & Lombardi con domicilio en Ing. Butty 275, Piso 12 (C1001AFA), CABA asesora legalmente a la Sociedad en la oferta pública de las Acciones.

Audidores

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

En la asamblea de fecha 6 de abril de 2017 se resolvió designar al Estudio Pistrelli, Henry Martín y Asociados S.R.L., como sociedad de Auditoría Contable de la Sociedad por el ejercicio iniciado el 1° de enero de 2017 y que finalizará el 31 de diciembre de 2017.

Por consiguiente, los datos sobre el auditor de los últimos ejercicios anuales de la Sociedad son los siguientes:

Fecha	Auditor	DNI	CUIT	Estudio contable	Domicilio	Matrícula
31 de diciembre de 2014	Ezequiel Alejandro Calciati	14.455.908	20-14455908-9	PHM	25 de mayo 487 (1002) CABA	C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163, F° 233
31 de diciembre de 2015	Ezequiel Alejandro Calciati	14.455.908	20-14455908-9	PHM	25 de mayo 487 (1002) CABA	C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163, F° 233
31 de diciembre de 2016	Leonel Germán Tremonti	24.036.055	20-24036055-4	PHM	25 de mayo 487 (1002) CABA	C.P.C.E.C.A.B.A T° 315, F° 173
31 de diciembre de 2017	Germán Enrique Cantalupi	20.795.867	20-20795867-1	PHM	25 de mayo 487 (1002) CABA	C.P.C.E.C.A.B.A T° 248, F° 60

DATOS ESTADISTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA

El siguiente es un resumen de los términos y condiciones generales de las Acciones que se describen en la Sección “Detalles de la Oferta y la Negociación” del presente, y está condicionado en su totalidad por la información más detallada contenida en este Prospecto. Las palabras y expresiones utilizadas en el presente resumen tendrán el significado otorgado en la sección “Detalles de la Oferta y la Negociación” del presente o en cualquier otra sección del presente Prospecto.

Sociedad	Distribuidora de Gas del Centro S.A.
Accionistas Vendedores	Gonzalo Pérès Moore, Jorge Bledel, Guillermo Pablo Reca, Nicolás Martín Caputo, Ronaldo Emilio Strazzolini, Central Puerto S.A., Diego Miguel Pando Soldati, Santiago Miguel Pando Soldati, Rafael Miguel Pando Soldati y María Pía Pando.
La Oferta	<p>Oferta de hasta 53.485.730 (cincuenta y tres millones cuatrocientos ochenta y cinco mil setecientos treinta) acciones ordinarias y escriturales Clase B con derecho a un (1) voto y de valor nominal \$1 (un peso) por acción, y con derecho a dividendos en igualdad de condiciones que las acciones ordinarias y escriturales Clase B en circulación, que serán ofrecidas por los Accionistas Vendedores al público inversor en general en la Argentina a través de los Colocadores.</p> <p>De acuerdo al acta de directorio de Central Puerto S.A. de fecha 23 de febrero de 2018, se aprobó la venta de Acciones por un monto de hasta 27.597.032. De acuerdo a lo informado por apoderado de Central Puerto S.A. con fecha 2 de marzo de 2018, las Acciones a ser ofrecidas por Central Puerto S.A. en el marco de la Oferta no podrán exceder el monto total de 10.075.952 acciones ordinarias y escriturales clase B con derecho a un (1) voto y de valor nominal \$1 (un peso) por acción, representativas del 6,3% del capital social de la Sociedad. Asimismo se hace saber al público inversor que, en la presente Oferta, Magna Inversiones S.A. no ofrecerá públicamente sus acciones. El monto final de Acciones a ser vendidas por Central Puerto S.A. será comunicada mediante la publicación de un hecho relevante a través de la AIF.</p> <p>Las Acciones no han sido registradas bajo la Ley de Títulos Valores, bajo ninguna ley de valores de ningún estado ni bajo ninguna ley de ninguna otra jurisdicción. A menos que estén registradas, las Acciones pueden ofrecerse sólo en transacciones que estén exentas de registro según la Ley de Títulos Valores o las leyes de valores de cualquier otra jurisdicción. Asimismo, las Acciones podrán ofrecerse solamente a personas fuera de los Estados Unidos en virtud de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores.</p>
Condición	La Oferta se encuentra condicionada a la colocación de la totalidad de las Acciones. Sin perjuicio de ello, dicha condición podrá ser dispensada por la Sociedad y los Accionistas Vendedores, informando tal decisión en el Aviso de Resultados.
Organizador y Colocador	Banco Santander Río S.A.
Colocador	AR Partners S.A.
Agente Internacional	Santander Investment Securities Inc. actuará como agente internacional y realizará esfuerzos de colocación de las acciones en países fuera de la Argentina, sujeto a la leyes de títulos valores aplicables en dichas jurisdicciones.
Aviso de Oferta	En la oportunidad en que determinen los Accionistas Vendedores en forma conjunta con los Colocadores, la Sociedad publicará en el Boletín Diario de la BCBA, que a su vez estará disponible en www.bolsar.com.ar , actuando ésta entidad en virtud del ejercicio de facultades delegadas por ByMA a favor de aquella, y en la AIF el Aviso de Oferta que contendrá: (i) la fecha y horario de inicio y finalización del Período de Colocación el que tendrá una duración mínima de 4 (cuatro) días; (ii) el Rango de Precio Indicativo; (iii) los datos de contacto de los Colocadores; (iv) demás datos que pudieran ser necesarios.
Período de Colocación	El Período de Colocación tendrá un plazo mínimo de 4 (cuatro) días, y comenzará y culminará en las fechas que se detallan en el Aviso de Oferta, el cual será publicado en el Boletín Diario de la BCBA, que a su vez estará disponible en www.bolsar.com.ar , actuando ésta entidad en virtud del ejercicio de facultades delegadas por ByMA a favor de aquella, y en la AIF. Durante el Período de Colocación, los potenciales inversores podrán presentar las Manifestaciones de Interés (según dicho término se define más adelante) ante los Colocadores y/o los Agentes Intermediarios Habilitados (según dicho término se define más adelante).

Mecanismo de Colocación

Los Accionistas Vendedores realizarán la colocación de las Acciones mediante una oferta pública y por medio del mecanismo de formación de libro, conocido como “book building”, el cual estará a cargo del Organizador y Colocador. El registro informático del libro del “book building” contendrá la totalidad de las Manifestaciones de Interés (según se define más adelante) que fueran presentadas ante los Colocadores y/o los Agentes Intermediarios Habilitados, e ingresadas en el sistema informático denominado SICOLP de propiedad de, y operado por ByMA (el “SICOLP”). Los Colocadores deberán realizar sus mejores esfuerzos (conforme prácticas usuales de mercado) para la colocación de las Acciones mediante su oferta pública en Argentina conforme con las leyes y regulaciones vigentes en la materia, pero sin asumir compromiso alguno de suscripción en firme.

Manifestación de Interés

Los potenciales inversores interesados en adquirir las Acciones deberán presentar durante el Período de Colocación manifestaciones de interés (las “Manifestaciones de Interés”), las que serán puestas a disposición de los mismos por los Colocadores y los Agentes Intermediarios Habilitados. Las mismas incluirán, al menos, la siguiente información: (i) nombre o denominación del inversor; (ii) CUIL/CUIT/CDI/CIE; (iii) la cantidad solicitada de Acciones (la “Cantidad Solicitada”), (iv) el precio ofrecido en dólares estadounidenses (especificando dos decimales) (el “Precio Ofrecido”), o sólo la Cantidad Solicitada sin indicar el Precio Ofrecido, en cuyo caso se entenderá que el Precio Ofrecido será el Precio Definitivo que oportunamente se decida en la Fecha de Adjudicación, cualquiera que éste sea; (v) la moneda de liquidación (Dólares Estadounidenses o Pesos); (vi) la categoría de inversor, entre las siguientes: (a) Institucional, (b) Minorista, (c) Cartera Propia, y (d) No Residente; y (vi) cualquier otro requisito que a criterio de los Colocadores y/o de los Agentes Intermediarios Habilitados sea necesario para asegurar el cumplimiento de las exigencias normativas y la validez de dichas Manifestaciones de Interés.

Para el caso que el inversor no consignare un Precio Ofrecido, los Colocadores y los Agentes Intermediarios Habilitados deberán ingresar la orden en el SICOLP bajo la solapa “no competitiva”.

La cantidad mínima de suscripción será de 70 Acciones para los potenciales inversores que presentaren Manifestaciones de Interés.

Durante el Período de Colocación, los potenciales inversores de las Acciones deberán presentar las Manifestaciones de Interés ante los Colocadores y/o los Agentes Intermediarios Habilitados en el horario de 10:00 a 16:00 horas. A partir de las 16:00 horas del último día del Período de Colocación (la “Fecha de Adjudicación”) no se recibirán nuevas Manifestaciones de Interés.

Las Manifestaciones de Interés tendrán carácter no vinculante y podrán ser retiradas y/o modificadas en tanto no sean ratificadas por los potenciales inversores. En virtud de las facultades previstas por el Artículo 7, Sección I, del Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV los potenciales inversores podrán renunciar a la necesidad de ratificar expresamente sus respectivas Manifestaciones de Interés, otorgándoles carácter vinculante. A las 16:00 horas de la Fecha de Adjudicación todas las Manifestaciones de Interés recibidas por los Colocadores y los Agentes Intermediarios Habilitados, que hayan sido ingresadas en el SICOLP y no hubieran sido retiradas o modificadas; constituirán ofertas firmes, vinculantes e irrevocables, sin necesidad de acción alguna por parte del potencial inversor.

Los inversores podrán presentar más de una Manifestación de Interés.

Los Colocadores y los Agentes Intermediarios Habilitados serán los encargados de recibir las Manifestaciones de Interés por Acciones. Se recomienda a los Agentes Intermediarios Habilitados que, al recibir las Manifestaciones de Interés de parte de los inversores, las ingresen de a una por vez al SICOLP para una correcta visualización de cada Manifestación de Interés para su posterior ingreso al Registro (según se define más adelante) y su análisis de acuerdo a las pautas de adjudicación.

Rango de Precio Indicativo de las Acciones

A los fines de la determinación del Precio Definitivo, se ha establecido un rango de precio indicativo entre US\$3,30 y US\$3,95 por acción Clase B (el “Rango de Precio Indicativo”). Dicho Rango de Precio Indicativo ha sido determinado por los Accionistas Vendedores en conjunto con los Colocadores, en virtud del flujo de fondos esperado y un análisis de valores comparativos entre compañías afines del mercado, y podrá ser modificado en el Aviso de Oferta y/o periódicamente durante el Período de Colocación en función a las condiciones de mercado y al nivel de precios que sean ofrecidos a los Accionistas Vendedores. Dicha alteración del Rango de Precio Indicativo durante el Período de Colocación será informada mediante un aviso complementario al Aviso de Oferta a ser publicado en: (i) el Boletín Diario

de la BCBA, actuando esta entidad en virtud del ejercicio de facultades delegadas por ByMA en favor de aquella; y (ii) en la Página Web de la CNV, bajo el ítem “Información Financiera”; donde además se les informará expresamente a aquellos potenciales inversores que hubieren presentado una Manifestación de Interés que tienen derecho de retirar y/o modificarla. Asimismo, en caso que dicho Rango de Precio Indicativo fuera modificado el día anterior a la Fecha de Adjudicación, los Accionistas Vendedores prorrogarán el Período de Colocación durante al menos un (1) día a fin de que los potenciales inversores cuenten con tiempo suficiente para poder retirar, modificar y/o ratificar sus Manifestaciones de Interés. Los Accionistas Vendedores podrán (pero no estarán obligados) a recibir y aceptar Manifestaciones de Interés que se encuentren por fuera del Rango de Precio Indicativo. En caso de modificarse el Rango de Precio Indicativo, se ampliará el período de difusión en 1 día. Para mayor información véase “Plan de Distribución” del presente Prospecto. **No se han realizado valuaciones independientes para fijar el Rango de Precio Indicativo. El Rango de Precio Indicativo es sustancialmente superior al valor libros de la Sociedad. La CNV no ha emitido opinión sobre el rango de precio fijado para la venta por parte de los Accionistas Vendedores. La fijación del Rango de Precio Indicativo es de exclusiva responsabilidad de los Accionistas Vendedores. Se advierte a los inversores que el precio de la Acción de la Sociedad podría sufrir bajas o fluctuaciones en la negociación luego de la liquidación de la Oferta.**

Precio

El Precio Definitivo será informado oportunamente mediante el Aviso de Resultados. En base a la curva generada por las Manifestaciones de Interés ingresadas en el SICOLP, en la Fecha de Adjudicación, los Accionistas Vendedores, en conjunto con los Colocadores, determinarán el Precio Definitivo. Una vez determinado el mismo, la Sociedad informará el Precio Definitivo mediante la Publicación del Aviso de Resultado que será publicado en la Fecha de Adjudicación, durante un (1) Día Hábil en el Boletín Diario de la BCBA, actuando esta entidad en virtud del ejercicio de facultades delegadas por ByMA en favor de aquella, y en la Página Web de la CNV, bajo el ítem “Información Financiera”. A los efectos de determinar el Precio Definitivo, se aplicará el sistema de bookbuilding y se basará en estándares de mercado habituales y razonables para operaciones de similares características. Una descripción del mecanismo para la determinación del Precio Definitivo se detalla en la Sección titulada “Plan de Distribución” del presente Prospecto.

Dividendos

Sujeto a la ley argentina, los inversores que adquieran Acciones en el marco de la Oferta tendrán derecho a percibir dividendos, si los hubiera, en igualdad de condiciones que los titulares actuales de las demás acciones en circulación de la Sociedad. Para mayor información sobre la política de dividendos, véase “*Información Clave sobre la Sociedad*”. Con fecha 15 de febrero de 2018 se ha resuelto la distribución de dividendos en efectivo anticipados a los accionistas (incluyendo los Accionistas Vendedores) correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2017. La suma a distribuir a la totalidad de los accionistas es de \$4,68368448593672 por acción, en proporción a sus participaciones accionarias, lo que representa el 468,368448593672% del capital social a valor nominal de acuerdo con los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017. Dichos dividendos anticipados están sujetos a la aprobación de la Asamblea de Accionistas. **El pago único y total de los dividendos en efectivo fue puesto a disposición a partir del día 23 de febrero de 2018 y los inversores interesados en adquirir las Acciones no tendrán derecho al cobro del mismo, incluyendo el saldo a ser abonado por la Sociedad a los accionistas existentes al 15 de febrero de 2018. Los futuros accionistas tendrán derecho a eventuales desafectaciones de reservas.**

Aviso de Resultados

Los resultados de la colocación serán informados mediante un aviso a ser publicado en el Boletín Diario de la BCBA –en virtud de la facultad delegada por ByMA– a la BCBA, en la página web de la CNV (www.cnv.gob.ar) bajo el ítem “*Información Financiera*” y en la Página Web de la Sociedad, el mismo día de la Fecha de Adjudicación. En el mismo se indicará la cantidad de Acciones a ser vendidas por los Accionistas Vendedores, el Precio Definitivo y la Fecha de Liquidación.

Agente de Registro

Caja de Valores S.A.

Listado

Luego de fijar el precio, la Sociedad prevé que las Acciones se listen en ByMA con el símbolo “DGCE”. A tales fines se ha solicitado a ByMA la autorización correspondiente para el listado y la negociación de las Acciones.

Forma y Plazo para el pago. Fecha de Liquidación

Los inversores cuyas Manifestaciones de Interés hayan sido adjudicados deberán realizar el pago del Precio Definitivo no más tarde del tercer Día Hábil contado desde la fecha de fijación del Precio Definitivo, tal como se informe en el Aviso de Resultados (la “Fecha de Pago”) en Dólares o en Pesos según las instrucciones y al tipo de cambio vendedor billete del Banco de la Nación Argentina informado el día anterior a la Fecha de Liquidación por la cantidad total de Acciones que les hubieren sido adjudicadas (el “Monto a Pagar”) a través de los Colocadores o de los Agentes Intermediarios Habilitados a través de quienes hubieran ingresado sus Manifestaciones de Interés.

Mora en el pago	La mora en pago de las Acciones por parte de los inversores se producirá en forma automática en la Fecha de Pago por el mero vencimiento de los plazos mencionados y dará derecho a los Accionistas Vendedores a reclamar judicialmente el pago. En tal caso, los Accionistas Vendedores podrán, a su sólo criterio, declarar caduco el derecho de dicho inversor de recibir tales Acciones y tenerlas por no vendidas, o tomar cualquier otra medida respecto de ellas que acuerde con los Colocadores.
Acreditación de las Acciones	<p>Unas vez pagadas, las Acciones adjudicadas en el marco de la Oferta serán acreditadas en las cuentas que, al efecto, indiquen los inversores en las Manifestaciones de Interés.</p> <p>En la Fecha de Liquidación: el Organizador y Colocador, actuando como agente de liquidación, procederá a transferir: (a) contra la recepción del Monto a Pagar, las Acciones que les fueran adjudicadas a los inversores que hayan ingresado las Manifestaciones de Interés a través suyo, a las cuentas en Caja de Valores que los inversores hubieren indicado previamente (salvo en aquellos casos de inversores institucionales que hayan ingresado las Manifestaciones de Interés exclusivamente a través suyo y que por cuestiones regulatorias, sea necesario transferir las Acciones previamente a ser abonado el correspondiente Monto a Pagar); (b) las Acciones correspondientes a los inversores que hayan ingresado las Manifestaciones de Interés a través de AR Partners S.A., a ByMA quien procederá a transferir las mismas a la cuenta en Caja de Valores que AR Partners S.A. le hubiere indicado previamente, quien a su vez, contra la recepción del Monto a Pagar, transferirá las Acciones que les fueran adjudicadas a los inversores que hayan ingresado las Manifestaciones de Interés a través suyo, a las cuentas comitentes en Caja de Valores que los inversores le hubieran indicado previamente (salvo en aquellos casos de inversores institucionales que hayan ingresado las Manifestaciones de Interés exclusivamente a través suyo y que por cuestiones regulatorias, sea necesario transferir las Acciones previamente a ser abonado el correspondiente Monto a Pagar); y (c) contra la recepción del Monto a Pagar, a ByMA, quien en su carácter de agente de liquidación de los Agentes Intermediarios Habilitados, procederá a transferir las Acciones que hayan sido adjudicadas a los inversores que hubieren cursado las Manifestaciones de Interés a través de los mismos a las cuentas en Caja de Valores que los inversores les hayan indicado previamente.</p>
Destino de los Fondos	La Sociedad no recibirá fondos provenientes de la venta de las acciones Clase B por parte de los Accionistas Vendedores.
Relación precio/valor libros	La relación precio/valor libros de las acciones de la Sociedad es de \$8,43, por acción. El valor libros surge del patrimonio neto al 31 de diciembre de 2017, según consta en los estados financieros de la Sociedad a esa fecha \$1.352.817.000 dividido por el número de acciones de la Sociedad en circulación 160.457.190 acciones.
Ley Aplicable	Las Acciones se rigen por, y sus términos y condiciones serán interpretados de conformidad con, las leyes de Argentina, y todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Acciones por los Accionistas Vendedores se regirán conforme lo dispuesto en la LGS y la normativa vigente en Argentina que resulte aplicable.
Jurisdicción	Según el Art. 46° de la LMC, las sociedades cuyas acciones se listen en cualquier mercado autorizado (incluido ByMA), tal como es la intención de la Sociedad y de los Accionistas Vendedores respecto de las Acciones, están sujetas a la competencia del tribunal arbitral de dicho mercado autorizado por todos los temas concernientes a la relación de tales sociedades con accionistas e inversores, sin perjuicio del derecho de los accionistas e inversores de presentar sus reclamos ante los tribunales de la CABA.
Impuestos	La inversión en las Acciones podría tener efectos impositivos para el inversor. Para obtener una explicación pormenorizada de los efectos impositivos de invertir en las Acciones, véase <i>“Información Adicional” – “Consideraciones relevantes sobre impuestos argentinos”</i> .
Oferta pública de adquisición obligatoria en el caso de toma de control	Al ingresar al régimen de oferta pública de sus acciones en Argentina, la Sociedad estará sujeta al régimen de oferta pública de adquisición obligatoria vigente en Argentina en relación con ofertas por toma de control.
Restricciones a la transferencia	Durante el período de ciento ochenta (180) días siguientes a la Fecha de Liquidación, y sin el previo consentimiento por escrito de los Colocadores, (i) la Compañía ha acordado no emitir, ofrecer, vender, gravar ni celebrar contratos para la emisión o venta ni disponer de otro modo, directa o indirectamente, ni presentar un prospecto ante la CNV, de cualquier clase de acciones de la Compañía, incluyendo las Acciones, o de cualquier título convertible o canjeable por dichas acciones o instrumentos de participación en, o que otorguen derecho a recibir, tales acciones, a excepción de las Acciones ofrecidas en la Oferta, y (ii) los Accionistas Controlantes y los Accionistas Vendedores han acordado no ofrecer, vender, gravar, o celebrar contratos

para la venta ni disponer de otro modo, directa o indirectamente, de acciones ordinarias de la Sociedad de las que son propietarios a la fecha del presente o de títulos convertibles o canjeables en tales acciones de la Sociedad u otro instrumento representativo de participaciones en acciones de la Sociedad que representen el derecho a recibir cualquiera de dichos títulos o cualquier derecho sobre los mismos tanto en forma privada como a través de negociaciones en ByMA u otros mercados de valores, todo ello siempre que aquellas no sean (a) las transferencias de Acciones como donaciones u obsequios de buena fe, en la medida que, previa o simultáneamente a dichas transferencias, los donatarios suscriban acuerdos similares, (b) transferencias o distribuciones de Acciones a los miembros, accionistas, subsidiarias o afiliadas de los Accionistas Vendedores, en la medida que, previa o simultáneamente a dichas transferencias, suscriban acuerdos similares, (c) transferencias de Acciones a cualquier fideicomiso para el beneficio directo o indirecto de los Accionistas Vendedores o su familia inmediata, en la medida que dicho fideicomiso suscriba, previa o simultáneamente a dichas transferencias, (d) transferencias de Acciones a otra persona que haya suscripto un acuerdo similar y/o (e) Acciones adquiridas en transacciones después del cierre de la Oferta.

Factores de Riesgo

Para un análisis de los factores que deben tenerse en cuenta antes de invertir en las Acciones, véase el apartado “*Factores de Riesgo*” y el resto de la información incluida en este Prospecto.

**Agente de
Liquidación**

Banco Santander Río S.A.

INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA SOCIEDAD

(a) Información contable y financiera

Los cuadros siguientes presentan una síntesis de datos contables históricos por cada uno de los ejercicios indicados. Los inversores deberán leer esta información junto con los estados financieros auditados y sus notas, contenidos en el presente, y la información bajo el título “*Presentación de Información Contable y Otra Información*” y “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*”, en este Prospecto.

Los datos históricos presentados corresponden a los ejercicios anuales finalizados al 31 de diciembre de 2017, 2016, 2015 y 2014 sobre la información contable preparada de acuerdo con NIIF.

DGCe incluye en este Prospecto los estados financieros de la Sociedad, los cuales han sido preparados bajo NIIF, para los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016, 2015 y 2014, tal como fueron presentados ante los organismos de contralor de DGCe (CNV, la Inspección General de Justicia y el ENARGAS). La firma PHM ha emitido sus informes de auditoría sobre los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016, 2015 y 2014, con fecha 15 de febrero de 2018, 7 de marzo de 2017, 4 de marzo de 2016 y 4 de febrero de 2015, respectivamente.

El informe sobre los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 incluye una salvedad indeterminada por incertidumbre que afectaba el valor recuperable de los bienes de uso. Dicha incertidumbre se encontraba vinculada a la concreción de las premisas consideradas en las proyecciones de futuros flujos de fondos sobre las que se basa la estimación del valor recuperable de los bienes de uso de la Sociedad.

Los informes sobre los estados financieros al 31 de diciembre de 2016 y 2015 incluían un párrafo de énfasis relacionado con la incertidumbre que afectaba el valor recuperable de las propiedades, planta y equipos.

Los informes sobre los estados financieros por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron emitidos sin salvedad.

Los estados financieros de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad con fecha 15 de febrero de 2018 y se encuentran disponibles para el público inversor en el sitio web de la CNV (www.cnv.gob.ar) en el ítem “*Información Financiera*” bajo el ID 4-557105-D e incorporados al presente por referencia, y copias de los mismos podrán ser solicitadas según se indica en Anexo A del presente Prospecto.

Reexpresión en moneda homogénea

La NIC 29, Información financiera en economías hiperinflacionarias, requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria, independientemente de si están basados en el método de costo histórico o el método del costo corriente, sean expresados en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa. A estos efectos, si bien la norma no establece una tasa absoluta para considerar que, al sobrepasarla, surge el estado de hiperinflación, establece que dicho estado de hiperinflación viene indicado por las características del entorno económico del país, entre las cuales se incluyen, de forma no exhaustiva, las siguientes:

- (i) la población en general prefiere conservar su riqueza en forma de activos no monetarios, o bien en una moneda extranjera relativamente estable; además, las cantidades de moneda local obtenidas son invertidas inmediatamente para mantener la capacidad adquisitiva de la misma;
- (ii) la población en general no toma en consideración las cantidades monetarias en términos de moneda local, sino que las ve en términos de otra moneda extranjera relativamente estable; los precios pueden establecerse en esta otra moneda;
- (iii) las ventas y compras a crédito tienen lugar a precios que compensan la pérdida de poder adquisitivo esperada durante el aplazamiento, incluso cuando el período es corto;
- (iv) las tasas de interés, salarios y precios se ligan a la evolución de un índice de precios; y
- (v) la tasa acumulada de inflación en tres años se aproxima o sobrepasa el 100%.

A la fecha de aprobación de los estados financieros al 31 de diciembre de 2017, el IPIM difundido por el INDEC corresponde al mes de diciembre de 2017 y la tasa de inflación acumulada correspondiente al período de tres años finalizado en ese mes, medida sobre la base del mencionado índice y sin computar los datos de inflación faltantes correspondientes a los meses de noviembre y diciembre de 2015, es de aproximadamente 77%, porcentaje inferior al valor máximo requerido por NIC 29 para practicar los ajustes mencionados precedentemente.

No obstante, la existencia de variaciones importantes en las variables relevantes de la economía que afectan los negocios de la Sociedad, tales como las observadas en los últimos ejercicios en el costo salarial, los precios de las principales materias primas y de otros insumos, y el tipo de cambio, todas ellas con variaciones superiores al límite establecido por la NIC 29, igualmente podrían afectar la situación patrimonial y los resultados de la Sociedad, y, por ende, esas variaciones debieran ser tenidas en cuenta en la interpretación que se realice de la información que la Sociedad brinda en los presentes estados financieros condensados su situación financiera, los resultados de sus operaciones y los flujos de su efectivo.

SÍNTESIS DE RESULTADOS

(en miles de Ps.)

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2017	2016 ⁽¹⁾	2015 ⁽²⁾	2014
Ingresos de actividades ordinarias	3.656.921	2.212.689	757.188	597.247
Costo de ventas	(2.448.608)	(1.849.973)	(596.568)	(395.478)
Gastos de administración	(154.326)	(106.846)	(83.392)	(59.928)
Gastos de comercialización	(390.305)	(211.939)	(133.349)	(107.494)
Otros ingresos operativos	124.964	22.458	23.190	18.239
Otros egresos operativos	(15.290)	(11.823)	(2.370)	(1.338)
Resultado operativo	773.356	54.566	(35.301)	51.248
Costos financieros	(1.892)	(194.743)	(75.456)	(16.685)
Ingresos financieros	319.136	329.430	146.150	28.891
Participación en los resultados netos de las asociadas	7.797	(7)	-	-
Resultado antes del impuesto a las ganancias	1.098.397	189.246	35.393	63.454
Impuesto a las ganancias	(327.893)	(47.615)	(16.985)	15.041
Resultado neto del período/ejercicio	770.504	141.631	18.408	78.495

- (1) Corresponden a las cifras al 31 de diciembre de 2016 presentados con propósitos comparativos en los estados financieros al 31 de diciembre de 2017. Dichas cifras incluyen ciertas reclasificaciones sobre las emitidas originalmente para exponerlas sobre bases uniformes con las del último ejercicio emitido.
- (2) Corresponden a las cifras al 31 de diciembre de 2015 presentados con propósitos comparativos en los estados financieros al 31 de diciembre de 2016. Dichas cifras incluyen ciertas reclasificaciones sobre las emitidas originalmente para exponerlas sobre bases uniformes con las del último ejercicio emitido.

SÍNTESIS DE LA SITUACION PATRIMONIAL

(en miles de Ps.)

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2017	2016	2015	2014
Total del activo	2.670.708	2.806.465	1.247.512	905.244
Total del pasivo	1.317.891	2.224.152	806.830	402.970
Capital	160.457	160.457	160.457	160.457
Ajuste de capital	170.052	170.052	170.052	229.777
Reserva legal	47.129	40.047	39.237	35.460
Reserva facultativa	204.675	70.126	54.734	62.976
Resultados no asignados	770.504	141.631	16.202	13.604
Total del patrimonio	1.352.817	582.313	440.682	502.274

(b) Indicadores

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2017	2016	2015	2014
Liquidez corriente (Activo Corriente/Pasivo Corriente)	1,37	0,66	0,92	1,23
Solvencia (Patrimonio neto / Pasivo total)	1,03	0,26	0,55	1,25
Endeudamiento (Pasivo total / Patrimonio neto)	0,97	3,82	1,83	0,80
Inmovilización del capital (Activo no corriente / Activo total)	0,39	0,51	0,43	0,55
Rentabilidad (Resultado neto ordinario / Patrimonio neto promedio)	0,796	0,277	0,042	0,165

(c) Capitalización y Endeudamiento

El siguiente cuadro indica la deuda financiera y la capitalización total de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017, 2016, 2015 y 2014. (en miles de Ps.)

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2017	2016	2015	2014
Capitalización				
Capital	160.457	160.457	160.457	160.457
Ajuste de capital	170.052	170.052	170.052	229.777
Reserva legal	47.129	40.047	39.237	35.460
Reserva facultativa	204.675	70.126	54.734	62.976
Resultados no asignados	770.504	141.631	16.202	13.604
Total del patrimonio	1.352.817	582.313	440.682	502.274
Endeudamiento Financiero				
Garantizado	-	-	-	-
No garantizado	-	-	-	-
Total de Capitalización y Endeudamiento	1.352.817	582.313	440.682	502.274

(d) Destino de los Fondos

El producido neto para los Accionistas Vendedores asumiendo la colocación de la totalidad de las Acciones de la presente Oferta se prevé será de aproximadamente US\$ 188.747.798, al precio medio del rango. La Sociedad no recibirá fondos provenientes de la venta de las acciones Clase B por parte de los Accionistas Vendedores.

(e) Factores de Riesgo

Se aconseja al inversor considerar cuidadosamente los factores de riesgo enumerados a continuación así como la restante información contenida en el presente Prospecto, junto con sus modificaciones y agregados, en oportunidad de tomar cualquier decisión referente a la compra de las Acciones, a la Sociedad y a la Argentina.

Cualquiera de los siguientes riesgos podría afectar negativamente la situación financiera o los resultados de las operaciones comerciales de la Sociedad. En tal caso, el inversor podría perder toda o parte de su inversión original.

Riesgos relacionados con la Argentina

Las operaciones de la Sociedad se encuentran en Argentina

La totalidad de las operaciones comerciales, activos fijos y clientes de la Sociedad se encuentran en la Argentina o dependen de actividades llevadas a cabo en la Argentina. Por lo tanto, la calidad de los activos de la Sociedad, su situación financiera y patrimonial, y los resultados de las operaciones dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, sociales y políticas de la Argentina. Estas condiciones incluyen las tasas de crecimiento, aumentos de precios, el tipo de cambio, las restricciones cambiarias, las variaciones en la tasa de interés, los cambios en las políticas de gobierno, la inestabilidad social y otros cambios políticos o económicos así como eventos internacionales que puedan ocurrir o de otra forma afectar a la Argentina.

En las últimas décadas, la economía argentina ha experimentado significativa volatilidad, con períodos de crecimiento bajo o negativo, altos índices de inflación y devaluación de su moneda. Durante 2001 y 2002, la Argentina atravesó una grave crisis política, económica y social que generó la introducción de cambios radicales en las políticas adoptadas por el Gobierno Argentino (el “Gobierno”). Si bien la economía se ha recuperado durante los últimos años, subsiste incertidumbre respecto de la posibilidad de que el crecimiento y la relativa estabilidad actual permanezcan en el tiempo.

Luego de la crisis de los años 2001 y 2002, Argentina sufrió una importante devaluación del peso en términos reales, lo que a su vez originó que numerosos deudores del sector privado con exposición a moneda extranjera dejaran de pagar sus deudas vigentes. A partir de esta crisis, el PBI de Argentina creció considerablemente en términos reales, creciendo 9,2% en 2005, 8,4% en 2006 y 8,0% en 2007. Durante 2008 y 2009, no obstante, la economía argentina sufrió una recesión atribuible a factores locales y externos, incluso debido a una gran sequía que afectó las actividades del sector agrícola, y a los efectos de la crisis económica global. El crecimiento real del PBI se recuperó en 2010 y 2011, aumentando al 9,5% y 8,4%, respectivamente. Sin embargo, el crecimiento del PBI se desaceleró al 0,8% en 2012, creciendo luego un 2,9% en 2013. En 2014, el INDEC, único organismo argentino con capacidad legal para publicar cifras oficiales nacionales, publicó un crecimiento del PBI real del 0,5%.

De acuerdo con el cálculo revisado del PBI de 2004 publicado por el INDEC el 24 de junio de 2016, el PBI creció 8,9% en 2005, 8,0% en 2006, 9,0% en 2007, 4,1% en 2008, y disminuyó 5,9% en 2009. En 2010 y 2011, el PBI creció 10,1% y 6,0%, respectivamente, y disminuyó 1,0% en 2012, creció 2,4% en 2013, se contrajo 2,5% en 2014, volvió a crecer 2,6% en 2015, y disminuyó 2,2% en 2016. De acuerdo con las estimaciones preliminares publicadas por el INDEC el 21 de septiembre de 2017, el PBI para el segundo trimestre de 2017 registró un aumento de 0,7% respecto del primer trimestre de 2017, y una variación de 2,7% con relación al mismo período del año anterior.

Desde 2007, el INDEC experimentó un proceso de reformas institucionales y metodológicas que originaron controversias respecto de la credibilidad de la información que publicaba, incluidos los datos de la inflación, PBI y desempleo. Informes publicados por el Fondo Monetario Internacional (el "FMI"), utilizando medidas alternativas para estimar la evolución de precios, mostraban indicadores considerablemente superiores a las publicadas por el INDEC desde 2007. El FMI también emitió una declaración de censura contra Argentina en relación con el incumplimiento de sus obligaciones ante el FMI según su Convenio Constitutivo por no lograr un progreso suficiente en la adopción de medidas correctivas para mejorar la calidad de los datos oficiales, incluso los datos sobre incrementos de precios y PBI. En febrero de 2014, el INDEC publicó un nuevo índice de precios, el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano (IPCNU), que mide los precios de los bienes en el país y reemplaza al anterior índice que medía solamente la inflación en el cordón urbano de la CABA. A pesar de que la nueva metodología acercó las estadísticas de precios a las estimadas por fuentes privadas, aún existían diferencias entre los datos oficiales y las estimaciones privadas.

Incremento de precios, una caída del PBI y/u otros futuros acontecimientos económicos, sociales y políticos de Argentina, sobre los que DGCE no tiene control, podrían afectar de manera adversa su situación patrimonial y financiera o los resultados de sus operaciones.

El crecimiento del país, y por ende los negocios y los resultados de las operaciones de la Sociedad, podrían resultar afectados por los siguientes factores:

- agravamiento de la crisis financiera en las principales economías desarrolladas y en varios países de la región, entre ellos Brasil;
- alteraciones abruptas de las políticas monetarias y fiscales de las principales economías del mundo y por los recientes sucesos acaecidos en el mercado internacional y en varios países de la región, entre ellos Brasil;
- retroceso de los flujos de capital debido a la incertidumbre local e internacional;
- incertidumbre con respecto a la capacidad de pago del sector público argentino y las posibilidades de obtener financiamiento internacional;
- bajo nivel de inversiones;
- incremento de la inflación que afecte la competitividad y el crecimiento de la economía;
- evolución del tipo de cambio;
- incremento del gasto público que afecte la economía y las cuentas fiscales;
- posibilidad de que se revierta el resultado de la balanza comercial;
- disminución significativa de los precios de los principales commodities exportados por Argentina;
- controles de precios;
- tensiones políticas y sociales, en particular las disputas entre la oposición y el Gobierno;
- incertidumbre respecto al marco regulatorio aplicable a la Sociedad;
- restricciones a la adquisición y transferencia de divisas al exterior;
- la aplicación de restricciones a las importaciones y exportaciones de productos y la creación de nuevos impuestos a la exportación de determinados productos o el incremento de las alícuotas vigentes;
- una mayor regulación y control sobre la economía;
- incremento exponencial de importes reclamados judicialmente en materia medioambiental; y
- creciente afectación de las actividades de las empresas por la acción de los sindicatos.

Cualquiera de dichas situaciones podría dar lugar a tensiones sociales y políticas y mayores niveles de pobreza y desempleo. Las políticas estatales orientadas a prevenir o enfrentar el malestar social pueden incluir expropiaciones, nacionalizaciones, la renegociación o modificación forzada de contratos existentes, la suspensión de la ejecución de los derechos de acreedores y accionistas, nuevas políticas fiscales y cambios en las leyes, reglamentaciones y políticas que afecten el comercio exterior y las inversiones. Las políticas de esta naturaleza podrían afectar la actual tasa de crecimiento y la relativa estabilidad del país, afectando así en forma adversa y significativa a la economía argentina y en consecuencia los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

El impacto de las elecciones legislativas y presidenciales sobre el futuro entorno económico y político de Argentina continúa siendo incierto.

El 25 de octubre de 2015 tuvieron lugar en Argentina elecciones presidenciales y parlamentarias, realizándose el 22 de noviembre de 2015 un balotaje entre los dos primeros candidatos a la Presidencia de la Nación. El ingeniero Mauricio Macri asumió la presidencia el 10 de diciembre de 2015.

Desde que asumió sus funciones, el gobierno del presidente Macri ha puesto en práctica varias reformas económicas y políticas significativas, entre ellas en el régimen cambiario, en el INDEC y el sistema de estadísticas, en la política financiera, en los títulos de deuda denominados en moneda extranjera, en el régimen de comercio exterior, la LMC, en materia fiscal mediante el Régimen de Sinceramiento Fiscal, la corrección de los desequilibrios monetarios, el plan de jubilaciones y pensiones, la política fiscal, el estado de emergencia y las reformas en el sector eléctrico nacional, aumentos de tarifas, aumento del ingreso mínimo.

En enero de 2016, después de la renuncia de Alfonso Prat Gay como Ministro de Hacienda y Finanzas Públicas efectiva al 31 de diciembre de 2016, este Ministerio fue dividido en dos carteras, el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Finanzas Públicas, conducidos por Nicolás Dujovne y Luis Caputo, respectivamente.

A la fecha de este Prospecto, no se puede predecir el impacto que han tenido estas medidas ni el que tendrán otras que en el futuro adopte el gobierno del Presidente Macri en la economía del país en su totalidad y en el sector financiero en particular. La Sociedad considera que el efecto de la liberación planificada de la economía será positivo para su negocio ya que estimulará la actividad económica. Sin embargo,

no es posible predecir tal efecto con certeza. Esa liberalización podría también perjudicar a la economía y no beneficiar o inclusive, dañar el negocio de la Sociedad.

Asimismo, en octubre de 2017 se llevaron a cabo las elecciones legislativas en el país, en donde se renovó un tercio del Senado y la mitad de los miembros de la Cámara de Diputados. El resultado de estas elecciones ha sido en favor del oficialismo, obteniendo aproximadamente un 40% de los votos en todo el país, demostrando así que el gobierno y sus nuevas políticas aún cuentan con el respaldo de la población. Cualquier cambio de las mayorías en el congreso argentino puede causar cambios significativos con relación a las medidas económicas adoptadas por el gobierno de Macri, y tener por lo tanto un efecto adverso sobre la economía argentina.

Luego del triunfo en las elecciones primarias celebradas el pasado, el oficialismo ha presentado en el Congreso los siguientes proyectos legislativos que reforman el marco regulatorio argentino:

- **Reforma Impositiva:** el 31 de octubre de 2017, el gobierno de Mauricio Macri anunció una reforma impositiva integral. Entre los puntos de la misma se encuentran: (i) se modificaron las alícuotas de impuestos internos, en productos electrónicos la propuesta es que las alícuotas sean del cero por ciento; (ii) se comenzó a gravar la mayor parte de las rentas financieras hasta ese momento exentas, con tasas del 15% para las colocaciones en UVA/CER/moneda extranjera y 5% para las colocaciones en pesos, con un mínimo no imponible para preservar a los pequeños ahorristas; y (iii) se eliminó el impuesto a la transferencia de inmuebles pero se introdujo un gravamen a la ganancia de capital realizada con la venta de inmuebles no destinados a casa-habitación. La reforma fue aprobada por ambas Cámaras y desde el día 27 de diciembre de 2017 el Proyecto goza de carácter de Ley.
- **Proyecto de Ley de Reforma Laboral.** El 19 de noviembre de 2017 la administración de Macri envió al Congreso Nacional un proyecto de ley de reforma de la Ley de Contrato de Trabajo actualmente vigente, mediante el cual se establece un plazo para que las empresas puedan regularizar a sus empleados obteniendo beneficios y evitando la aplicación de ciertas sanciones que impone la ley laboral y se establecen, entre otras, modificaciones a los montos que deben tenerse en cuenta al momento del cálculo de las indemnizaciones por despidos. A la fecha del presente Prospecto, dicho proyecto de ley todavía no ha sido aprobado.
- **Proyecto de Ley de Financiamiento Productivo.** El 13 de Noviembre de 2017 el Poder Ejecutivo envió al Congreso un proyecto de Ley de Financiamiento Productivo que introduciría importantes modificaciones a las leyes de Mercado de Capitales, de Obligaciones Negociables y de Fondos Comunes de Inversión, entre otra legislación complementaria y relevante en la materia, con el fin de modernizar y favorecer el desarrollo del mercado de capitales. A su vez, el proyecto busca aumentar la base de inversores y empresas que participen en el mercado de capitales, promoviendo el financiamiento productivo, sobre todo de las micro, pequeñas y medianas empresas, proponiendo un régimen para impulsar y facilitar el financiamiento de las mismas. Es necesario destacar que a la fecha del presente Prospecto el proyecto no cuenta aún con la aprobación del Congreso y no puede asegurarse que efectivamente la obtenga.
- **Ley de responsabilidad penal empresaria.** Con fecha 8 de noviembre de 2017, el Congreso de la Nación aprobó la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria que busca implementar ciertos estándares internacionales que sancionan a las personas jurídicas involucradas en casos de corrupción. La ley entrará en vigencia 90 días después de que sea promulgada por el Poder Ejecutivo y publicada en el Boletín Oficial.
- **Reforma previsional.** Con fecha 30 de noviembre de 2017, el Senado de la Nación dio media sanción al proyecto de ley impulsado por el Poder Ejecutivo de la Nación que busca realizar una reforma integral al régimen previsional argentino, incluyendo modificaciones a la fórmula de ajuste de los haberes jubilatorios y los planes sociales. Posteriormente, el Poder Ejecutivo llamó a sesiones extraordinarias para que, entre otros proyectos, sea tratada la reforma previsional. De esta forma, el 14 de diciembre de 2017 fue el día que se fijó para que la Cámara de Diputados trate la reforma previsional. Sin embargo, debido a actos violentos que se llevaron a cabo en las inmediaciones del Congreso donde sesionarían los Diputados se decidió suspender la sesión siendo fijada una nueva sesión para el día 18 de diciembre. En la nueva sesión celebrada, la Cámara de Diputados decidió por mayoría aprobar la reforma previsional.
- **DNU 27/2018 de Desburocratización y Simplificación:** El Poder Ejecutivo Nacional emitió un decreto de necesidad y urgencia (Decreto 27/2018 de Desburocratización y Simplificación - B.O. 11.01.2018) mediante el cual modificó varias normas y tomó diversas iniciativas con el fin de simplificar y modernizar la forma en que los particulares se relacionan con el Estado.

Con esta medida el Gobierno de Macri busca reducir la cantidad de trámites que deben hacer las empresas para poder operar en el país, buscando ser más eficiente y agilizar trámites. El Decreto incluye un conjunto de más de 40 normas para reducir los trámites que ahora debían hacer las empresas para operar en el país, al tiempo que permitirán nuevas prácticas en el sector de finanzas y transporte, destinadas a reducir costos y ganar competitividad.

Entre los puntos principales podemos destacar:

1. Sociedades:

- Se establece que el Registro Nacional de Sociedades por Acciones estará bajo la órbita del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos de la Nación.
- Se elimina la obligación dispuesta en el Código Civil y Comercial de la Nación y en la Ley de Sociedades de que las sociedades comerciales presenten de manera encuadrada sus libros contables. En reemplazo, se habilita a las sociedades a llevar sus registros societarios y contables por medios digitales de igual manera y forma que para las Sociedades por Acciones Simplificada instituidas por la Ley de Apoyo al Capital Emprendedor.

- Se prohíbe la actuación societaria del socio aparente o “prestanombre” y la del socio oculto, generando responsabilidad subsidiaria, solidaria e ilimitada si se infringe lo preceptuado.
 - Se establece que los Registros Nacionales serán de consulta pública por medios informáticos.
 - Se flexibiliza el régimen de las Sociedades por Acciones Simplificadas con la clara intención de incentivar el uso de este nuevo tipo societario. De esta manera, por ejemplo, se elimina la limitación del inc. 1 del Art. 299° de la Ley General de Sociedades (relativa a sociedades que hagan oferta pública de sus acciones o debentures) para constitución de Sociedades por Acciones Simplificadas.
2. Derecho del Consumidor:
- Se modificó la Ley de Defensa del Consumidor disponiéndose que la información proporcionada al consumidor se hará en el soporte que el proveedor determine, salvo que el consumidor opte por el soporte físico. Además, se aclara que en caso de no encontrarse determinado el soporte, éste deberá ser electrónico.
3. Tarjeta de Crédito:
- En clara armonía con las tendencias actuales, se aclara que el requisito de firma en el contrato de tarjeta de crédito generado por medios electrónicos quedará satisfecho si se utiliza cualquier método que asegure indubitablemente la exteriorización de la voluntad de las partes y la integridad del instrumento. De esta manera, se instaura la posibilidad de que la contratación de una tarjeta de crédito se realice con firma electrónica sin necesidad de firma personal o firma digital.
 - Se establece que el proveedor podrá optar por enviar el resumen a un domicilio electrónico (e-mail) salvo que el consumidor decida expresamente que su remisión será en soporte papel.
4. Marcas y Patentes:
- En relación a las marcas comerciales pueden mencionarse los siguientes cambios:
- Se simplifican los procedimientos de oposición. Así, se establece que las oposiciones deberán ser resueltas por las partes (solicitante y oponente) dentro de los tres meses posteriores a la notificación, y si no lo hacen, la autoridad emitirá una resolución en un procedimiento aún por determinar.
 - Se establece que el servicio de notificación de todos los asuntos debe hacerse electrónicamente en la dirección electrónica provista por el solicitante. En el caso de oposiciones contra aplicaciones de marcas de terceros, éstas solo se presentarán online una vez que el nuevo procedimiento se haya implementado correctamente.
 - Se dispone que, a pedido de parte o de oficio, la autoridad podrá declarar la caducidad de la marca, inclusive parcialmente, en relación a los productos o servicios para los que no hubiere sido utilizada en Argentina durante 5 años. No caduca la marca registrada y no utilizada en una clase o para determinados productos o servicios, si la misma marca fue utilizada en la comercialización de un producto o en la prestación de un servicio afín o semejante a aquellos, aun incluido en otras clases, o si ella forma parte de la designación de una actividad relacionada con los primeros.
 - Se establece que una vez cumplido el quinto año de concedido el registro de la marca, y antes del vencimiento del sexto año, su titular deberá presentar una declaración jurada respecto del uso que hubiese hecho de la marca hasta ese momento. En cuanto a las patentes, se acortan los plazos y se simplifican los documentos que hay que presentar.
5. Firma Digital:
- Se eliminan las exclusiones que contenía la Ley 25.506 por lo que se amplían los supuestos en que procede la firma digital. Así, por ejemplo, los actos personalísimos (tales como los actos de última voluntad u otros actos no susceptibles de ser realizados por vía de representantes) ahora pueden realizarse mediante la utilización de firma electrónica o digital.
 - Se determina que las respuestas a oficios judiciales se realizarán exclusivamente mediante el Sistema de Gestión Documental Electrónica (GDE).
 - Se dispone que los documentos oficiales electrónicos firmados digitalmente, como los expedientes electrónicos, tienen para el Sector Público Nacional idéntica eficacia y valor probatorio que sus equivalentes en soporte papel.
6. Promoción del Trabajo:
- Se modifican los plazos de permanencia en el Registro Público de Empleadores con Sanciones Laborales (REPSAL), registro donde se publican las sanciones por informalidad laboral y otros conflictos laborales. Esto permitirá a las empresas sancionadas regularizar su situación más rápidamente.
7. Licitaciones en Obras Públicas:
- Se cambian los medios de comunicación de las licitaciones públicas. Así, además del Boletín Oficial de la República Argentina, también deberá difundirse en el sitio web oficial del órgano que actuará como comitente.
8. Seguros:
- Se modifica la Ley de Contrato de Seguros incorporando explícitamente la posibilidad de que el contrato de seguros se perfeccione por un medio digital.
9. Unidad de Información Financiera:
- Se realizan modificaciones que simplifican y agilizan los procesos judiciales.
 - Se establece que los sujetos obligados a informar a la UIF (por ejemplo, las entidades financieras, aseguradoras, las empresas de juegos de azar, etc.) podrán compartir legajos de sus clientes que contengan información relacionada con la identificación del mismo, el origen y la licitud de los fondos, con terceros relacionados o no, locales o extranjeros; siempre sujeto a que se cumpla con los requisitos de la Ley de Protección de Datos Personales.
10. Títulos de Crédito:
- Se dispone adecuar los marcos legales relativos al cheque, la letra de cambio y el pagaré a fin de que admitan, además de la firma digital, otros medios electrónicos que aseguren indubitablemente la autoría e integridad de los documentos suscriptos por sus titulares y/o libradores.
11. Mercado de Cambio:
- Se modifica la Ley de Casas y Agencias de Cambio con el fin de brindar mayor flexibilidad al sistema y fortalecer la competencia. De esta manera, se permite el ingreso de nuevos operadores al mercado de cambios, reduciendo los costos que genera el sistema actual para el Banco Central.

12. Derecho Laboral:

- Se modifica la Ley de Contrato de Trabajo disponiendo que en forma previa a la traba de cualquier embargo preventivo o ejecutivo que afecte el salario de los trabajadores se deberá procurar el mismo ante el empleador para que éste efectúe las retenciones que por derecho correspondan. Trabado el embargo, dentro de las 48 horas, el empleador deberá poner en conocimiento del trabajador la medida ordenada, debiendo entregar copia de la resolución judicial que lo ordena. Además, se determinan las sumas que son inembargables en la cuenta sueldo y se establece un monto por encima del cual lo depositado puede ser embargable.

Finalmente, con fecha 16 de noviembre de 2017 el Poder Ejecutivo Nacional, las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires suscribieron el “Consenso Fiscal” mediante el cual, entre otros puntos, las provincias (excepto San Luis) acordaron desistir de los juicios contra el Gobierno Nacional, a aprobar y adherir al proyecto de una nueva Ley de Responsabilidad Fiscal, y a bajar ciertos impuestos distorsivos, como Ingresos Brutos y Sellos.

Podría acelerarse el incremento de precios provocando efectos adversos en la economía argentina en general y en los mercados argentinos de crédito a largo plazo

La Argentina tiene antecedentes de altos índices inflacionarios que incidieron negativamente en la economía del país y dificultaron la capacidad del Gobierno para crear condiciones que permitieran el crecimiento. El retorno a un ambiente de incremento generalizado de precios podría generar inestabilidad macroeconómica, lo que incidiría negativamente sobre el nivel de actividad económica y de empleo.

De acuerdo con el INDEC, las tasas de inflación para 2011, 2012, 2013 y 2014 fueron de 9,5%, 10,8%, 10,9% y 23,9%, respectivamente (utilizándose, para el último año, un nuevo índice de precios al consumidor denominado índice de precios al consumidor nacional urbano).

Durante el año 2015, la inflación acumulada fue del 10,58% hasta octubre de dicho año, siendo el último mes oficialmente publicado. Sin perjuicio de que existía una discrepancia entre los datos estadísticos publicados por el INDEC en relación con el índice de precios al consumidor para el área de Gran Buenos Aires, los índices de precios al consumidor correspondientes a las diferentes regiones y provincias argentinas, las estimaciones privadas y de ciertos legisladores del Congreso Nacional, durante los primeros días de gestión, el nuevo gobierno anunció, entre otras medidas, la necesidad de un plan de normalización del INDEC y la declaración de emergencia en materia estadística. A raíz de la emergencia declarada, el 8 de enero de 2016, según su determinación en el sentido de que el INDEC no producía información estadística confiable, en particular con respecto al índice de precios al consumidor (“IPC”), el PBI, datos sobre pobreza y comercio exterior, el gobierno de Macri declaró un estado de emergencia administrativa para el sistema nacional de estadísticas y el INDEC hasta el 31 de diciembre de 2016. Entre el 12 de enero y el 2 de junio de 2016, el Gobierno Nacional emitió una serie de resoluciones designando al IPC calculado por el gobierno de la Ciudad de Buenos Aires o al IPC calculado por la Provincia de San Luis como el índice a ser utilizado por el Banco Central para calcular el CER. El 15 de junio de 2016, el INDEC publicó la tasa de inflación para mayo de 2016 utilizando su nueva metodología para calcular el IPC. A partir del 26 de junio de 2016, el Gobierno reanudó la utilización del IPC del INDEC para calcular el CER. Los ajustes y los pagos de deuda indexada por inflación de Argentina no están sujetos a reformulación ni revisión.

El 15 de junio de 2016, el INDEC retomó la publicación de tasas de inflación, informando que la inflación de mayo a diciembre fue del orden del 16,9%. Asimismo, con posterioridad se informó una inflación del 24,8% para el año 2017, utilizando su nueva metodología para calcular el IPC. En el pasado y durante el gobierno de Fernández de Kirchner, el Gobierno Nacional implementó programas de control de inflación y de monitoreo de precios para bienes y servicios esenciales, incluyendo intentos de congelamiento de precios de ciertos productos de supermercados, así como acuerdos de precios entre el Gobierno Nacional y empresas del sector privado en distintas industrias y mercados que no atendían a las causas estructurales de la inflación. Ajustes recientes en las tarifas de electricidad y gas así como la autorización para el incremento en el precio de la nafta, aprobados por el Gobierno Nacional, han afectado los precios, creando mayor presión inflacionaria.

El incremento generalizado de precios podría afectar las financiaciones a largo plazo y debilitar paulatinamente la competitividad de Argentina en el exterior impactando negativamente en el nivel de actividad económica y en el empleo. Aumentos generalizados de salarios, del gasto público y el ajuste de las tarifas de los servicios públicos, como consecuencia de las quitas de los subsidios, podrían tener un impacto directo sobre la inflación. Asimismo, los acuerdos sobre precios máximos firmados por el Gobierno y algunos sectores clave de la economía podrían también tener un impacto directo sobre la inflación en tanto los mismos no se prorroguen. Una retracción o recesión de la economía podría afectar el nivel adquisitivo de los clientes de la Sociedad, hecho que a su vez, podría traer aparejada una reducción en la demanda de los servicios provistos por la Sociedad, afectando adversamente la situación patrimonial y financiera y los negocios de la Sociedad.

Argentina podría verse limitada de acceder a los mercados de capitales internacionales

Entre los años 2005 y 2010, el Gobierno reestructuró aproximadamente US\$ 127 mil millones de su deuda soberana (93% de la deuda total como resultado de las dos ofertas de canje lanzadas en el 2005 y en el 2010), la cual se encontraba impaga desde fines del año 2001. El Gobierno canceló la totalidad de su deuda pendiente con el Fondo Monetario Internacional el 3 de enero de 2006.

El 29 de mayo de 2014 la Argentina arribó a un acuerdo con el Club de París para liquidar la deuda que ascendía a US\$ 9.700 millones al 30 de abril de 2014. Los puntos centrales del acuerdo se traducen en la cancelación de la totalidad de la deuda en 5 años, incluyendo un pago inicial de US\$650 millones en julio de 2014, y un pago mínimo de US\$ 1.150 millones previo a mayo de 2015.

Ciertos tenedores de bonos que no adhirieron al canje en la reestructuración de la deuda demandaron a la Argentina exigiendo el pago (“Tenedores de Bonos que no Ingresaron en el Canje”). El 7 de diciembre de 2011, el Tribunal de Distrito del Distrito Sur de Nueva York

sostuvo que la Argentina estaba obligada por la cláusula *pari passu* del Acuerdo de la Agencia Fiscal de 1994 que rige los bonos en default, a otorgar el mismo tratamiento a sus obligaciones de pago con los Tenedores de Bonos que no Ingresaron en el Canje que al resto de su deuda, incluyendo los Bonos Canjeados. El 23 de febrero de 2012, el Tribunal de Distrito prohibió a la Argentina realizar pagos de Bonos Canjeados sin realizar también pagos proporcionales de la deuda en default y, en octubre de 2012, la medida cautelar del Tribunal de Distrito fue ratificada por la Cámara de Apelaciones del Segundo Circuito.

En febrero del 2016, la Argentina negoció y alcanzó un acuerdo con un número importante de Tenedores de Bonos. El 19 de febrero del 2016 el Tribunal de Distrito emitió un fallo indicativo, mediante el cual se declaró que en virtud de la propuesta de acuerdo por parte de la Argentina, estaría dispuesto a otorgar la anulación de las órdenes en todos los casos sujeto a la actualización de dos condiciones: (1) la abrogación por parte de la Argentina de los obstáculos legislativos para lograr un acuerdo, y (2) el pago por parte de la Argentina a todos los Tenedores de Bonos que no Ingresaron en el Canje que hayan llegado en principio a un acuerdo con la Argentina en o antes del 29 de febrero del 2016. El 2 de marzo, el Tribunal de Distrito anuló las órdenes en todas las acciones sujeto a la actualización de las condiciones establecidas en el fallo indicativo.

El 31 de marzo de 2016, el Congreso argentino derogó los obstáculos legislativos y aprobó la propuesta de acuerdo. El 22 de abril de 2016, Argentina emitió US\$ 16.500 millones de nuevos títulos de deuda en los mercados de capitales internacionales y aplicó US\$ 9.300 millones para satisfacer los pagos de liquidación de acuerdos con tenedores de aproximadamente US\$ 8.200 millones en bonos incumplidos. El Tribunal de Distrito ordenó la anulación del fallo de todos los mandamientos *pari passu* tras la confirmación de dichos pagos.

Si bien Argentina fue el país emergente que más deuda soberana emitió durante 2016 y 2017 superando los US\$ 42.000, teniendo en cuenta que no todos los acreedores han acordado con los términos propuestos por la Argentina, la continuación y resultado los litigios con tales acreedores puede limitar a la Argentina para obtener términos o tasas de interés favorables al acceder al mercado de capitales internacional. Litigios iniciados por tenedores de bonos en default u otras partes pueden resultar en fallos en contra del gobierno argentino y en restricciones o medidas cautelares sobre los bienes argentinos, que pueden afectar negativamente la economía del país y la capacidad de acceso a financiamiento internacional. Adicionalmente, litigios iniciados por los tenedores de bonos en default pueden llevar a la Argentina a ser considerada en default nuevamente, afectando la economía nacional, la condición económica y financiera de la Sociedad y su posible acceso a los mercados de crédito internacionales para financiar sus operaciones.

Argentina es parte demandada en juicios iniciados por accionistas extranjeros de sociedades argentinas, que podrían limitar sus recursos financieros y afectar su capacidad de implementar reformas e impulsar el crecimiento económico

Los accionistas extranjeros de ciertas empresas argentinas han instaurado reclamos por un total de aproximadamente US\$ 16.000 millones ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI”) alegando que ciertas medidas tomadas por el Gobierno Argentino como consecuencia de la crisis de 2001 y 2002 no son coherentes con las normas sobre tratamiento justo y equitativo estipuladas en diversos tratados bilaterales de los que Argentina es parte. Adicionalmente, con fecha 9 de abril de 2015, el CIADI se pronunció contra Argentina por la terminación del contrato de concesión para la provisión de agua potable a través de Aguas Argentinas S.A., ordenando el pago de indemnizaciones a Suez Environnement S.A. por un total de aproximadamente US\$ 405 millones. El CIADI sin embargo, en una decisión que notificó a las partes en mayo de este año, rechazó la solicitud de anulación del laudo de abril de 2015. De acuerdo con la última información disponible al público, el CIADI se ha pronunciado contra Argentina en varias causas, ordenando el pago de indemnizaciones por un total de aproximadamente US\$ 1.300 millones (incluyendo el pronunciamiento a favor de Suez Environnement S.A.). A la fecha de este Prospecto, el pago de algunas de estas indemnizaciones por parte de Argentina se encuentra todavía pendiente.

Por otra parte, al amparo de las normas de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (“CNUDMI”), ciertos tribunales arbitrales condenaron a Argentina (i) en diciembre de 2007, a pagar US\$ 185 millones a British Gas (accionista de la empresa de gas argentina Metrogas); y (ii) en noviembre de 2008, a pagar US\$ 53,5 millones a National Grid PLC (accionista de Transener, la compañía de transporte de electricidad argentina). Argentina presentó ante el Tribunal de Distrito Federal de los Estados Unidos para el Distrito de Columbia un pedido de anulación de ambos laudos. La anulación ambos laudos fue rechazada por el Tribunal de Distrito.

Tras intensas negociaciones, en el mes de febrero de 2014 la Argentina y Repsol S.A. llegaron a un acuerdo en virtud del cual Argentina pagará a Repsol la suma de US\$ 5.000 millones en contraprestación por las acciones de YPF S.A. (“YPF”) expropiadas en virtud de la ley 26.471. A efectos de la cancelación de dicho monto la Argentina entregará bonos públicos argentinos por un valor nominal de US\$ 5.000 millones (ampliables hasta un monto adicional de US\$ 1.000 millones). Dicho acuerdo fue aprobado por el Congreso Argentino con fecha 23 de abril de 2014 y consecuentemente Repsol ya ha recibido los bonos acordados.

Al 19 de junio de 2017, los tribunales del CIADI se habían pronunciado en seis laudos firmes contra Argentina por un total de US\$ 850,1 millones y Argentina se encontraba persiguiendo la anulación de dos laudos adicionales por un total de US\$ 421,9 millones. Además, un demandante en uno de estos casos intentaba anular un laudo arbitral por un monto total de US\$13,4 millones. Asimismo, a tal fecha, existen cinco casos pendientes contra Argentina ante el CIADI por un monto total de US\$1.600 millones, y en uno de estos casos el tribunal del CIADI ya ha determinado que el mismo es competente para entender el caso. Existían otros cinco casos adicionales con reclamos por un total de US\$ 997,0 millones en los cuales las partes acordaron suspender los procedimientos durante el desarrollo de las negociaciones relativas al pago de estos reclamos. Si estas negociaciones fueran exitosas, otros demandantes ante el CIADI podrían retirar sus reclamos, aunque la Sociedad no puede ofrecer ninguna garantía en este sentido.

Asimismo, en julio de 2017, en una decisión dividida, un tribunal del CIADI pronunció que la Argentina había incumplido los términos de un tratado de inversión bilateral con España, alegando la expropiación ilícita por el Gobierno Nacional de Aerolíneas Argentinas y sociedades relacionadas (tales como Optar, Jet Paq, Austral, entre otras). El tribunal del CIADI impuso una multa sobre la Argentina de aproximadamente U\$S 328,75 millones, adjudicando a los demandantes cerca del 20 por ciento de la suma de U\$S 1.590 millones que inicialmente reclamaban.

Los peticionantes también han instaurado reclamos ante tribunales arbitrales con arreglo a las normas de la CNUDMI y con arreglo a las normas de la Cámara de Comercio Internacional (“CCI”).

En octubre de 2013 y en mayo de 2016, Argentina llegó a un arreglo por dos laudos definitivos pronunciados por un tribunal de la CNUDMI que había expedido un laudo contra Argentina por U\$S 104,00 millones y U\$S 189,46 millones, respectivamente.

Tanto los litigios como los reclamos instaurados ante el CIADI y la CNUDMI contra el Gobierno han derivado en sentencias sustanciales y podrían derivar en nuevas sentencias sustanciales contra el Gobierno que a su vez podrían ocasionar la traba de embargos, o la imposición de medidas cautelares, sobre activos de la Argentina que el Gobierno haya destinado a otros usos. Como consecuencia de esta situación, podría suceder que el Gobierno no cuente con los recursos financieros necesarios para implementar reformas y fomentar el crecimiento y ello a su vez puede tener un efecto adverso sustancial sobre la economía del país, y en consecuencia, sobre la situación patrimonial de la Sociedad.

El crecimiento económico de Argentina podría no ser sostenible

La economía experimentó un crecimiento promedio anual de 8,9% durante los años 2003-2007. A partir de la segunda mitad de 2008, en gran parte como consecuencia de la crisis internacional, la actividad económica experimentó una marcada desaceleración, incluyendo dos trimestres consecutivos de crecimiento negativo (el cuarto de 2008 y el primero de 2009). A partir de la segunda parte de 2009 tuvo lugar una marcada recuperación que se extendió hasta la primera mitad de 2011. En los años posteriores la economía experimentó una disminución en su tasa de crecimiento, mostrando un crecimiento promedio anual del 1,9% en 2012, un 3% en 2013, una contracción del 0,2% en 2014 y un crecimiento del 2,3% según la estimación preliminar del segundo trimestre del 2015 con relación al mismo período del año anterior, en cada caso según las estimaciones oficiales. Durante los primeros días de gestión del Gobierno de Macri se anunció, entre otras medidas, la normalización del INDEC y la declaración de emergencia en materia estadística. A raíz de la emergencia declarada, el INDEC dejó de publicar información hasta concretar un reordenamiento de su estructura técnica y administrativa para poder suministrar información estadística suficiente y confiable. En el mes de diciembre de 2017 se registró una inflación del 3,1% representando en consecuencia un porcentaje de inflación interanual del 22,3%.

De acuerdo con el cálculo revisado del PBI de 2004 publicado por el INDEC el 24 de junio de 2016, el PBI creció 8,9% en 2005, 8,0% en 2006, 9,0% en 2007, 4,1% en 2008, y disminuyó 5,9% en 2009. En 2010 y 2011, el PBI creció 10,1% y 6,0%, respectivamente, y disminuyó 1,0% en 2012, creció 2,4% en 2013, se contrajo 2,5% en 2014, volvió a crecer 2,6% en 2015, y disminuyó 2,2% en 2016. De acuerdo con las estimaciones preliminares publicadas por el INDEC el 20 de diciembre de 2017, el PBI para el segundo trimestre de 2017 registró un aumento de 0,8% respecto del primer trimestre de 2017, y una variación de 2,9% con relación al mismo período del año anterior. Para el tercer trimestre del año 2017 se registró un aumento de 0,9%, respecto al trimestre anterior y una variación del 4,2% en comparación con el mismo período del año anterior.

La actividad económica podría encontrarse amenazada por los recientes sucesos en los principales mercados financieros internacionales que podrían derivar en un decaimiento de los niveles de actividad o eventualmente en una recesión de la economía de los principales países desarrollados. En consecuencia, no es posible asegurar que Argentina podrá tener tasas de crecimiento similares a las que ha mostrado en los últimos años.

El aumento significativo del déficit primario podría afectar adversamente a la economía argentina en general y el acceso a los mercados financieros en particular

A partir de 2005, el gasto público comenzó a crecer más abruptamente que el ingreso fiscal. De tal modo, el superávit primario del sector público se ha reducido de 3,2% del PBI en 2004 a -4,6% en 2016. Según el Ministerio de Hacienda de la Nación, el déficit primario para el año 2017 descendió al 3,9% del PBI. No obstante, si el nivel de gasto público continúa aumentando, el déficit primario podría crecer en el futuro.

Adicionalmente, las limitaciones en el nivel de reservas internacionales han resultado en una baja en el nivel de las importaciones, afectando negativamente el crecimiento de la economía y los ingresos fiscales de Argentina.

En consecuencia, el continuo decrecimiento de la balanza primaria ante el aumento del gasto primario podría afectar adversamente la capacidad futura del Gobierno para acceder a los mercados financieros con su correlativo impacto en la economía, lo cual indirectamente podría deteriorar la situación financiera, económica, las operaciones y los resultados de la Sociedad.

Una significativa alteración del valor del peso contra el dólar estadounidense u otras monedas podría afectar adversamente a la economía argentina y al desempeño financiero de la Sociedad

A pesar de los efectos positivos de la devaluación real del peso en 2002 sobre la competitividad de la economía argentina, en especial los relacionados con la exportación y la sustitución de importaciones, la misma ha tenido un impacto negativo importante sobre otros sectores

de la economía argentina y sobre la situación financiera de gran cantidad de personas y empresas, entre las cuales se incluyen aquellas empresas argentinas deudoras de empréstitos denominados en moneda extranjera.

Luego de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio nominal, en 2012, el peso se depreció casi un 14% respecto del dólar estadounidense. A ello le siguió, en 2013 y 2014, una devaluación del peso frente al dólar estadounidense que superó el 30%, incluso una depreciación de aproximadamente el 24% en enero de 2014. En el año 2015 el peso se ha depreciado en aproximadamente un 52% de su valor frente al dólar estadounidense, con una devaluación del 10% desde el 1° de enero de 2015 al 30 de septiembre de 2015, y una devaluación del 38% durante el último trimestre del año, concentrada principalmente a partir del 16 de diciembre de 2015. El peso perdió aproximadamente un 21,9% de su valor frente al dólar estadounidense en 2016. A su vez, durante el año 2017 el peso se depreció un 18,45% frente al dólar. La Sociedad no puede predecir el valor futuro del peso respecto del dólar estadounidense.

Adicionalmente, la devaluación del peso generó, en el período inmediato a su ocurrencia, una inflación muy alta, redujo los salarios reales en forma significativa, tuvo un impacto negativo sobre empresas orientadas al mercado interno, como ser las empresas de servicios públicos y la industria financiera, y afectó adversamente la capacidad del Gobierno de dar cumplimiento a sus obligaciones de deuda soberana. Una nueva devaluación de magnitud podría resultar en la repetición de estas circunstancias acarreado consecuencias adversas para el negocio de la Sociedad.

Por otro lado, un aumento sustancial en el valor del peso frente al dólar estadounidense también presenta riesgos para la economía argentina. La apreciación del peso frente al dólar estadounidense impactaría negativamente en la situación financiera de entidades cuyos activos denominados en moneda extranjera superan sus pasivos denominados en moneda extranjera. Asimismo, en el corto plazo, una apreciación real significativa del peso afectaría adversamente las exportaciones y, por consiguiente, alteraría la balanza de pagos y la financiación del Estado a través de los impuestos a las exportaciones, afectando negativamente el crecimiento del PBI y el empleo.

Argentina experimentó en el pasado desdoblamientos en el tipo de cambio aplicables a los sectores comerciales y financieros por lo cual no puede asegurarse que el Gobierno no tomará en el futuro medidas similares.

En consecuencia, la Sociedad no puede garantizar que las variaciones del tipo de cambio no tendrán un efecto adverso sobre la economía Argentina. En caso que sí lo tuvieran, la situación patrimonial o financiera, los resultados, las operaciones y los negocios de la Sociedad podrían verse afectados adversamente.

Podría suceder que como consecuencia de cambios en la legislación, reclamos instaurados por trabajadores individuales o de carácter sindical, surjan presiones por aumentos salariales o beneficios adicionales, todo lo cual podría incrementar los costos operativos de las empresas

En el pasado, el Gobierno de Cristina Fernández de Kirchner ha sancionado leyes y normas reglamentarias obligando a empresas del sector privado a mantener ciertos niveles salariales y a brindar beneficios adicionales a sus empleados. Además, los empleadores tanto del sector público como del sector privado se han visto expuestos a intensas presiones por parte de su personal, o de los sindicatos que los representan, en demanda de subas salariales y ciertos beneficios para los trabajadores. No podemos asegurar que en el futuro el actual Gobierno de Mauricio Macri no adoptará nuevas medidas exigiendo el pago de subas salariales o estableciendo beneficios adicionales para los trabajadores ni que los empleados o sus sindicatos no ejercerán presión en demanda de dichas medidas. Toda suba salarial, así como todo beneficio adicional podría derivar en un aumento de los costos y una disminución de los resultados de las operaciones de las empresas argentinas, incluida la Sociedad.

Acontecimientos de origen político podrían afectar negativamente el desempeño de la economía

Diferentes hechos de origen político pueden tener impacto en la economía argentina y generar volatilidad en los mercados. Varios hechos de este tipo han tenido lugar en los últimos años y no es posible garantizar que no vuelvan a suceder.

Por ejemplo, la intervención de compañías por parte del Gobierno podría tener un efecto adverso en los niveles de seguridad jurídica y de inversión extranjera en la Argentina, en las relaciones comerciales y diplomáticas de la Argentina con otros países y en la economía argentina al limitar el acceso al financiamiento externo tanto para empresas como para los gobiernos provinciales y el Gobierno.

Adicionalmente, con fecha 31 de octubre de 2017, la procuradora general de la Nación, la Dra. Gils Carbó, presentó su renuncia, la cual se hizo efectiva al 31 de diciembre de 2017. Su desplazamiento abrirá un arduo proceso de negociaciones en el Senado —necesita dos tercios de los votos— para designar a su reemplazante.

Por lo tanto, es imposible asegurar que no tendrán lugar nuevos conflictos o debates políticos que conlleven un aumento del nivel de incertidumbre y, eventualmente, un retiro de depósitos.

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

Los mercados financieros y bursátiles en Argentina se ven influenciados, en diverso grado, por las condiciones económicas y de mercado en otros mercados globales. Si bien las condiciones económicas varían de país a país, la percepción de los inversores respecto a los eventos que se producen en un país puede afectar sustancialmente los flujos de capital con destino a otros países, incluyendo la Argentina, así como la disponibilidad de fondos para emisores en dichos países. La contracción de los flujos de ingresos de capital y la tendencia a la baja de los precios de los títulos valores afectan en forma adversa la economía real de un país a través de incrementos de la tasa de interés o volatilidad en el tipo de cambio.

En este marco, la economía argentina podría resultar afectada por los acontecimientos que se suscitan en las economías de sus principales socios regionales, como consecuencia de, por ejemplo, las devaluaciones de moneda originadas por la crisis económica global y por los acontecimientos que tengan lugar en economías desarrolladas que sean socios comerciales o que tengan impacto en la economía global.

En el pasado, la economía argentina se vio negativamente afectada por eventos políticos y económicos que ocurrieron en diversas economías emergentes en la década de 1990, incluyendo los de México en 1994, el colapso de diversas economías asiáticas entre 1997 y 1998, la crisis económica en Rusia en 1998, la devaluación en Brasil en 1999 y la crisis financiera de Estados Unidos en 2008.

Durante el 2011, el sistema financiero global experimentó una volatilidad y alteración sin precedentes. La turbulencia financiera ha ocasionado mayores restricciones en el acceso al crédito, bajos niveles de liquidez, una extrema volatilidad en los ingresos fijos, y en los mercados de cambio y de valores, así como también una fuga de capitales de los mercados emergentes, incluyendo la Argentina. Esta crisis financiera ha impactado de modo significativo y adverso en las condiciones de la economía global.

El sistema financiero y los mercados de valores de Argentina podrían también resultar afectados en forma adversa por hechos que tengan lugar en economías de países desarrollados, como Estados Unidos y Europa. El 23 de junio de 2016, el Reino Unido votó a favor de la salida de la Unión Europea (el "Brexit"). A la fecha de este Prospecto, es incierto el impacto que el Brexit puede tener en la relación entre el Reino Unido y la Unión Europea, ya que los términos comerciales que regirán el retiro efectivo de ese país de la Unión Europea, que fue oficialmente notificado a la Unión Europea con fecha 29 de marzo de 2017 y cuya finalización está prevista actualmente para marzo de 2019, siguen siendo tema de negociación. Los efectos del voto a favor del Brexit y la percepción del impacto del retiro del Reino Unido de la Unión Europea puede afectar en forma adversa la actividad comercial y las condiciones económicas y de mercado del Reino Unido y la eurozona y a nivel global podrían contribuir a generar inestabilidad en los mercados financieros y cambiarios globales. Además, el Brexit podría producir mayor inestabilidad política, jurídica y económica en la Unión Europea.

Argentina podría verse seriamente afectada por los acontecimientos económicos o financieros negativos de otros países, lo que a su vez puede tener un efecto adverso en la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad. Además, una desaceleración de la actividad económica de Argentina afectaría sustancialmente el negocio de la Sociedad.

El 8 de noviembre de 2016 Donald J. Trump fue elegido presidente de los Estados Unidos y asumió el cargo el 20 de enero de 2017. Los resultados de la elección presidencial han generado una significativa incertidumbre acerca de las relaciones futuras entre Estados Unidos y otros países, incluso con respecto a las políticas comerciales, los tratados, las regulaciones gubernamentales y los aranceles que podrían aplicarse al comercio entre Estados Unidos y otras naciones. Estos acontecimientos, o la percepción de la posible ocurrencia de alguno de ellos, pueden tener un efecto adverso sustancial sobre las condiciones económicas globales y la estabilidad de los mercados financieros globales.

Los cambios en las condiciones sociales, políticas, regulatorias y económicas en Estados Unidos o en las leyes y políticas que rigen el comercio exterior podrían generar incertidumbre en los mercados internacionales y tener un impacto negativo sobre las economías de los mercados emergentes, entre ellos la de Argentina. Asimismo, si estos países entraran en recesión, la economía argentina se vería afectada por una disminución de sus exportaciones, en especial de sus principales productos agropecuarios. Todos estos factores podrían tener un impacto negativo sobre la economía argentina, y a su vez en el negocio, la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

La contracción económica mundial y la consecuente inestabilidad del sistema financiero internacional han tenido y podrían continuar teniendo un efecto negativo sobre el crecimiento económico de Argentina. Una caída prolongada en la actividad económica de Argentina podría afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Sociedad.

La caída de los precios internacionales de los principales commodities argentinos podría afectar de modo adverso el crecimiento de la economía argentina

La economía argentina históricamente se ha basado en la exportación de commodities, cuyos precios han sido volátiles en el pasado. La recuperación argentina de la crisis del 2001 y 2002 dependió significativamente del aumento del precio de los commodities, particularmente por el aumento del precio de la soja, su principal commodity de exportación. La competitividad de los precios de los commodities ha contribuido significativamente al incremento en las ganancias del Gobierno, como consecuencia de una mayor recaudación de los impuestos y/o retenciones sobre las exportaciones. Los precios internacionales de los commodities cayeron durante 2015, pero se han recuperado en parte durante los primeros cinco meses de 2016. Una continua baja en los precios internacionales de las principales exportaciones de commodities de Argentina tendría un impacto negativo en los niveles de los ingresos públicos y la capacidad del gobierno para pagar su deuda soberana y podría generar presiones recesivas o inflacionarias, dependiendo de la reacción del gobierno. Cualquiera de dichas situaciones tendría un efecto adverso en la economía argentina y, por lo tanto, en el negocio de la Sociedad, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial y financiera.

A la fecha de este Prospecto, el gobierno de Macri ha eliminado los impuestos a las exportaciones de muchos productos agropecuarios, y ha bajado los impuestos a las exportaciones de soja del 35% al 30%. Asimismo el Gobierno oficializó el programa para reducir progresivamente las retenciones a la exportación de soja, lo cual comenzó en enero de 2018 con una baja de 0,5% mensual hasta diciembre de 2019 inclusive. Si bien la intención de la medida fue estimular las exportaciones, la disminución de los impuestos a la exportación en el futuro, a menos que sean reemplazados por otras fuentes de ingresos, pueden tener un impacto negativo en las finanzas públicas del país.

Dicho supuesto tendría un efecto negativo sobre los niveles de ingresos del Gobierno, su capacidad para repagar sus deudas y en consecuencia se podrían ver afectados los negocios de la Sociedad y su capacidad de pagar sus obligaciones financieras.

La implementación de nuevos controles cambiarios y restricciones sobre las transferencias al exterior y al ingreso de capitales podrían limitar la disponibilidad del crédito internacional

En 2001 y 2002, la Argentina impuso controles cambiarios y restricciones sobre la transferencia de divisas en respuesta a la fuga de capitales y la significativa devaluación del peso que tuvo lugar en ese momento, limitando sustancialmente la capacidad de las empresas de mantener divisas extranjeras o efectuar pagos al exterior. A pesar de que muchos de estos controles cambiarios y restricciones sobre las transferencias fueron suspendidos posteriormente o flexibilizados en gran parte, en junio de 2005 el Gobierno mediante el Decreto N° 616/2005 dispuso nuevos controles sobre el ingreso y egreso de capitales a través de la constitución del encaje bancario, lo que resultó en una menor disponibilidad de crédito internacional para el sector privado. Adicionalmente, a fines de 2011 y durante el transcurso de los años 2012 y 2013, el Gobierno implementó nuevas medidas que restringieron el acceso al MULC, para estabilizar el nivel de reservas internacionales (las cuales habían disminuido). Esas medidas incluyeron la imposición de límites formales e informales en la cantidad de divisas que las empresas y las personas pueden adquirir.

El 19 de mayo de 2017 el Banco Central modificó estructuralmente las normas cambiarias vigentes, instaurando un nuevo régimen cambiario mediante la Comunicación “A” 6244 (tal como fuera modificada por la Comunicación “A” 6312) y la Comunicación “A” 6443 que flexibilizó significativamente el acceso al MULC. Dicho reordenamiento entró en vigencia el 1° de julio de 2017.

Sin perjuicio de que las medidas adoptadas recientemente por el actual gobierno de Mauricio Macri denotan la flexibilización del acceso al MULC, el Gobierno Nacional podría de cualquier modo imponer en el futuro nuevos controles de cambio, y restricciones sobre las transferencias al exterior y al ingreso de capitales, lo cual podría limitar la disponibilidad del crédito internacional. Estas medidas podrían causar tensiones políticas y sociales y debilitar las finanzas públicas, tal como ocurrió en el pasado, lo que podría afectar adversamente la economía y las perspectivas de crecimiento económico de Argentina, lo cual, a su vez, podría tener un efecto negativo sobre la economía y los negocios de la Sociedad. Para mayor información ver la sección “Controles de Cambio” del presente.

Riesgos relacionados con el Sector Gasífero en Argentina

La demanda de los servicios de la Compañía se ve altamente influenciada por las condiciones climáticas de la Argentina.

Las ventas e ingresos de la Compañía se ven altamente influenciados por las condiciones climáticas imperantes en la Argentina. La demanda de gas natural es, y en consecuencia, los ingresos de la Compañía son, significativamente mayores durante los meses de invierno que durante el resto del año. Un clima inusualmente cálido en el área de servicio de la Compañía durante los meses de invierno puede originar una gran reducción de la demanda de gas por parte de los clientes residenciales, afectando la fuente de ingresos más importante y la clase de clientes cuya tarifa tiene el mayor valor.

La Compañía opera en una industria altamente regulada. Cambios en el marco regulatorio podrán tener un efecto sustancial adverso en el rendimiento financiero y los resultados de las operaciones de la Compañía

La Compañía opera en una industria altamente regulada. Como resultado de la volatilidad económica experimentada en Argentina desde 2001, el Gobierno dictó diversas medidas regulatorias para intentar mitigar los efectos adversos desarrollados en el sector energético.

En febrero de 2004, el PEN dictó el Decreto N° 180/2004, que creó un fondo fiduciario especial para nueva infraestructura de transporte y distribución; creó el Mercado Electrónico de Gas (“MEG”) para coordinar y centralizar todas las operaciones relacionadas con compras de gas spot y mercados secundarios de transporte y distribución; reemplazó, modificó e introdujo los términos y condiciones de ciertas categorías de distribución; permitió la reventa de los servicios de distribución por parte de usuarios de distribución en ciertas condiciones; y autorizó a las distribuidoras de gas natural tener una participación controlante en las comercializadoras de gas natural. Por otra parte también en febrero de 2004, el PEN dictó el Decreto N° 181/2004, permitiendo a la Secretaría de Energía (“SE”) celebrar un acuerdo con los productores de gas natural para ajustar el precio del gas natural pagadero por las compañías distribuidoras de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte. Según los Decretos N° 180/2004 y 181/2004, la SE y el ENARGAS dictaron diversas regulaciones disponiendo, entre otras cosas, la suspensión de las exportaciones de gas natural, la fijación de descuentos o cargos para ciertos usuarios y la creación de un régimen de cortes de los servicios de transporte y distribución destinados a garantizar el suministro de gas natural a usuarios del servicio no interrumpible.

En mayo de 2005, la SE dictó la Resolución N° 752/2005, que estableció el denominado unbundling, un régimen de subdivisión de categorías. Esta resolución prohibió a las distribuidoras de gas natural vender gas natural a ciertos GU. Desde entonces se han implementado diversas resoluciones modificatorias, las cuales (i) modificaron los plazos establecidos en la Resolución N° 752/2005, (ii) excluyeron a ciertos clientes y organizaciones del régimen de subdivisión de categorías, e (iii) implementaron regulaciones adicionales sobre la compra y venta de gas natural.

En febrero de 2006, la SE dictó la Resolución N° 275/2006, por la cual exigió a las distribuidoras de gas natural actuar como apoderados de la estaciones de servicio de gas natural comprimido (GNC) en la primera aplicación del “Mecanismo de Asignación de Gas Natural para GNC” y, en su representación, (i) llevar a cabo las nominaciones y entregas de gas natural hasta el 30 de septiembre de 2006 sin ninguna contraprestación, (ii) presentar ofertas irrevocables ante el MEG, y (iii) celebrar los correspondientes acuerdos de compra de gas natural. Hasta la fecha de este prospecto, se llevaron a cabo dos aplicaciones del referido Mecanismo de Asignación ante el MEG.

En mayo de 2007, por Decreto N° 571/2007 el Gobierno impuso la intervención del ENARGAS por un período de 180 días, período que fue sucesivamente prorrogado por el Gobierno a través del dictado de sucesivos decretos (Decretos N° 1.646/2007, N° 953 de fecha 17 de junio de 2008, N° 2.138 de fecha 11 de diciembre de 2008, N° 616 de fecha 26 de mayo de 2009, N° 1.874 de fecha 26 de noviembre de 2009, N° 1.038 de fecha 20 de julio de 2010, N° 1.688 de fecha 18 de noviembre de 2010, N° 692 de fecha 6 de junio de 2011, N° 262 de fecha 22 de febrero de 2012, N° 946 de fecha 21 de junio de 2012, N° 2.686 de fecha 27 de diciembre de 2012, N° 1.524 de fecha 10 de octubre de 2013, N° 222 de fecha 26 de febrero de 2014 y N° 2.704 de fecha 30 de diciembre de 2014). La Compañía no puede garantizar que esta intervención no resultará en mayores regulaciones que podrían afectar negativamente la actividad de la Compañía en el futuro cercano. La Compañía no puede garantizar que la interpretación y aplicación de las regulaciones mencionadas, junto con futuros cambios del ENARGAS y el marco regulatorio no afectarían sustancial y adversamente a la Compañía.

En septiembre de 2008, ENARGAS dictó la Resolución I/409 que dividió a las tarifas del servicio residencial en 8 nuevas subcategorías según el consumo de gas natural anual de cada subcategoría.

El 27 de noviembre de 2008, el PEN aprobó el Decreto N° 2.067/2008 (publicado en el Boletín Oficial el 3 de diciembre de 2008), que dispuso la creación de un nuevo fondo fiduciario (el “Fondo Fiduciario”) para atender las importaciones de gas natural necesarias para complementar la inyección de gas natural que sea requerida para satisfacer las necesidades nacionales. A su vez, la Resolución MPFIPyS N° 1.451/2008, reglamentó el funcionamiento del referido Fondo Fiduciario, disponiendo la creación del fideicomiso correspondiente, y la Resolución ENARGAS N° I/567/2008, dispuso la implementación, con vigencia a partir del 1° de noviembre de 2008, de los pertinentes cargos tarifarios para la financiación del fideicomiso en cuestión, siendo aquellos pagaderos por los usuarios residenciales con consumos anuales mayores a 1.000 m³. Con fecha 4 de junio, el ENARGAS mediante Resolución N° 768 dispuso que durante el período comprendido entre el 1 de mayo y 31 de agosto de 2009, los clientes residenciales del área de DGCE que presentan consumos anuales entre 1001 y 1500 m³, quedan exceptuados del cargo establecido por el decreto N° 2.067/2008. Con fecha 18 de agosto de 2009 el ENARGAS notificó la Resolución N° 828/2008 por medio de la cual extendió hasta el 1° de octubre de 2009 la exención fijada por la Resolución N° 768 previamente comentada, y dispuso para los sujetos obligados al pago del cargo en cuestión un subsidio del 100% para los consumos de los meses de junio y julio de 2009, y del 70% para los consumos de los meses de agosto y septiembre de 2009. Con fecha 19 de agosto de 2009, el ENARGAS notificó la Nota N° 9.097 por medio de la cual se instruyó a la Sociedad a resaltar en la factura correspondiente la suma correspondiente al subsidio derivado de la implementación de la Resolución N° 828, a incorporar en diagonal y con tipografía especial la leyenda “Consumo con subsidio del Estado Nacional” y, por último, a acompañar en la factura un documento con la especificación del costo del servicio si el mismo se hubiera prestado en determinadas ciudades de Brasil, Uruguay y Chile, así como también la indicación del hipotético consumo del volumen facturado mediante compra de garrafas de gas licuado de petróleo.

Por último, mediante Nota N° 11.821 el ENARGAS notificó la medida cautelar dictada en autos "Defensor del Pueblo de la Nación - Inc Med C/Estado Nacional – Dec N° 2.067/2008 - Res 1.451/2008 y Otro S/Proceso de Conocimiento", Expediente N° 6.530/2009 de trámite ante la Sala V de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal, informando la continuidad de la vigencia y aplicación del régimen instaurado por el Decreto N° 2.067/2008 y la obligatoriedad de implementar los medios correspondientes para permitir a los usuarios obligados a su pago a cancelar las facturas con exclusión del Cargo 2.067/2008 más el IVA resultante, en cuyo caso el pago a realizar tendrá el carácter de pago a cuenta y, de confirmarse la aplicabilidad del cargo en cuestión, toda suma dejada de abonar en concepto del Cargo 2.067/2008 más IVA podrá ser oportunamente reclamada. Este fondo apunta a complementar el programa de gas nacional exigiendo una reducción de los “días de corte” y garantizando el abastecimiento de gas natural en el mercado interno. No obstante, la Sociedad sólo actúa como agente del fondo aplicando un cargo tarifario a sus clientes a ser depositado en el fondo y no recibe ninguna utilidad de este cobro. Más aún, DGCE no puede garantizar que estos aumentos de tarifas no afectarán negativamente sus cuentas por cobrar en mora y, en consecuencia, los resultados de sus operaciones.

El 8 de noviembre de 2011, ENARGAS emitió la Resolución N° I/1.982/2011, con vigencia a partir del 1 de diciembre de ese año, disponiendo nuevos valores relacionadas al Fondo Fiduciario para atender a las Importaciones de Gas y extendió la aplicación del cargo a todas las categorías de clientes. Asimismo, el ENARGAS emitió algunas resoluciones complementarias que determinaron las áreas residenciales donde el subsidio dejaría de otorgarse al considerarse zonas con clientes con alto poder adquisitivo. Con el objetivo de disminuir el impacto del aumento, esta resolución también estableció una tarifa plana para el cargo del fondo fiduciario a fin de evitar que los picos de consumo produjeran variaciones significativas en las facturas de los clientes, sobre todo en períodos invernales.

Con fecha 27 de marzo de 2014, el Gobierno Nacional a través de los Ministros de Economía y de Planificación Federal anunció la puesta en marcha de un programa de reasignación de subsidios y consumo responsable para gas y agua.

En concordancia con esos anuncios, con fecha 31 de marzo de 2014 la SE, a través de la Resolución SE N° 226/2014 dispuso un nuevo esquema de precios del gas natural del que se abastecen las distribuidoras a sus clientes de servicio completo. Para su implementación dispuso un sendero de precios con aplicación por cada cuenca de producción con ajustes el 1° de abril, 1° de junio y 1° de agosto de 2014.

Dicha Resolución señala que atento a las políticas instrumentadas a la fecha, se hace necesario analizar la evolución de las mismas y su impacto en los subsidios oportunamente instaurados, a efectos de adecuarlos a los principios preliminares de la política económica y social diseñada por el PEN y a los parámetros de equidad social, competitividad y pleno empleo. Agrega la resolución que, en ese marco, resulta necesario, en esta instancia, determinar un conjunto de nuevos precios para el gas natural que se aplican a usuarios de servicio completo de las distribuidoras/Subdistribuidoras y usuarios GNC, y que resulta oportuno contemplar un esquema que procure un consumo racional del gas natural, incentivando el ahorro para generar un uso responsable y eficiente de los recursos y, en tales términos, se prevé el otorgamiento de beneficios para todos aquellos consumidores residenciales y comerciales de servicio completo que reduzcan su demanda, conforme el mecanismo que se establece en la Resolución.

A partir del 1 de abril de 2014, las modificaciones mencionadas anteriormente tienen un efecto en el resultado económico y financiero cuyo impacto es difícil de medir a causa de variables exógenas a DGCE. Es decir, los ingresos y costos de la Sociedad dependerán en gran proporción del porcentaje de ahorro en el consumo de los usuarios, así como también los efectos climáticos.

Posteriormente, el día 10 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería (“MEyM”), a través de la Resolución N° 212 / E2016 actualizó las nuevas tarifas del servicio de gas natural. A este fin, se le ordenó a ENARGAS, en base a la situación financiera y económica de las empresas licenciadas y a la RTI, aplicar un ajuste a 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 mediante las cuales se detallan las tablas tarifarias para los distintos transportistas y distribuidores de gas natural.

El día 15 de febrero de 2017, el MEyM dictó la Resolución N° 29-E/2017, con el llamado a audiencias públicas para el 10 de marzo de 2017. Entre el 30 de marzo de 2017 y el 4 de abril de 2017, ENARGAS dictó las correspondientes resoluciones para actualizar las tarifas aplicables a las empresas licenciatarias, para los segmentos de distribución y de transporte público de gas natural. El nuevo esquema tarifario será aplicado de manera gradual de la siguiente forma: 30% para el 1° de abril de 2017, 40% para el 1° de diciembre de 2017, y 30% para el 1° de abril de 2018.

Con fecha 31 de enero de 2018 se publicó en el boletín oficial la Resolución que convoca a Audiencia Pública, la cual tuvo lugar el 21 de febrero de 2018 en la Sociedad Rural de Tucumán, y en la que se consideró, entre otros, la aplicación de la metodología de adecuación semestral de la tarifa.

La Compañía está sujeta a ajustes de tarifas determinados por el ENARGAS

Los resultados de las operaciones de la Sociedad dependen del marco regulatorio aplicable y de la interpretación y aplicación de dicho marco por el ENARGAS, el organismo estatal creado para regular a las empresas de transporte y distribución privatizadas.

La interpretación y aplicación del marco regulatorio por parte del ENARGAS ha sido adversa para la actividad de DGCE en varias ocasiones. Según el marco que regula el servicio de distribución de gas estatal en la Argentina, las tarifas finales a los clientes deben ser ajustadas periódicamente para reflejar cambios en el costo del gas comprado, así como otros impuestos y cargos incurridos por la Compañía en la distribución de gas a sus clientes. Sin perjuicio de ello, el ENARGAS ha limitado en varias ocasiones el traslado del costo, impuestos y demás cargos del gas adquirido por la Sociedad.

Por otra parte, en 2005 se dictó la Resolución Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”) N° 2.000/2005, por la cual el Subsecretario de Coordinación y Control de Gestión deberá tomar intervención previa y necesaria respecto de la emisión de todo acto administrativo a dictar que involucre o incida en forma directa o indirecta sobre la fijación, determinación, ajuste, aumento o reducción de precios, tarifas, gravamen, canon, compensación, subvención, aranceles, subsidios, tasas y/o cargos, que propicien los Organismos o Reparticiones vinculados o dependientes administrativa o funcionalmente del MPFIPyS. En el caso de la Sociedad las resoluciones que sobre las materias mencionadas dicte el ENARGAS quedarán sujetas a la aprobación previa que establece la misma, constituyendo una instancia más en los trámites de ajustes de tarifas.

El marco regulatorio establece que las variaciones de costos resultantes de cambios en las normas fiscales serán trasladadas a sus tarifas. La Sociedad ha presentado las correspondientes apelaciones respecto de estos temas, algunas de las cuales han sido rechazadas. Futuras interpretaciones y aplicaciones del marco regulatorio por el ENARGAS, inclusive futuras limitaciones al traslado de los principales costos, impuestos y cargos de compra de gas podrían tener un efecto sustancial adverso en la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía. La imposibilidad para trasladar los incrementos en nuestros costos operativos a los usuarios podría resultar en una brecha financiera mayor que podría afectar negativamente nuestra condición financiera y el resultado de las operaciones.

Por otra parte, con fecha 8 de junio de 2015 fue publicada la Resolución SE 263/2015, por la cual se dispuso aprobar una asistencia económica transitoria a las distribuidoras, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, a los efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución del gas natural por redes y a cuenta de la RTI que se lleve a cabo oportunamente. Dado que, en una primera instancia, la Sociedad ha sido excluida de la referida asistencia financiera, con fecha 15 de julio de 2015 la Sociedad interpuso una presentación ante la SE, con el siguiente alcance (i) Solicitar la implementación definitiva del Régimen Tarifario de Transición (“RTT”) y de la RTI; y (ii) Reconsidere, tal cual lo invita el Art. 4° inc. e) de la Resolución SE 263, los condicionamientos allí establecidos en cuanto impiden que la Sociedad pueda ser beneficiaria de la asistencia económica transitoria prevista en la misma, solicitándose que dicha asistencia tenga carácter permanente hasta tanto se implementen definitivamente los aumentos mencionados en el punto anterior. Ante la eventual e hipotética negativa a los dos primeros requerimientos, la Sociedad dejó interpuesto formal recurso administrativo en contra de la Resolución SE 263/2015, en la medida que cause agravio a la Sociedad al impedirle acceder a la asistencia económica transitoria determinada.

El día 15 de febrero de 2017, el MEyM dictó la Resolución N° 29-E/2017, con el llamado a audiencias públicas para el 10 de marzo de 2017. Entre el 30 de marzo de 2017 y el 4 de abril de 2017, ENARGAS dictó las correspondientes resoluciones para actualizar las tarifas aplicables a las empresas licenciatarias, para los segmentos de distribución y de transporte público de gas natural. El nuevo esquema tarifario fue aplicado de manera gradual de la siguiente forma: 30% para el 1° de abril de 2017, 40% para el 1° de diciembre de 2017, y 30% para el 1° de abril de 2018. Para mayor información, véase “*El impacto de la Ley de Emergencia Pública y su reglamentación*”.

Con fecha 31 de enero de 2018 se publicó en el boletín oficial la Resolución que convocó a Audiencia Pública a celebrarse el día 21 de febrero de 2018 en la Sociedad Rural de Tucumán, a fin de considerar entre otros, la aplicación de la metodología de adecuación semestral de la tarifa.

La oferta de gas y transporte podría ser insuficiente para abastecer la demanda

No obstante, el actual proceso de normalización de precios y tarifas de la industria, lo que impacta de manera directa sobre las inversiones del sector que permitirán recomponer la oferta de gas y transportes necesarias para abastecer la demanda, es posible que el gas y transporte todavía no sean suficientes para el año 2018-2019, esto en virtud de los tiempos operativos que este tipo de inversiones necesitan para entrar en producción. En función de ello, es posible que en los próximos dos años puedan existir cortes al suministro de gas a industrias y usinas en el período invernal para el caso de verificarse temperaturas más frías que las promedio.

En efecto, la demanda por electricidad y gas natural ha crecido sustancialmente en los últimos años, impulsado por una recuperación económica general en la Argentina y bajos precios en comparación con fuentes de energía alternativas. El Gobierno ha tomado una serie de medidas apuntadas a aliviar el impacto a corto plazo de las restricciones a hogares e industrias, tales como la importación de gas natural desde Bolivia y Chile y la importación de gas natural licuado.

Entre dichas medidas, con impacto directo en la operación de la Compañía, el ENARGAS emitió la Resolución ENARGAS N° I-1410/2010, cuyo objeto es complementar las pautas de despacho vigentes ante el escenario de demanda y capacidad de transporte superiores a la oferta de gas natural y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución privilegiando el consumo de la demanda prioritaria. Adicionalmente la resolución otorga atributos al ENARGAS como autoridad concentradora de las decisiones pertinentes al despacho de gas, transporte y distribución, implementando dicha Autoridad en este marco restricciones a los consumos industriales y de centrales eléctricas durante el período invernal o ante situación contingentes para los sistemas. Asimismo, mediante la Ley N° 26.741 se establecieron medidas tendientes a revertir la situación energética en el mediano y largo plazo.

A la fecha del presente documento, el abastecimiento de gas natural a las distribuidoras, responsables de cubrir con gas en boca de pozo la demanda prioritaria, opera bajo el esquema de solicitud, confirmación y re-direccionamientos de gas previstos en las Resoluciones ENARGAS N° I-1410/2010, N° I-3833/2016 y N° I-4502/2017, que modifican y complementan los procedimientos de administración del despacho de gas natural dispuestos por las Resoluciones ENARGAS N° 716/1998.

Existen otras fuentes alternativas de energía que compiten con el gas entregado por la Sociedad

La Sociedad suministra gas a centrales eléctricas alimentadas a gas o fuel oil/gas oil. Las centrales eléctricas registran una importante porción del despacho de gas de la Sociedad durante los meses más cálidos, cuando se reduce la demanda residencial. Según el marco regulatorio que rige la industria de la electricidad en la Argentina, las centrales eléctricas despachan en orden ascendente del costo marginal inferior, para posibilitar que el sistema nacional eléctrico opere a los costos más bajos posibles. Por lo general, la energía hidroeléctrica tiene el costo marginal más bajo del sistema eléctrico nacional. Un aumento en la disponibilidad de energía hidroeléctrica reducirá la energía termoeléctrica y, por consiguiente, se restringirán las ventas de gas a las centrales eléctricas, tal como ocurrió a fines de 1993 y principios de 1994 como consecuencia de fuertes precipitaciones de magnitud inusual durante los meses previos, en varias regiones del país.

Las fuentes alternativas de energía, principalmente gas oil y fuel oil en el mercado industrial y el gas licuado de petróleo ("GLP") para clientes residenciales y comerciales pequeños, pueden llegar a ser sustitutos del gas natural. Sin embargo, la abundancia de gas natural en Argentina ha otorgado históricamente al gas natural una gran ventaja en términos de costo respecto del gas oil y fuel oil, la cual se mantiene en la actualidad. Respecto del GLP, el gas natural es significativamente menos costoso y ofrece a los clientes residenciales y comerciales más pequeños una considerable reducción en los costos de combustible.

La Sociedad considera que el gas natural constituye una alternativa válida de estas fuentes de energía debido a su costo más ventajoso, a la comodidad de su uso y a cuestiones de protección ambiental. Para la generación de energía eléctrica, el gas está generalmente considerado como la tercera fuente energética en orden de eficiencia, luego de la energía hidroeléctrica y la energía nuclear. La energía hidroeléctrica es la primera en venderse en la red energética nacional, excepto durante los períodos de sequía en que se pide a las represas que reduzcan el caudal.

Riesgos relacionados con la Compañía

El Estado Nacional ("EN") podría disponer la caducidad de la Licencia en ciertas circunstancias, lo cual tendría un efecto adverso y sustancial para la Sociedad.

La Licencia de la Sociedad, el correspondiente pliego de bases y condiciones de la privatización de Gas del Estado ("GdE") y la reglamentación de la ley según la cual se privatizó la Sociedad, la Ley N° 24.076 ("Ley del Gas"), contienen requisitos sobre la calidad del servicio, inversiones en bienes de capital, restricciones sobre las transferencias y gravamen de activos, restricciones sobre la titularidad recíproca entre productores, transportistas y distribuidores de gas. El incumplimiento de estos requisitos o restricciones podrá dar como resultado la revocación de la Licencia de la Sociedad por el EN, por recomendación del ENARGAS.

Si el EN dispusiera la caducidad de la Licencia antes del vencimiento de su plazo completo a causa del incumplimiento por parte de DGCE, el EN podrá compensar el valor neto de libros de la Sociedad contra cualquier suma debida por daños y perjuicios causados a la Argentina en razón de los hechos que dieron lugar a la caducidad de la Licencia. La Licencia establece que tales daños y perjuicios deben ser de como mínimo el 20% del valor neto en libros. Ello sin perjuicio del derecho de terceros a efectuar el pendiente reclamo contra DGCE por los daños surgidos como consecuencia de la Caducidad bajo tales circunstancias, el Gobierno puede requerir a IGC la transferencia de sus acciones en DGCE al ENARGAS como fiduciario para su posterior venta por Licitación pública, sin base y en las condiciones que el

ENARGAS fije. La indemnización recibida por la Sociedad por la revocación de su Licencia podrá no ser suficiente para permitirle pagar sus obligaciones, incluso los intereses y el capital de su deuda financiera.

La Sociedad podría estar expuesta a expropiaciones o riesgos similares

Todos los activos de DGCE están ubicados en Argentina y debido a que la actividad de aquella es de interés general para el abastecimiento de servicios públicos, DGCE está sujeta a incertidumbres de índole política, económica y otras contingencias, incluyendo expropiaciones, nacionalizaciones, la renegociación o anulación de los contratos existentes, restricciones cambiarias y fluctuaciones monetarias internacionales.

Aunque la administración actual no ha adoptado un enfoque intervencionista, en el futuro, el nivel de intervención en la economía por parte del gobierno argentino podría continuar o aumentar. Por lo tanto, está sujeto a incertidumbres políticas, incluyendo el riesgo de expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, o estar sujeto a la renegociación o anulación de contratos existentes y otro riesgo similar.

No se puede garantizar que los negocios, situación financiera o resultados de las operaciones de DGCE no se verán afectados por el acaecimiento de dichos hechos y que, como resultado de ello, la capacidad de la Sociedad para el repago de las Acciones y realizar otros pagos o distribuciones no se verá adversamente afectada.

Riesgo de insuficiencia de seguros contratados por la Sociedad

La Sociedad no puede brindar garantías acerca de la existencia o suficiencia de la cobertura de riesgo en relación con cualquier riesgo o pérdida en particular. Si se produce un accidente u otro hecho que no esté cubierto por sus actuales pólizas de seguro, la Sociedad podría experimentar pérdidas significativas o verse obligada a desembolsar montos significativos de sus propios fondos, hechos que podrían tener un efecto sustancial adverso sobre los resultados de sus operaciones y situación patrimonial.

La Sociedad no puede garantizar que una insuficiencia en sus pólizas de seguro no tendrá un efecto adverso sobre la misma. En caso que así lo tuviera, la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones y los negocios de la Sociedad podrían ser afectadas de manera sustancial y adversa.

Riesgo de multas y sanciones

Si bien es intención de la Sociedad cumplir con sus obligaciones, podrían existir penalidades en caso de que se determinara algún incumplimiento bajo el actual marco regulatorio y contratos vigentes.

La Sociedad no puede garantizar que la posibilidad de que en el futuro incurra en multas no tendrá un efecto adverso sobre la misma. En caso que ello aconteciera, la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones y los negocios de la Sociedad podrían ser afectadas de manera sustancial y adversa.

La Sociedad depende de personal clave para su desempeño actual y futuro

El desempeño actual y futuro de la Sociedad depende significativamente de la contribución continua de sus accionistas y su senior management. El desempeño de la Sociedad podría verse significativamente dañado si se perdieran sus servicios. Si sus servicios no estuvieran más disponibles, la Sociedad podría no estar en condiciones de encontrar o emplear reemplazos calificados en términos aceptables.

La Sociedad podría verse afectada por medidas significativas de parte de los sindicatos de trabajadores

Las relaciones laborales en Argentina se rigen por una legislación específica, como la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 y la Ley de Convenciones Colectivas de Trabajo N° 14.250, que dictan, entre otras cosas, cómo se llevarán a cabo las negociaciones salariales y laborales. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo específico que agrupa a las empresas según los sectores industriales y los sindicatos. Los empleadores argentinos, tanto en el sector público como privado, han experimentado una presión considerable de sus empleados y organizaciones laborales para aumentar significativamente los salarios y proporcionar beneficios adicionales a los empleados. Debido a los altos niveles de inflación, los empleados y las organizaciones laborales están exigiendo aumentos salariales significativos. En el pasado, el gobierno argentino aprobó leyes, reglamentos y decretos que exigen que las empresas del sector privado mantengan los niveles del salario mínimo y proporcionen beneficios específicos a los empleados.

En el futuro, el gobierno podría tomar nuevas medidas que requieran aumentos salariales o beneficios adicionales para los trabajadores y la fuerza laboral y los sindicatos pueden ejercer presión para lograr dichas medidas. Cualquier incremento en los beneficios salariales o laborales podría originar costos adicionales y una reducción de los resultados de las operaciones para las empresas argentinas, incluidos nosotros. Los reclamos laborales en el rubro gasíferos son los habituales en la Argentina y no puede garantizarse que no se experimentará interrupciones de trabajo organizadas y paros laborales en el futuro.

Adicionalmente, la Sociedad no mantiene una cobertura de seguro por interrupciones de la actividad originadas por medidas de los trabajadores, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de sus operaciones.

Riesgos relacionados con exigencias medioambientales

La Compañía estima que sus operaciones se ajustan en forma sustancial a las leyes y regulaciones relativas a la protección del medio ambiente actualmente vigentes en la Argentina, tal como estas leyes han sido históricamente interpretadas y aplicadas. Sin embargo, las autoridades locales, provinciales y nacionales están tendiendo a incrementar las exigencias previstas en las leyes aplicables y a la implementación de pautas ambientales en muchos sentidos comparables con aquellas actualmente vigentes en los Estados Unidos de Norteamérica y en países de la Unión Europea.

Riesgos relacionados con las Acciones

Es posible que los inversores no puedan vender sus acciones Clase B en el momento o al precio que se proponen por no haber un mercado activo o líquido.

Con anterioridad a la Oferta, no había un mercado público para las acciones de la Sociedad. DGCE solicitará las autorizaciones de listado y negociación de las acciones al ByMA. No puede garantizarse la liquidez en cualquier mercado que se desarrolle para las acciones, o el precio al cual podrán venderse las mismas.

La inversión en valores negociables de emisores ubicados en países emergentes, como Argentina, generalmente representa mayores niveles de riesgo en comparación con la inversión en títulos valores emitidos en países cuyas situaciones política y económica son más estables y, en general, tales inversiones se consideran especulativas por naturaleza. Además, si no se desarrolla un mercado público activo para las acciones de la Sociedad en el ByMA tras la finalización de esta Oferta, el precio de mercado y la liquidez de sus acciones pueden verse afectados de manera adversa y significativa.

El precio de oferta pública inicial para las acciones de la Sociedad se determinará mediante negociación entre la Sociedad y los suscriptores basada en varios factores, y el precio de negociación de las acciones de la Sociedad después de esta Oferta puede disminuir por debajo del precio de la oferta pública inicial. Como resultado, los inversores pueden experimentar una disminución significativa en el precio de mercado de las acciones de la Sociedad.

Si los analistas financieros o de la industria no publican o dejan de publicar investigaciones o informes sobre la Sociedad, su negocio, o su mercado, o si modificaren las recomendaciones respecto de sus acciones negativamente, el precio de las acciones de la Sociedad y el volumen de negociación podría disminuir.

El mercado de negociación de las acciones de la Sociedad está influenciado por la investigación y los informes que la industria o los analistas financieros podrían publicar sobre la Sociedad, su negocio, su mercado o sus competidores. Si alguno de los analistas que podrían reportar sobre la Sociedad realiza modificaciones negativas en sus recomendaciones respecto de las acciones de la Sociedad, o proporciona recomendaciones relativamente más favorables respecto de sus competidores, el precio de las acciones de la Sociedad probablemente declinaría. Si algún analista que reporta sobre la Sociedad dejara de ofrecer dicha cobertura o dejara de publicar informes sobre la Sociedad con regularidad, ésta podría perder visibilidad en los mercados financieros, lo que a su vez podría provocar que el precio de las acciones de la Sociedad o su volumen de operaciones disminuya.

La relativa volatilidad e iliquidez de los mercados de valores de Argentina podría limitar sustancialmente la capacidad de los inversores para vender las acciones al precio y en el momento que se lo propongan.

Invertir en títulos valores que negocian en mercados emergentes, como Argentina, involucra a menudo un mayor riesgo que invertir en títulos de emisores de otros mercados. El mercado de valores argentino es sustancialmente más pequeño, menos líquido, más concentrado y puede ser más volátil que otros mercados de valores más importantes. Existe también una concentración significativamente mayor en el mercado de títulos valores argentinos que en la mayoría de los mercados de valores más importantes del mundo. Al 29 de diciembre de 2017 las diez sociedades argentinas más grandes en términos de capitalización de mercado representaron aproximadamente el 55% de la capitalización total del mercado del ByMA respecto de sociedades argentinas. Por lo tanto, la capacidad de los inversores para vender sus acciones a un precio y en el momento en que se lo proponen podría verse sustancialmente limitada.

Distribución de Dividendos

De conformidad con la ley argentina, la declaración y pago de dividendos será determinada por los accionistas en una asamblea ordinaria de accionistas. En caso de no haber fondos disponibles en forma legal para efectuar pagos de dividendos o de no haber montos líquidos suficientes, la mayoría de los accionistas en asamblea ordinaria podría resolver no distribuir tales dividendos, lo que podría afectar las expectativas de inversión de los inversores.

En tanto Inversora de Gas del Centro S.A. ejerza el control de la Sociedad, podrá determinar la política de dividendos de la Sociedad, cuyos intereses en la distribución de dividendos podría diferir de los intereses de otros accionistas.

ENARGAS podría establecer modificaciones regulatorias que afecten o restrinjan futuros dividendos por parte de la Sociedad o requerir cambios de criterios de valuación que tengan impacto en las utilidades a ser distribuidas, lo que podría afectar las expectativas de inversión o retorno de los inversores. Adicionalmente, por discrepancia en los criterios de valuación de los activos fijos (propiedad, planta y equipo) tomada en cuenta para el cálculo tarifario en relación con la evidenciada en los estados contables, podría existir discrepancia en la información sobre futuras utilidades esperadas de la Sociedad, sujeta a regulación de Enargas.

Puede suceder que la Sociedad emita acciones adicionales, y ello puede derivar en la dilución de las acciones emitidas

La Sociedad podría emitir acciones adicionales. Los fondos adicionales obtenidos mediante dicho aumento de capital pueden llegar a diluir la participación de los accionistas que no ejerzan el derecho de suscripción preferente.

Las sociedades no argentinas que sean tenedoras directas de las Acciones podrían no estar en condiciones de ejercer sus derechos como accionistas a menos que se encuentren registradas en la Argentina

Bajo ley argentina, las sociedades extranjeras que sean propietarias de acciones de una sociedad argentina deben estar registradas ante el Registro Público correspondiente, como por ejemplo la IGJ, para poder ejercer ciertos derechos como accionistas, incluidos sus derechos de voto. Si el inversor posee Acciones y es una sociedad extranjera no registrada ante la IGJ, su capacidad para ejercer sus derechos como tenedor de las Acciones podría verse limitada. En tal sentido, la IGJ ha establecido que, en caso que una sociedad extranjera que participa en una sociedad local no se encuentre registrada, los actos de dicha sociedad participada por sociedades del exterior no serán inscribibles, si los votos emitidos por las sociedades del exterior fueron determinantes, por sí solos o en concurrencia con los de otros participantes, para la formación de la voluntad social.

La Sociedad continuará siendo controlada por Inversora de Gas del Centro S.A., cuyos intereses podrían diferir de los intereses del resto de los accionistas de la Sociedad

Asumiendo la íntegra colocación de la Oferta, Inversora de Gas del Centro S.A. será titular del 51% de las acciones en circulación de la Sociedad (100% de las Acciones Clase A) y por ende del 51% de los derechos de voto de la Sociedad.

En tanto Inversora de Gas del Centro S.A. sea tenedor de la mayoría de las acciones con derecho a voto en la Sociedad, seguirán controlando la voluntad social de la Sociedad y por ende el destino de la misma. Eso permitirá a Inversora de Gas del Centro S.A., entre otros derechos y facultades e independientemente del consentimiento de los otros accionistas de la Sociedad:

- elegir y distribuir los cargos en el directorio de la Sociedad;
- controlar la administración de la Sociedad;
- determinar el resultado de la mayoría de las operaciones de la Sociedad sometidas a aprobación de los accionistas, inclusive fusiones con otras sociedades o adquisiciones, ventas de todos o de la mayoría de los activos de la Sociedad, etc.
- Aprobar o no el pago de dividendos.

Los intereses de Inversora de Gas del Centro S.A. en tales decisiones podrían diferir o no coincidir con los intereses de los demás accionistas de la Sociedad.

Posible responsabilidad de los accionistas por ciertos actos societarios

La responsabilidad de un accionista por las pérdidas de la Sociedad se limita generalmente al valor de su tenencia accionaria en dicha sociedad. Sin perjuicio de ello, de acuerdo con la LGS, los accionistas que voten en favor de una resolución posteriormente declarada nula por un tribunal por ser contraria a las leyes argentinas o al estatuto social de una sociedad, podrán ser considerados solidariamente responsables por los daños y perjuicios causados a dicha sociedad, a otros accionistas o a terceros resultantes de dicha resolución. Aunque el tema es dudoso, un tribunal argentino no debería considerar a un accionista no controlante (como sería el caso de un inversor), como responsable si dicho accionista vota favorablemente dicha resolución de buena fe o de conformidad con la opinión de un asesor legal que hubiera dictaminado que la resolución propuesta no es contraria a la ley argentina o al Estatuto Social de la Sociedad.

INFORMACIÓN SOBRE LA SOCIEDAD

(a) Descripción general de la Sociedad

DGCe opera bajo las leyes de la Argentina, siendo una sociedad anónima en los términos de la Sección V, Capítulo II de Sociedades en Particular, de la LGS. Se encuentra inscripta en Registro Público de la Capital Federal bajo el N° 11.671, del Libro 112, Tomo A de Sociedades Anónimas, fecha 1 de diciembre de 1992.

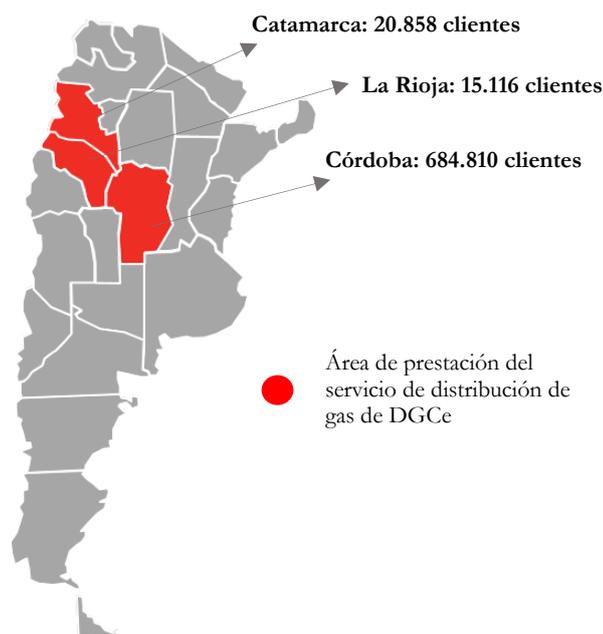
Su domicilio legal es en Avenida Presidente Figueroa Alcorta N° 7174, 3° piso, (C1428BCU) CABA, Argentina. El número de CUIT es 33-65786527-9; el número telefónico es: (+5411) 5295-3107, el número de fax: (+5411) 5295-3110, su página web es www.ecogas.com.ar y su domicilio especial electrónico es gaf@ecogas.com.ar.

Inversora de Gas del Centro S.A. (“Inversora”) ejerce el control de la Sociedad en los términos del Art. 33° de la LGS al poseer el 51% del capital ordinario y de los votos posibles en las asambleas de accionistas. El objeto social exclusivo de Inversora es la realización de actividades de inversión, a cuyo fin podrá adquirir participaciones en empresas y sociedades constituidas o a constituirse, cualquiera fuera su objeto, siempre de acuerdo a lo establecido por el Art. 30° de la LGS, quedando excluidas del objeto social las actividades que prescribe la Ley de Entidades Financieras N° 21.526 o las que en el futuro la reemplacen. Su domicilio es Av. Presidente Figueroa Alcorta N° 7174, 3° piso, (C1428BCU) CABA, Argentina.

El PEN, por medio del Decreto N° 2.454/1992 del 18 de diciembre de 1992, otorgó a DGCE la licencia para prestar el servicio público de distribución de gas natural por redes en las provincias de Córdoba, Catamarca y La Rioja, por un plazo de 35 años a contar a partir de la fecha de toma de posesión (28 de diciembre de 1992) con opción a una prórroga de 10 años más. Finalizado el período de 35 o 45 años, según corresponda, la Ley del Gas exige que se lleve a cabo una nueva licitación para la Licencia, en la cual la Sociedad tendrá la opción, si se ha cumplido con todas las obligaciones establecidas, a igualar la mejor oferta presentada al PEN por un tercero.

La siguiente tabla muestra los principales indicadores de DGCE:

Principales Datos de DGCE	31/12/2017	31/12/2016
Clientes	720.784	714.013
Área de servicio	357.603 km ²	357.603 km ²
Localidades abastecidas	125	125
Infraestructura:		
Redes y gasoductos	16.630 km	16.357 km
Plantas reguladoras	296	286
Plantas compresoras	1	1
Equipos rectificadores	289	286
Odorizadores	104	21
Vehículos	108	94
Empleados en nómina	377	348
Empleados FTE	335	300
Market Share (% del gas distribuído)	8,0%	8,4%



Fuente: DGCE

DGCe opera bajo la marca comercial Ecogas (que comparte con Distribuidora de Gas Cuyana S.A.), y su área de servicio abarca una extensión de 357.603 km², participando en aproximadamente el 8,0% del total de gas entregado por el conjunto de las distribuidoras de gas natural del país, prestando servicios a un total de 720.784 clientes al 31 de diciembre de 2017, lo que representa el 8,3% de los clientes totales del país.

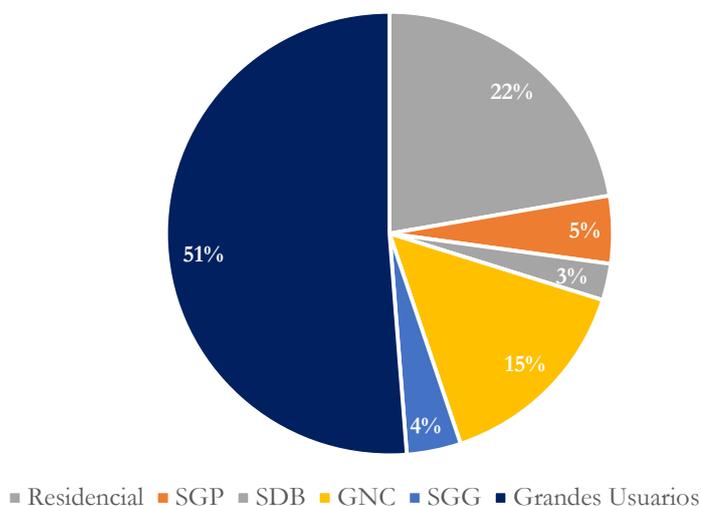
La actividad de la Sociedad se encuentra regulada y fiscalizada por el ENARGAS. Este organismo tiene amplia autoridad regulatoria sobre la industria de distribución y transporte del gas, incluyendo la determinación de la tarifa percibida por DGCE. Las tarifas son fijadas durante el proceso de RTI en función del esquema conocido como *price-cap* o precios máximos por períodos de cinco años. Las tarifas autorizadas deben ser suficientes para permitir que la distribuidora obtenga ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y obtenga un retorno razonable sobre el capital invertido, similar al de otras actividades de riesgo equiparable o comparable. Por otro lado, deben reflejar los progresos en la eficiencia de la Sociedad.

DGCe, en función de la categoría de servicio del cliente correspondiente, factura y cobra los tres componentes que integran la tarifa: el costo del gas, el costo del servicio de transporte y el margen de distribución. A los tres componentes mencionados se les agrega los impuestos que correspondan, entre ellos: impuesto al valor agregado, impuesto a los ingresos brutos, contribuciones municipales y otras tasas. El costo del gas, el costo del servicio de transporte y los impuestos, excepto el impuesto a las ganancias se incluyen en el esquema regulatorio según el concepto de *pass-through*.

DGCe adquiere gas (para los clientes que lo requieren) de varios productores de gas entre ellos: YPF, Energía Argentina S.A. (“ENARSA”), PAE, Total Austral S.A. de las cuentas neuquina y norte, y se encuentra conectada al sistema de gasoductos de Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”).

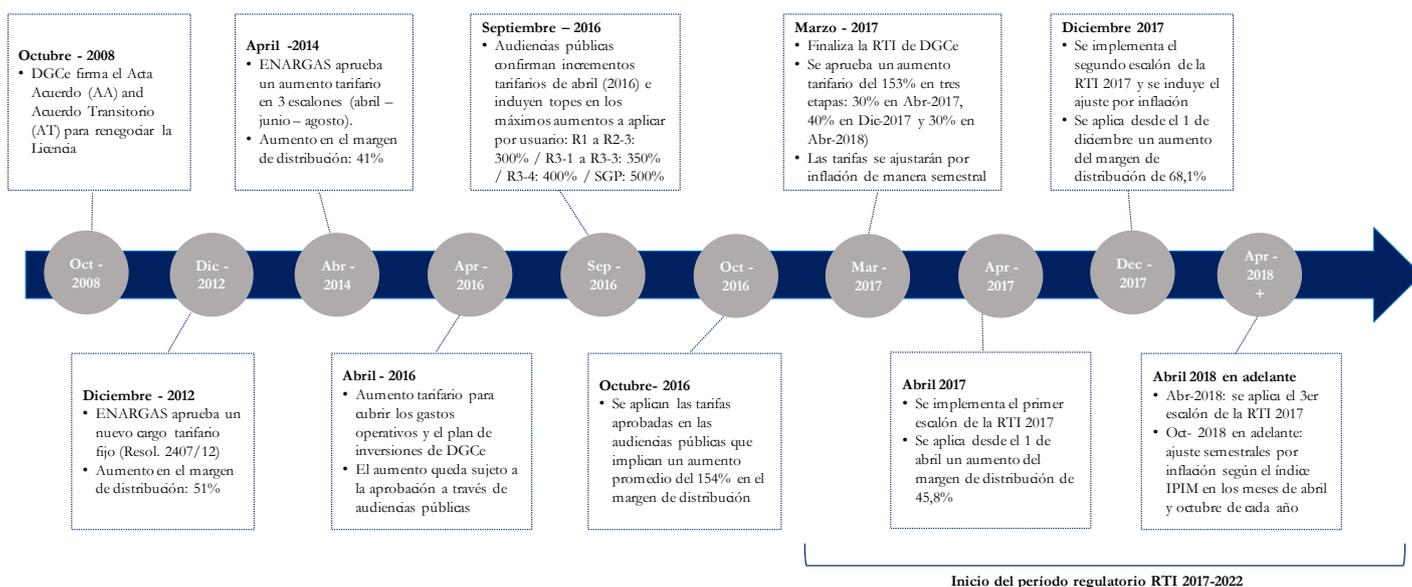
Los clientes de DGCe se dividen en categorías en función del consumo de gas anual y el tipo de servicio contratado. Los clientes residenciales, servicios generales (“SGP”) y subdistribuidores (“SDB”) adquieren a DGCe el gas, el servicio de transporte y el de distribución y en conjunto, son denominados la “Demanda Prioritaria” dada su prioridad en abastecimiento frente a las restantes categorías de usuarios. Los clientes Servicios Generales P (grandes) y Grandes Usuarios (entre ellos se encuentran diferentes tipos de industrias tales como usinas, cementeras, alimenticias) sólo el servicio de distribución y transporte, dado que el gas lo adquieren directamente de los productores, en tanto que las estaciones de GNC tienen la opción de adquirir el gas a la distribuidora. El gráfico a continuación ilustra la participación de cada tipo de cliente en el gas entregado por la Sociedad durante el año 2017.

Participación en el volumen de gas entregado durante el 2017 según categoría de usuario



Fuente: ENARGAS

Las tarifas de la Sociedad han sido ajustadas en diferentes etapas desde el año 2012 en adelante acumulando al 31 de diciembre de 2017 un aumento acumulado del 1225%.



Durante el transcurso del año 2016 y 2017 DGCe finalizó con éxito el proceso de RTI 2017, con inicio en la Resolución MEyM 31/2016 y concluyendo con la aprobación de los nuevos cuadros tarifarios de la Resolución ENARGAS 4.359/2017 a partir del 1 de abril 2017.

La RTI 2017 permitió que, luego de más de quince años de atraso tarifario, se normalice el marco regulatorio de la industria del gas y, a su vez, se otorgue previsibilidad a los ingresos e inversiones necesarias para la prestación del servicio.

A los fines de una implementación gradual y progresiva del aumento tarifario, el ENARGAS aplicó en forma escalonada los cuadros tarifarios resultantes de la RTI 2017, conforme a la siguiente progresión: 30% del incremento a partir del 1 de abril de 2017; 40% del incremento a partir del 1 de diciembre de 2017 y el 30% restante a partir del 1 de abril de 2018. En consecuencia, a partir del 1 de abril de 2018, DGCE podrá cobrar a sus clientes la tarifa total resultante del proceso de RTI. Dado que las tarifas se fijan por un período de cinco años (del 1 de abril de 2017 al 30 de marzo de 2022) y la implementación gradual realizada durante el primer año regulatorio, se incluirá una compensación especial al momento de aplicarse el tercer escalón tarifario para así no afectar el nivel de ingresos previstos para el quinquenio como resultado de la RTI, considerando el efecto financiero correspondiente.

El aumento total del margen de distribución determinado en el proceso de la RTI es del 152,7%. El 1° de abril del 2017 se implementó el primer escalón del aumento que representó aproximadamente un 45,8% de aumento, y el 1° de diciembre de 2017 se aplicó el segundo escalón con un incremento del 68,06% el cual incluye el ajuste semestral por inflación para mantener la tarifa en términos constantes.

A lo largo de sus 25 años de operación, la Sociedad ha incrementado significativamente su base de clientes, pasando de 277.785 clientes a 720.784 a fines de 2017, es decir un 159% de aumento, lo que implica un crecimiento anual promedio de 3,90%. Asimismo ha expandido significativamente el tamaño de su red en un 127%, al pasar de 7.322km al inicio de operaciones a 16.630km al mes de diciembre de 2017, siempre manteniendo una prestación segura y confiable del sistema en la segunda región con mayor cantidad de habitantes del país.

En la provincia de Córdoba se estima, según el INDEC, que viven 3.645.321 personas, en Catamarca 404.433, y en la provincia de La Rioja 378.047. Estas zonas poseen una amplia capacidad de crecimiento fruto de la aún baja cobertura actual de la red de gas sobre el total de viviendas, la cual alcanza sólo al 49% de las mismas. La Sociedad espera poder expandir su base de clientes producto de las nuevas inversiones comprometidas por DGCE en el marco de la RTI 2017 y de las inversiones a ejecutar por el Gobierno de Córdoba. Estas obras permitirán eliminar las actuales restricciones de capacidad del sistema de distribución y extender el servicio de distribución de gas natural en 238 localidades, las cuales podrían representar alrededor de 359.000 clientes adicionales para DGCE.

La gran demanda y dependencia del gas en Argentina se refleja en su matriz energética, en la cual el gas representa el 50%. A su vez, se espera para los próximos años un importante incremento de la oferta de gas fruto del desarrollo de las inversiones en el segmento de *upstream* que han comenzado a intensificarse. Por el lado de la demanda y como consecuencia de la recuperación económica y la liberación de las actuales restricciones, se espera un incremento de la misma por parte tanto de los grandes clientes de la Sociedad como del consumo representado en la Demanda Prioritaria.

(b) Información Financiera Seleccionada (cifras expresadas en miles de pesos, salvo porcentajes)

La siguiente tabla exhibe cierta información financiera seleccionada para los ejercicios indicados.

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Ventas Brutas	3.656.921	2.212.689	757.188	597.247
Margen de Distribución ⁽¹⁾	1.208.313	362.716	160.620	201.769
Margen de Distribución %	33%	16%	21%	34%
EBITDA⁽²⁾	780.255	86.751	(17.958)	70.597
Margen de EBITDA %	21%	4%	(2%)	12%
Resultado Neto	770.504	141.631	18.408	78.495
CAPEX	276.554	317.524	77.379	63.855

(1) Margen de Distribución es calculado como las ventas totales menos el costo de compra de gas y de transporte.

(2) El EBITDA es calculado como el resultado neto del período, excluyendo intereses, impuesto a las ganancias, depreciaciones y amortizaciones.

La siguiente tabla presenta la apertura de las ventas totales por categoría de clientes para cada uno de los períodos económicos indicados:

<i>en miles de pesos</i>	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Residenciales, Servicios Generales P, Subdistribuidores	2.457.347	1.134.528	655.968	501.004
GNC	791.549	884.326	23.289	21.197
Grandes clientes	277.856	137.766	49.836	48.649
Otros	130.169	56.069	28.095	26.397
Ventas Brutas Totales	3.656.921	2.212.689	757.188	597.247

(c) Historia y desarrollo de la Sociedad

DGCE fue constituida el 24 de noviembre de 1992 por el Gobierno Argentino como parte del proceso de privatización de GdE. El PEN, por medio del Decreto N° 2.454/1992 del 18 de diciembre de 1992, otorgó a la Sociedad la licencia para prestar el servicio público de

distribución de gas natural por redes en las provincias de Córdoba, Catamarca y La Rioja, por un plazo de 35 años contados a partir de la fecha de toma de posesión, 28 de diciembre de 1992, con opción a una prórroga de 10 años.

Hasta entonces, GdE transportaba y distribuía casi la totalidad del gas natural que se consumía en el país. La privatización de GdE consistió en la creación de dos empresas de transporte y ocho de distribución de gas, incluyendo a la Sociedad.

El 28 de diciembre de 1992 se firmó y entró en vigencia el contrato de transferencia de las acciones representativas del 90% del capital social de la Sociedad, celebrado entre el EN, GdE. e Inversora de Gas del Centro S.A., que es el consorcio adjudicatario de la licitación. En dicha fecha, GdE. transfirió a la Sociedad los activos afectados al servicio licenciado, netos de pasivos, como aporte irrevocable de capital en los términos de los Decretos PEN N° 1.189/1992 y 2.454/1992. El 29 de diciembre de 1992 se llevó a cabo la toma de posesión efectiva de las instalaciones y la Sociedad inició sus operaciones. Ver “Marco Regulatorio del Sector Gasífero en la Argentina” del presente.

La Sociedad se encuentra regulada por el ENARGAS. Este organismo tiene amplia autoridad regulatoria sobre la industria de distribución y transporte del gas, incluyendo la determinación de la tarifa. La tarifa de distribución debe ser suficiente para permitir que la Sociedad obtenga un retorno razonable sobre el capital invertido, similar al de otras actividades de riesgo equiparable o comparable, debiendo además reflejar los progresos en la eficiencia de la Sociedad. El ENARGAS es responsable de la revisión y el ajuste periódico de la tarifa de distribución, de acuerdo con las políticas establecidas por la Ley de Gas y la Licencia correspondiente. Ver “Marco Regulatorio del Sector Gasífero en la Argentina” del presente.

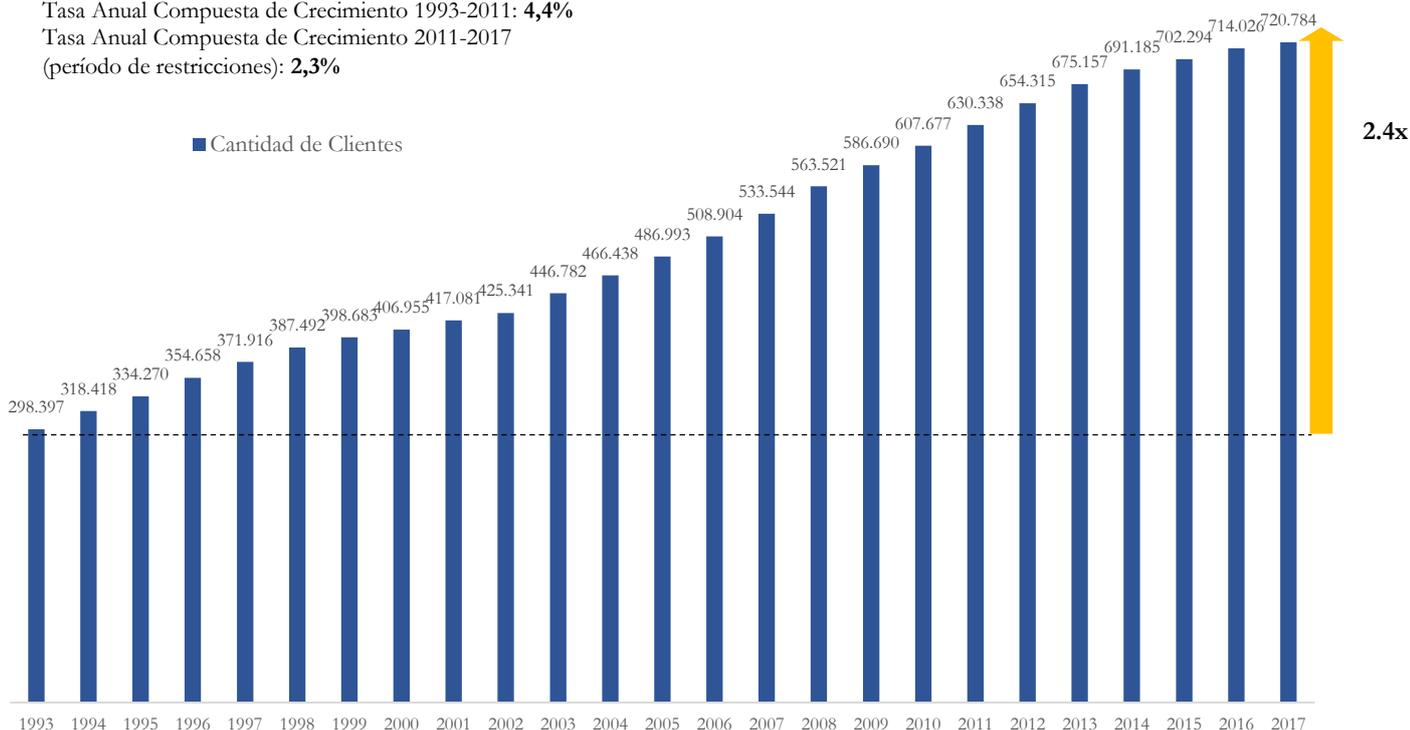
El servicio de distribución de gas natural por redes requiere de una gran infraestructura fija conformada, entre otros, por gasoductos, ramales de alta presión, cámaras reductoras de presión, plantas compresoras, cámaras odorizadoras del gas, instrumentos y equipos de medición, redes de distribución de media y baja presión que llevan finalmente el gas hasta la casa de cada cliente. Existen también localidades donde no reciben el servicio de distribución de gas a través de un gasoducto, sino que el gas es trasladado en camiones y luego inyectado en la red de baja presión de la localidad; estos son los llamados “gasoductos virtuales”. Tal es el caso de ciertas localidades del interior de La Rioja (Chilecito, Aimagasta, Villa Unión, Chepes y Chamental). La infraestructura operada por DGCE está compuesta principalmente por:

- 16.630 km. de redes y gasoductos;
- 296 plantas reguladoras (“PRPs”);
- 289 equipos rectificadores;
- 104 odorizadores;
- 1 planta compresora; y
- 108 vehículos

La red operada por DGCE ha tenido un gran crecimiento desde el inicio de operaciones en 1992 aumentando exponencialmente la cantidad de clientes conectados a su red. El siguiente gráfico presenta la evolución de la cantidad de clientes desde el inicio de operaciones hasta diciembre de 2017.

Evolución Cantidad de Clientes - DGCE

Tasa Anual Compuesta de Crecimiento 1993-2016: **4%**
 Tasa Anual Compuesta de Crecimiento 1993-2011: **4,4%**
 Tasa Anual Compuesta de Crecimiento 2011-2017
 (período de restricciones): **2,3%**



Fuente: DGCE

Hasta el año 2011, la tasa anual compuesta de crecimiento de los clientes medida desde el año 1993 ha sido del 4,4%. Desde el 2011, el congelamiento tarifario y la falta de inversiones de expansión y potenciamiento, han derivado en restricciones a la inclusión de nuevos clientes. En ciertas zonas de ciudades como por ejemplo Córdoba, las redes han llegado a un nivel de saturación lo cual ha causado la necesidad de restringir nuevas conexiones a la red de DGCE. En consecuencia, la tasa anual de crecimiento en los últimos seis años es del 2,3%.

Luego de la normalización del marco regulatorio producido por la RTI 2017, las inversiones comprometidas por DGCE y las que se encuentra ejecutando la Provincia de Córdoba, se espera un aumento en la tasa de incorporación de clientes.

(d) Estrategia de Crecimiento y Desarrollo Tecnológico de la Sociedad

El objetivo comercial de la Sociedad es, dada la normalización del marco regulatorio y esquema tarifario, maximizar los resultados esperados manteniendo los estándares de seguridad que han caracterizado a DGCE, buscando:

- 1) Incrementar la base de clientes residenciales y de grandes usuarios de acuerdo a:
 - i. las inversiones que realiza DGCE en el período 2017-2022 en línea con el plan aprobado por el ENARGAS en la RTI 2017;

Monto Anual de erogaciones asociadas al Plan de Inversiones Obligatorias a ejecutar en el quinquenio⁽¹⁾

Años Regulatorios	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<i>AR\$ MM 2016 (2)</i>	244,36	416,39	361,25	262,44	186,58
Total Quinquenio	1.471,02				

(1) El monto de las Inversiones Obligatorias se encuentra expresado en pesos a valores de diciembre de 2016. Por lo tanto, el monto de las inversiones no ejecutadas al fin de cada semestre se actualizará utilizando la misma metodología y los mismos índices de precios que los aplicados para la adecuación semestral de las tarifas.

(2) El plan de inversiones obligatorias originalmente aprobado en la RTI incluyó el monto de la asistencia económica transitoria dispuesta por la Resolución MINEM N° 312/2016 sumado a la rentabilidad y a la amortización que la misma generaba, y que en total ascendía a \$ 613,99 millones. Los montos detallados en la tabla incluyen lo definido por la Resolución ENARGAS N° 128/2017, que implementa el segundo escalón del aumento de la RTI, la cual establece que, habiéndose verificado la falta de otorgamiento de dicha asistencia, deberá procederse a recategorizar dicho monto de \$ 613,99 millones de inversiones obligatorias a inversiones complementarias, con el correspondiente impacto en tarifas, todo ello a implementarse en oportunidad del próximo ajuste semestral del 1° de abril de 2018, previa consideración en Audiencia Pública.

- ii. las inversiones que realizan las provincias y municipios del área de influencia de DGCE, fundamentalmente Córdoba, para incrementar la cobertura de la red de gas a sus habitantes. En este sentido, el Gobierno de Córdoba se encuentra ejecutando el Programa Integral de Infraestructura Gasífera por un monto de aproximadamente AR\$ 13.000 millones que tiene por objetivo incrementar de 112 a 298 las localidades abastecidas lo cual implica duplicar las instalaciones de infraestructura gasífera (pasando de 2.800 a 5.743 km de gasoductos) generando un potencial de aproximadamente 359.000 nuevos clientes para DGCE.
- 2) Incrementar los volúmenes entregados a grandes clientes en función del crecimiento de la red y el crecimiento económico esperado del país.
- 3) Aumentar la calidad y los servicios ofrecidos a los clientes de DGCE y lograr sustanciales eficiencias operativas a través de las inversiones en tecnología que abarcan:
 - a. la instalación de teledispositivos para los usuarios residenciales, que permitirán la medición *on-line* del consumo y la administración de manera remota del corte del suministro como de su reconexión, haciendo más eficientes las tareas de los operarios, optimizando los recorridos y disminuyendo los tiempos de respuesta a los clientes, lo que redundará en un significativo ahorro de costos y disminución de los tiempos de facturación;
 - b. un nuevo *front-end* de atención a los clientes que amplie los servicios ofrecidos como las transacciones disponibles a realizar e incremente la información disponible; y
 - c. la administración automática del mantenimiento de los activos que componen la infraestructura de distribución de DGCE a través del módulo SAP PM.
- 4) Desarrollar negocios no regulados que permitan apalancarse en la estructura y know-how adquirido por DGCE.

La Sociedad apunta a alcanzar este objetivo a través de la implementación de las siguientes estrategias operativas:

En la RTI 2017, DGCE ha comprometido inversiones a ejecutar en los próximos 5 (cinco) años regulatorios (2017-2022) las cuales permitirán: (i) modernizar la infraestructura existente, (ii) liberar restricciones existentes a la actual capacidad de distribución que restringe la posibilidad de incorporar nuevos clientes, (iii) expandir la red de gas actual a zonas sin cobertura, complementadas con las obras a realizar por los gobiernos provinciales y municipales (principalmente, Córdoba).

Por otra parte, la oportunidad de crecimiento económico sostenido que plantea la recuperación económica esperada de Argentina para los próximos años potencia la demanda de gas por parte de los grandes usuarios (usinas e industrias, entre otros) incrementando los requerimientos de los mismos y permitiendo incrementar los negocios y las capacidad contratadas.

El incremento en la inversión, tanto pública como privada, presenta una oportunidad única en la industria energética para el desarrollo de actividades complementarias de servicios que se apalancen en la estructura actual de la Sociedad permitiendo incrementar y a la vez, diversificar su base de ingresos.

La modernización tecnológica, la reorganización, la búsqueda de oportunidades de mejora en todos los ámbitos, el uso prudente y eficiente de los recursos disponibles, la ampliación de la cobertura del servicio de gas natural, y la prestación del servicio dentro de los estándares de seguridad establecidos en las normas que lo rigen, constituyen los pilares sobre los cuales la Sociedad desarrolla su actividad, los que contribuyen a lograr eficiencias y economías de escala.

Desde hace varios años la Sociedad impulsa un importante proceso de transformación y modernización de sus sistemas y de su infraestructura tecnológica en la búsqueda de maximizar la eficiencia en sus operaciones y lograr una mayor calidad y servicio a sus clientes. Las principales áreas que involucran una gran inversión en tecnología son:

- **Medidores Inteligentes (“Smart Metering”):** Para los clientes residenciales y comerciales (SGP) se ha dado inicio al desarrollo de una innovadora solución que permitirá ofrecer a nuestros clientes un servicio de medición remota de su consumo. Los medidores tradicionales o convencionales implican que para la medición del consumo del usuario un inspector debe de manera presencial observar el medidor y calcular, por diferencia con la lectura anterior registrada, el consumo del período. Existen dos variedades de sistemas de mediciones inteligentes cuya aplicación abarcan al segmento de clientes residenciales y comerciales que permitirán cambiar radicalmente el proceso de medición del consumo. Dichos sistemas se diferencian principalmente en la metodología para realizar la medición: (i) totalmente remota: donde el sistema comercial de la distribuidora recibe directamente la información del medidor a través del uso del sistema de telefonía celular (“GPRS”), o ii) parcialmente remoto: a través de un sistema de radio con un dispositivo colector de datos (“*handheld*”).

Los medidores bajo tecnología GPRS generan numerosos beneficios para la operación, entre ellos:

- Permite la recolección de la lectura horaria del consumo de manera automática todos los días, lo cual genera la posibilidad de futura segmentación tarifaria.
- Esta información además de ser útil para la facturación de consumo del cliente permite disponer de una gran cantidad de datos para la elaboración de los perfiles de consumos y su utilización en el estudio del factor de carga obteniendo así la información necesaria para poder realizar proyecciones de demanda.
- Incrementan la información disponible al poder detallar del consumo hora por hora, la comparación de consumos entre distintos períodos, definir alertas de excesos, entre otros.
- Contienen una válvula de corte incorporada al medidor cuya acción se puede programar ante algún evento particular (como por ejemplo, un exceso de consumo) o se puede ejecutar a voluntad y en función de otro evento puntual (por ejemplo, morosidad en el pago o por seguridad). Esto se realiza evitando que personal de DGCE deba concurrir a su domicilio para tomar la lectura de forma manual, cortar el servicio en caso de ser necesario y/o reconectarlo. El corte del mismo y la reconexión de manera remota redundan en eficientizar las operaciones, optimizar los recorridos y disminuir los tiempos de respuesta a los clientes contribuyendo a un significativo ahorro de costos.
- Incluyen un sensor de temperatura con lo cual el cálculo del volumen de gas consumido está compensado por temperatura lo cual da mayor exactitud a la medición.
- Poseen un estándar abierto del protocolo de comunicación con comunicación segura a través del GPRS.
- Cuentan con un sistema antifraude.
- Son de fácil instalación (*Plug & Play*) y las actualizaciones del firmware son realizadas de manera remota.

Los medidores que requieren un sistema de radio o “handheld” (parcialmente remotos) si bien requieren de una persona que realice el recorrido físico o ruta para su medición, el mismo no necesita acceder directamente al nicho en donde se encuentra el medidor (algo que se debe realizar con los medidores tradicionales) lo cual facilita y eficientiza la operación actual. Además, la recolección de datos se puede realizar en movimiento a través de un vehículo motorizado lo que implica un aumento considerable de la productividad en las tomas de lecturas (más aún en las zonas densamente pobladas). A su vez, también permiten la disponibilidad inmediata de los datos a medida que se van recibiendo y por último, pueden ser incorporados sólo mediante un módulo anexo a los medidores tradicionales en uso en la actualidad, así pueden incluirse en simultáneo en rutas de medición con medidores convencionales lo que da una mayor flexibilidad al sistema comercial en el momento inicial de la implementación.

En 2017, el ENARGAS emitió la Resolución 4569/2017 en donde establece una serie de consideraciones técnicas sobre estos medidores y en donde además autoriza su utilización para su utilización para el segmento residencial. DGCE ya adquirió a la fecha 500 telemedidores para su utilización.

- **Telemedición y Telecontrol:** para controlar y monitorear la operación del sistema de distribución, DGCE utiliza el sistema SCADA (proviene del acrónimo Supervisory, Control And Data Acquisition o Supervisión, Control y Adquisición de Datos) el cual permite un alto nivel de control y supervisión de procesos industriales a distancia usando la telemetría.

SCADA posee equipamientos electrónicos distribuidos en sitios o puntos remotos, los cuales son los encargados de transformar variables físicas (tales como presión, temperatura y caudal de gas) en información digital. Luego toda esta información es trasladada a través de vínculos de comunicaciones (enlaces de radio UHF o telefonía celular) a un nodo central donde es recolectada y procesada para luego ser ofrecidas en múltiples herramientas informáticas a disposición de los usuarios.

De esta manera, es una herramienta importante para el soporte de tareas técnicas operativas en redes y gasoductos. El sistema continuamente envía valores de presión, temperatura y caudal de gas en una gran cantidad de puntos en las tres provincias para luego visualizarlos en pantalla, teniendo además la capacidad de generar mensajes de alarma si determinado valor supera límites normales de operación. Además, se cuenta con el monitoreo del estado de posición de válvulas automáticas en gasoductos de alta presión para una detección temprana de un cierre accidental o no previsto de la misma.

SCADA también adquiere los valores de consumo de gas no sólo en la red sino también en grandes industrias, proporcionando información para el análisis y el control del despacho diario de gas. También realiza la adquisición de datos de la composición química del gas por medio de la cromatografía para la posterior aplicación en el proceso de facturación y cumplimiento de normas vigentes. A la vez, el almacenamiento de todos estos datos proporciona una gran cantidad de información estadística para el estudio y proyecciones de nuevas redes y habilitación de nuevos puntos de consumo.

DGCE cuenta con 308 estaciones remotas de SCADA instaladas en su red de distribución al día de la fecha.

Tecnología	Cantidad	Tipo	Alimentación
GPRS	88	Online	Paneles Solares/ Energía 220VCA
Módem	1	Online	Energía 220VCA
Radio	30	Online	Paneles Solares/ Energía 220VCA
GU-GPRS	31	Online	Energía 220VCA
GU-Módem	103	Online	Energía 220VCA
módem	30	Datalogger	Baterías de litio
GPRS	25	Datalogger	Baterías de litio
Total	308		

- **Comercial:** SAP-R3 es la solución estratégica implementada para gestionar todas las funciones administrativas, contables, financieras, de presupuesto y control presupuestario, de mantenimiento técnico, y de recursos humanos. Para el área comercial, la Sociedad prevé finalizar la implementación en marzo de 2018 del sistema SAP ISU para reemplazar el actual sistema. SAP ISU permitirá gestionar más eficientemente las distintas actividades comerciales y técnicas, básicamente relacionadas con: nuevas instalaciones, matriculados, clientes, medición, facturación, cobranzas, gestión de morosos y la integración con otros sistemas de la Compañía.
- **Mantenimiento:** DGCE cuenta con el sistema SAP-PM el cual le permite administrar y controlar de manera automática todas las tareas de mantenimiento y sus programas de reemplazo para los activos que componen la infraestructura de distribución. Ya se encuentra implementado para las Plantas Reguladoras de Presión tanto intermedias como finales, válvulas y la flota vehicular; previendo su implementación para las redes y gasoductos.
- **Servicio al Cliente:** actualmente la Sociedad dispone de un sitio web (el “*front-end*”) en el que los clientes pueden hacer trámites, consultas y reimprimir sus facturas, entre otros servicios. En Diciembre de 2017 DGCE ha lanzado la primera versión de una aplicación móvil para que los clientes puedan realizar consultas, adherir a factura digital y reimprimir sus facturas directamente desde sus teléfonos móviles. A partir de esta primera implementación se prevé ir desplegando nuevas funciones hasta cubrir la totalidad de trámites y consultas.

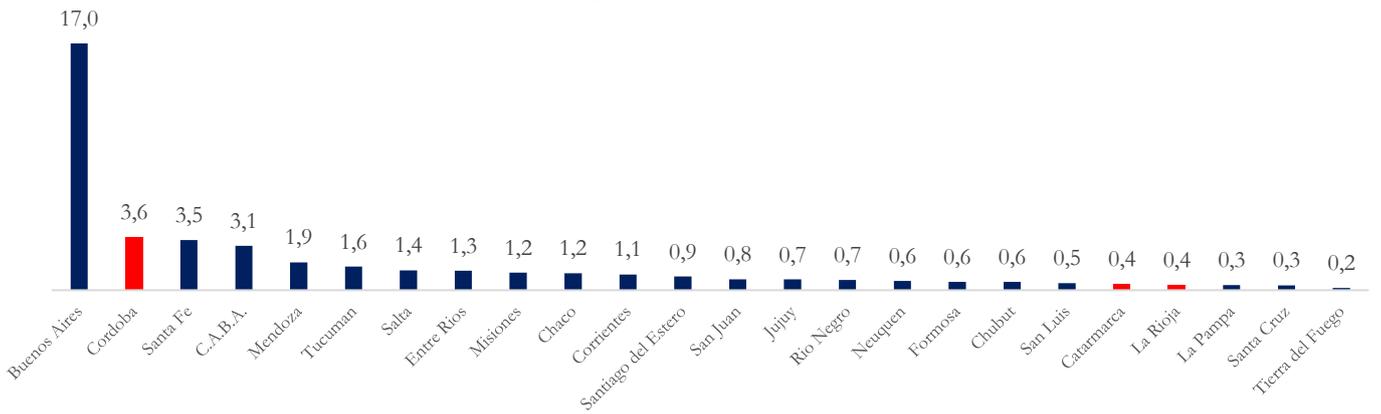
(e) Fortalezas Competitivas

La Sociedad ha logrado recomponer la ecuación económica de la Licencia y se encuentra en la búsqueda de acelerar su crecimiento para lo cual cuenta las siguientes fortalezas competitivas:

Nuevas inversiones posibilitan incrementar la velocidad de incorporación de clientes. Se estima que Argentina posee a la fecha 44 millones de habitantes distribuidos a lo largo de 23 provincias y la CABA. En la zona de cobertura DGCE se estima, según el INDEC, que habitan en la provincia de Córdoba 3.645.321 personas, en Catamarca 404.433, y en la provincia de La Rioja 378.047.

De esta manera, el área de cobertura de la Sociedad representa aproximadamente el 10% del total del país e incluye a Córdoba: la segunda provincia más grande del país, después de la provincia de Buenos Aires (17 millones de habitantes).

Población Argentina 2017 (en millones de personas)



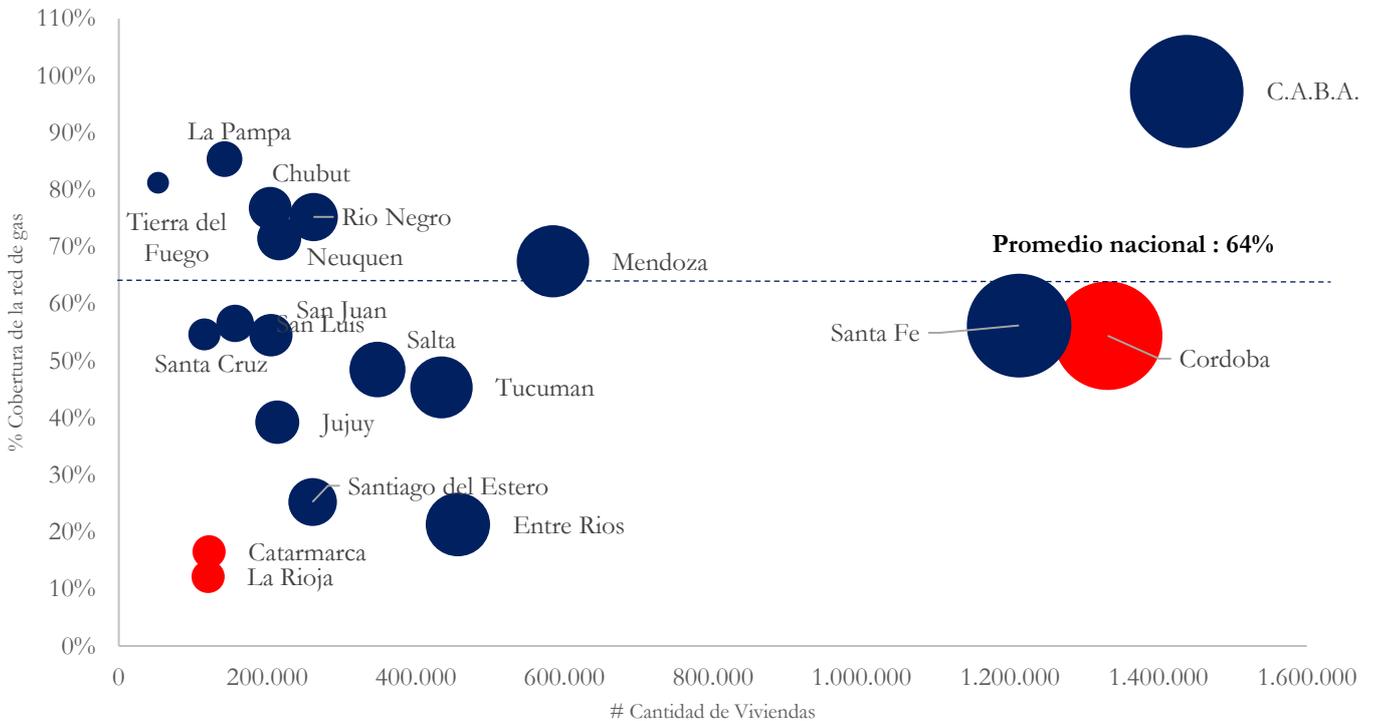
Fuente: Indec

A pesar del significativo crecimiento de la base de clientes desde el inicio de la concesión de DGCE, del tamaño de la población de Córdoba y de la densidad urbana de la misma, solamente el 55% de las viviendas de esta última poseen acceso a la red de gas. De esta manera, Córdoba posee una cobertura de red de gas inferior no sólo a la media nacional sino también a la de provincias significativamente menos pobladas como Mendoza, Neuquén, Río Negro, Chubut, La Pampa y Tierra del Fuego. Posee a la vez menor cobertura que la provincia de Santa Fe (56%) la cual cuenta con un población estimada menor en aproximadamente 191.000 habitantes. Esto se debe principalmente a la falta de obras de expansión durante la última década, en contraposición al crecimiento observado en el servicio durante la década de los 90'.

Algo similar sucede con las provincias de Catamarca y La Rioja, también cubiertas por el servicio de la Sociedad, con una cobertura de gas de sólo el 17% y del 12%, respectivamente. En consecuencia, las zonas de operación de DGCE zonas poseen una amplia capacidad de crecimiento en cantidad de clientes fruto de la baja cobertura de la red actual, la cual alcanza sólo al 49% del total de viviendas.

Es importante mencionar que la media nacional de la Argentina es del 64% (excluyendo a Misiones, Chaco, Corrientes y Formosa) que no poseen redes de gas. El gráfico a continuación exhibe la cobertura de gas de red en función de la cantidad de viviendas en cada provincia, donde el tamaño de cada burbuja correspondiente a una provincia es proporcional al tamaño relativo de su población.

Cobertura de la red de gas y cantidad de viviendas por provincia



Fuente: DGCE en base a INDEC.

Nota: por motivos de escala se excluyó a la Provincia de Buenos Aires que se estima posee 5,8 millones de viviendas y una cobertura de la red de gas del 64%.

Un análisis más detallado de la zona de influencia de DGCE para dimensionar el potencial de nuevos clientes indica que existen 208.601 clientes que hoy no cuentan con conexión a la red de la Sociedad, pero que se encuentra en localidades ya abastecidas por la red de gas y por ende, no requiere de inversiones significativas para su agregado a la red. Esta situación se da, por ejemplo, en la ciudad de Córdoba donde la red se encuentra saturada en su capacidad y no es posible conectar nuevos clientes a pesar de contar con la infraestructura necesaria. Por otra parte, se estima que existen 595.410 viviendas que no pueden acceder al servicio de distribución de gas por redes al no contar con gasoductos, ramales y líneas que conecten a las localidades en cuestión.

Cobertura del servicio de distribución de gas por redes en la zona de DGCE.

Provincia	# Viviendas	Con gas	Sin Gas		% con Gas	% sin Gas
			Con Red	Sin red		
Catamarca	121.685	20.142	8.690	92.853	17%	83%
La Rioja	120.248	14.633	5.584	100.031	12%	88%
Córdoba	1.331.684	734.830	194.327	402.527	55%	45%
Total	1.573.616	769.605	208.601	595.410	49%	51%

Fuente: DGCE en base a INDEC (CENSO 2010 y proyecciones a 2017)

Para suplir este significativo déficit de cobertura, el Gobierno de Córdoba inició en 2017 la ejecución del Programa Integral de Infraestructura Gasífera que tiene por objetivo viabilizar la gasificación de varias regiones del territorio provincial. Dicho programa involucra una inversión que asciende a casi \$ 13.000 millones, que permitirá duplicar las instalaciones de infraestructura gasífera (pasando de 2.800 a 5.743 km de gasoductos), incrementar de 112 a 298 las localidades abastecidas y abarca aproximadamente a 359.000 nuevos clientes para DGCE.

Las obras a realizar por el Gobierno de Córdoba cubren tanto a localidades ya abastecidas por DGCE - por ejemplo la ciudad de Córdoba - las cuales permitirán repotenciar la red y conectar clientes que hasta la fecha se encuentra restringidos, como localidades que no cuentan con cobertura del servicio de la Sociedad.

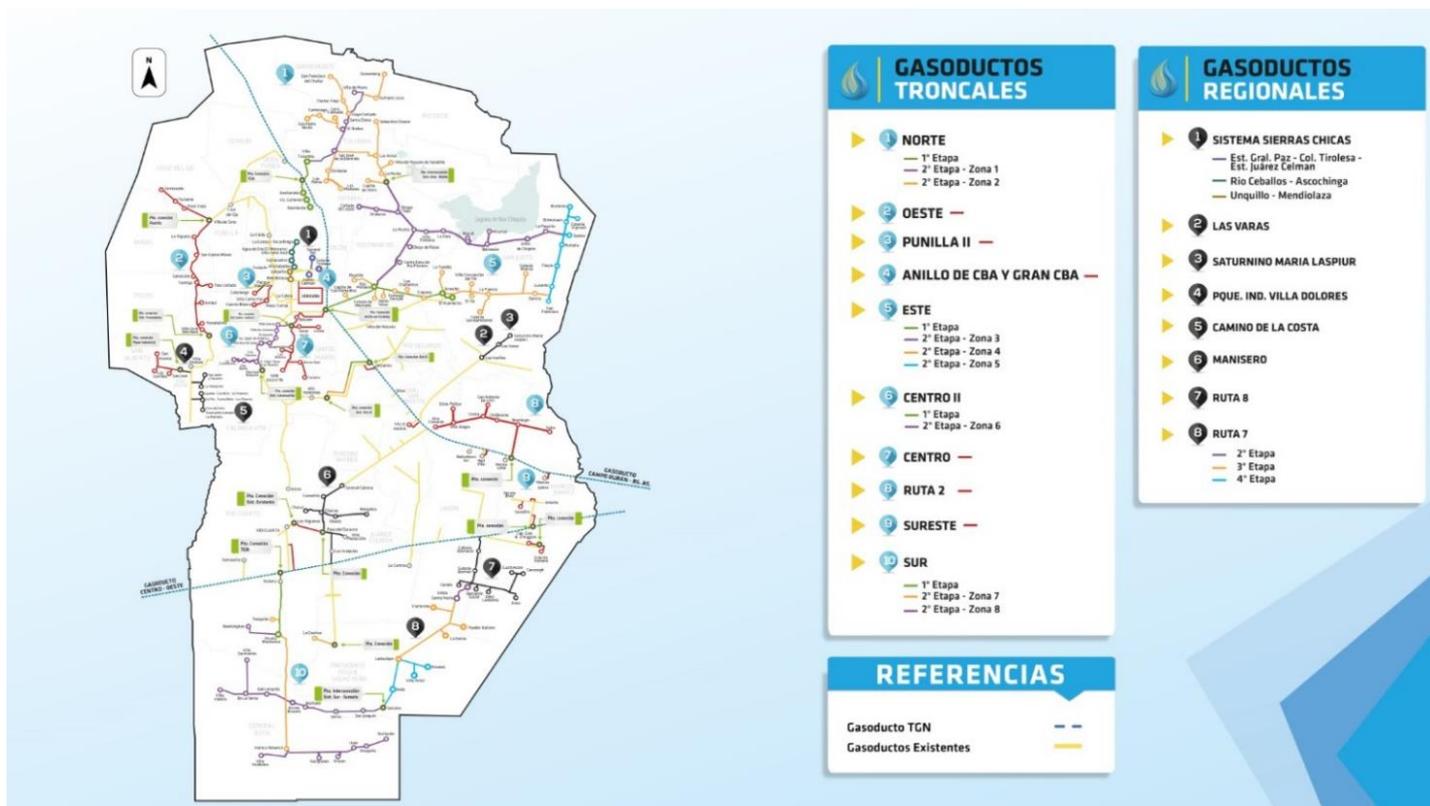
La tabla a continuación incluye un resumen del Programa Integral de Infraestructura Gasífera.

Infraestructura Gasífera	Localidades*	Habitantes beneficiados	Clientes Potenciales	Obra en \$	Plazo (meses)	Km	% de avance (Oct17)
Gasoductos Regionales	63	180.718	70.086	2.195.752.895	-	616	89%
Gasoductos Troncales Sistema Oeste - Ruta 2 - Punilla - Anillo de Córdoba - Centro - Sureste	53	485.467	175.006	2.030.071.325	19	630	68%
1era Etapa Gasoductos Troncales Sistema Norte - Sur - Este - Centro II	24	98.219	36.608	1.887.974.359	10	233	48%
2da Etapa Gasoductos Troncales Norte (Zona 1 - 2) - Sur (Zona 7 - 8) - Este (Zona 3-4-5) - Centro II (Zona 6)	98	205.250	77.324	6.802.370.645	15	1.464	14%
TOTAL	238	969.654	359.024	12.916.169.224		2.943	44%

* Incluye 52 localidades que ya son abastecidas con el servicio de gas, para las cuales las obras implican poder ampliar la cobertura del mismo.

Fuente: Información de la Provincia de Córdoba

El mapa de la provincia de Córdoba a continuación ilustra las obras a realizar en las diferentes zonas de la provincia.



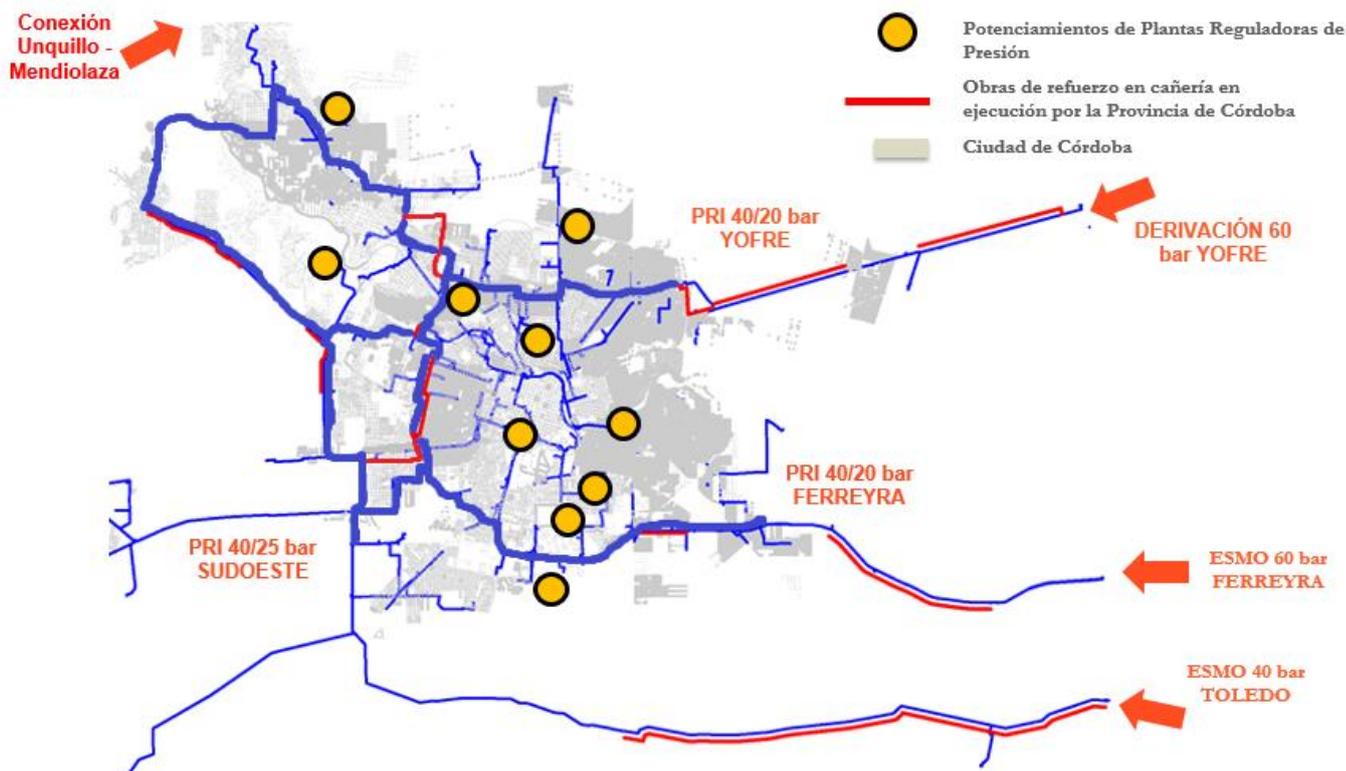
Fuente: Provincia de Córdoba

Dentro del Programa Integral de Infraestructura Gasífera, los Gasoductos Regionales benefician a 63 nuevas localidades, posibilitando el acceso a 180.718 habitantes, industrias y comercios (45.000 clientes potenciales aproximadamente), mediante la instalación de 616 km de gasoductos y 52 instalaciones de superficie, con una inversión aprox. de \$ 2.196 millones. El mismo se encuentra con un grado de avance a diciembre de 2017 del 89%.

Por su parte, el proyecto denominado Gasoductos Troncales beneficia a 175 localidades que representan a 789.000 habitantes, industrias y comercios (se estiman unos 197.000 clientes potenciales aprox.), mediante la instalación de 2.327 km de gasoductos y 182 instalaciones de superficie, con una inversión aprox. de \$ 10.716 millones.

Las obras realizadas dentro del Programa Integral de Infraestructura Gasífera incluyen significativas obras de refuerzo en la ciudad de Córdoba donde las redes han llegado a un límite en su saturación en ciertas zonas lo cual restringe la conexión a nuevos usuarios. El esquema a continuación ilustra las obras de refuerzo en proceso de realización por la Provincia de Córdoba en la zona denominada el “Anillo” de Córdoba para eliminar restricciones a las conexiones de nuevos clientes.

Obras en ejecución en la Ciudad de Córdoba

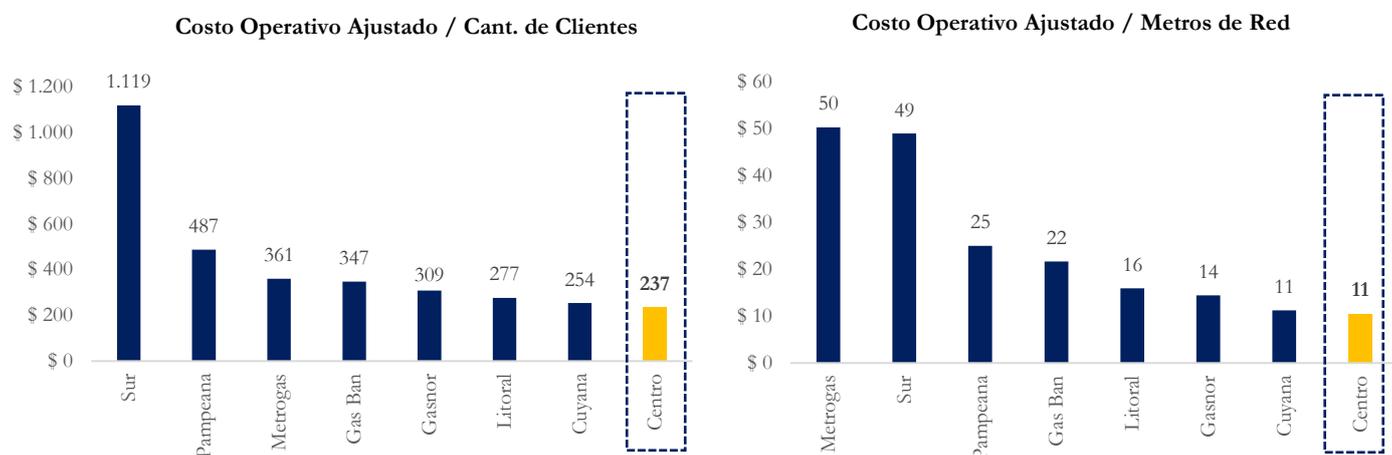


Las inversiones comprometidas por DGCE en el marco de la RTI 2017 junto con las inversiones del Gobierno de Córdoba permitirán eliminar las actuales restricciones de capacidad del sistema de distribución en localidad ya cubiertas por la red como también extender la cobertura del servicio en 238 localidades. De esta manera, se espera incrementar sustancialmente la base de clientes residenciales y comerciales y recuperar la tasa histórica de crecimiento de clientes.

Ausencia de endeudamiento financiero. DGCE ha logrado una sólida posición financiera a través de una generación de flujo de caja operativo positivo y con gestión financiera efectiva. La Sociedad no posee deuda financiera, lo cual le otorga mayor flexibilidad para la administración del cash flow como también mantiene abierta la posibilidad de apalancarse para financiar proyectos de inversión sin disminuir el cash flow disponible para sus accionistas.

Líder en la industria en gestión de costos, eficiencia operativa y atención al cliente. Más de 25 años operando en el negocio de distribución de gas natural le han permitido a DGCE lograr un vasto conocimiento de la industria, optimizando los recursos, mejorando sus métricas operacionales y económicas, obteniendo resultados por encima del resto de los participantes de la industria y posicionándose como una de las empresas más rentables del sector. A continuación se resumen algunas características operativas, de costos y de calidad de DGCE que se desprenden del estudio de comparación frente a compañías de la industria:

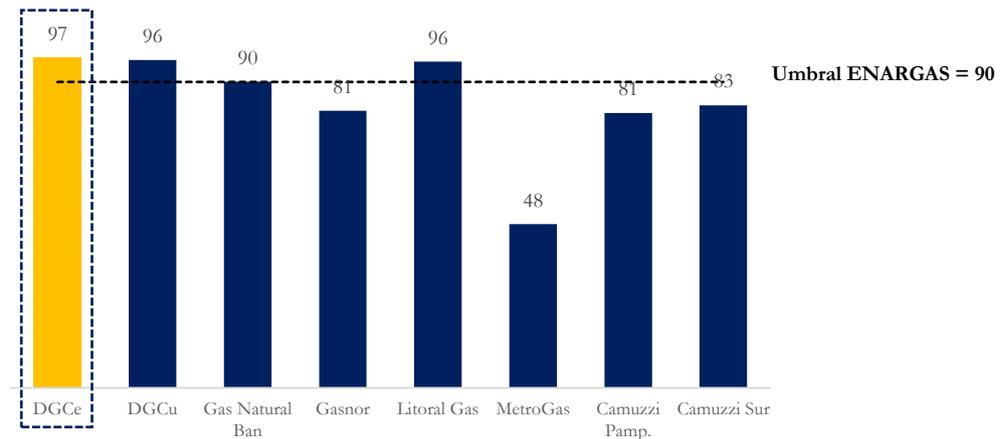
- **Eficiencia en costos:** DGCE se posiciona como la empresa del sector con el menor indicador de costo operativo total (excluyendo amortizaciones e impuesto o tasas, “Costo Operativo Ajustado”) en relación a la cantidad de clientes y longitud de la red de distribución.



Fuente: elaborado por DGCE

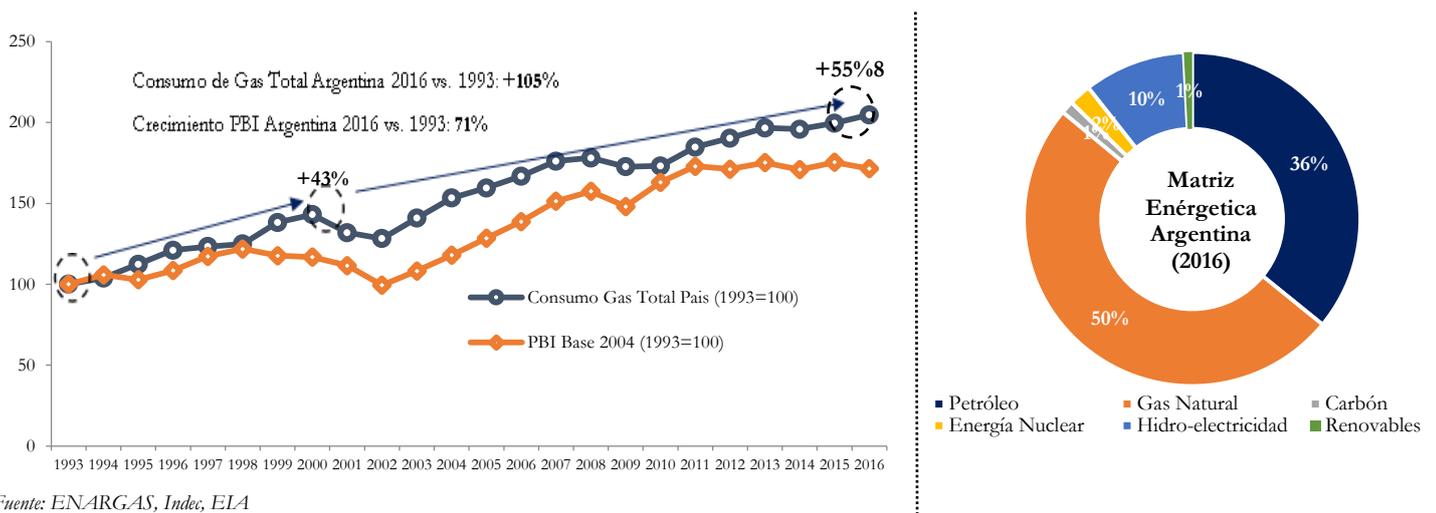
- La consultora Quantum S.A. realizó un estudio de benchmarking sobre una muestra de 31 distribuidoras de Latinoamérica (Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Uruguay), Australia y EEUU. cuyo objetivo fue determinar la eficiencia relativa de cada una de las empresas participantes respecto de la máxima eficiencia alcanzable (denominada Frontera de Eficiencia) con un valor de 100%. Para ello evaluaron diversos modelos que relacionan los gastos de operación y mantenimiento con diferentes variables físicas y económicas, principalmente clientes, ventas, longitud y densidad de la red, dotación de personal y tamaño de las empresas, entre otros. DGCE se posicionó como líder del ranking, con el máximo valor que puede obtenerse (100%), junto a otras dos empresas, una de las cuales es australiana.
- **Atención al Cliente:** para un análisis de la calidad del servicio al cliente se analiza la eficiencia en la respuesta del centro de atención a llamados de los clientes. El ENARGAS requiere un nivel de eficiencia del 90% lo cual implica que al menos el 90% de las llamadas recibidas deben ser atendidas en un lapso menor o igual a 40 segundos. En los últimos seis meses (julio-diciembre) DGCE presenta (junto con Distribuidora de Gas Cuyana S.A.) el mejor indicador de la industria.

Nivel de Eficiencia – Atención al Cliente



Fuente: Adigas

Alto consumo de gas en Argentina. El gas natural en la Argentina es la energía predominante para el consumo y representa más del 50% de la matriz energética. La demanda de gas natural ha aumentado desde inicios de los años noventa (un 43% entre 1993 y el año 2000) y duplicando su nivel en la actualidad. Desde el año 2003 el consumo de gas ha seguido en línea con la recuperación progresiva de la economía argentina. Actualmente, el gas natural es la principal fuente de energía en la matriz energética del país y se espera que se mantenga por encima de estos niveles en los próximos años fruto de la explotación de nuevos yacimientos como Vaca Muerta.



Fuente: ENARGAS, Indec, ELA

Bien posicionada para capturar incrementos de demanda fruto del crecimiento económico. DGCE posee una amplia base de clientes que por su tipo permite diversificar riesgos y beneficiarse del crecimiento económico. DGCE posee más de 830 clientes no residenciales/comerciales compuestos principalmente por industrias cuya demanda de gas, que representa aproximadamente el 55% del volumen total vendido, se encuentra ligada al ciclo económico del país.

La provincia de Córdoba es la segunda más grande del país en términos de población, y se destaca por tener 251 municipios, lo que la diferencia respecto del resto de las provincias del país. Sus características climáticas, topográficas, edáficas y fitogeográficas favorecen varias actividades productivas como la agricultura, la ganadería, la explotación forestal, lo cual se complementa con un importante

desarrollo industrial, principalmente orientado a lo metalmeccánico y agroindustrial, del comercio, del turismo y de los servicios. Adicionalmente, la provincia de Córdoba cuenta con un importante parque de generación térmica (10 usinas), abastecidas por DGCE, cuyo consumo representa el 27% del volumen total vendido.

El sector privado provincial registró 503.000 puestos de trabajo a octubre 2017, lo cual la convierte, luego de la provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos, en la provincia más grande en términos de generación de empleo privado.

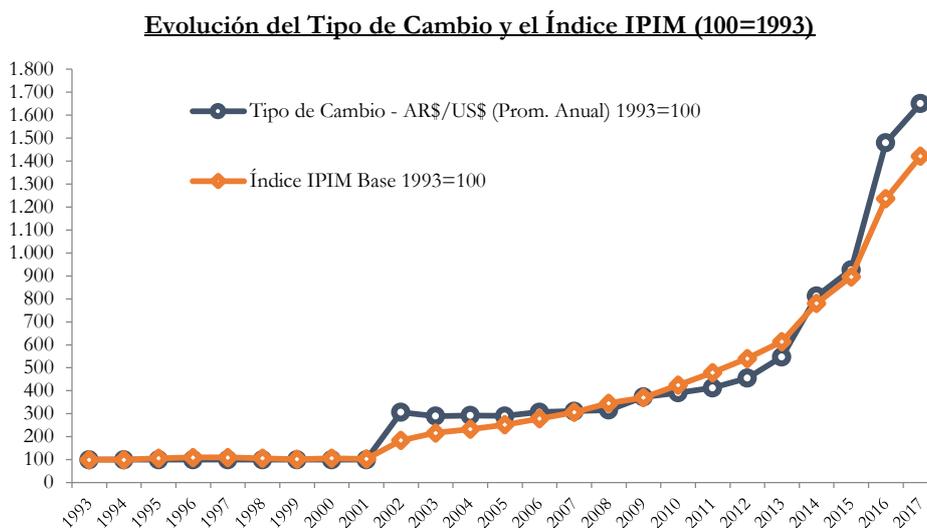
La economía de la provincia de Catamarca se concentra fundamentalmente en la explotación minera de cobre, oro, plata y litio; en la producción de aceites de oliva y aceitunas, de vinos finos, de nueces e higos; en la horticultura; la industria textil artesanal; y el turismo.

En la provincia de La Rioja el principal cultivo es la vid. Las industrias más importantes se dedican a la fabricación de vinos, a la producción de nueces y aceitunas, y al cuero. También se desarrollan actividades textiles, frigoríficas, lácteas, molindas de harinas, y de cultivos de cereales y oleaginosas.

Exclusividad. La distribución de gas por redes es un negocio con altas barreras a la entrada fruto de su regulación como monopolio natural. La Ley del Gas establece que únicamente las empresas privadas licenciadas pueden dedicarse a las actividades de distribución de gas y por ende la licencia otorgada a DGCE garantiza el derecho exclusivo de distribución de gas natural dentro de un área geográfica específica. Esta exclusividad está sujeta a (i) la existencia previa de Subdistribuidores, y (ii) el régimen de ampliaciones de redes por parte de terceros (y a costa de estos últimos), que está sujeto a la autorización previa del ENARGAS y de su constitución como Subdistribuidores, previendo la ley una instancia previa de negociación con la DGCE, quien tendría prioridad.

Tarifas ajustables por inflación. Los ingresos de DGCE se encuentran denominados en pesos, al igual que la mayoría de sus costos e inversiones. La tarifas autorizadas por el ENARGAS son ajustadas en los meses de abril y octubre de cada año en función de la evolución del IPIM durante el período de seis meses anterior al mes de febrero y agosto previo, respectivamente. De esta manera, en períodos de reducción del índice de inflación el *cash flow* de DGCE es beneficiado dado que el ajuste se realiza considerando la inflación observada pasada.

Asimismo, el índice IPIM históricamente ha seguido de cerca la evolución del tipo de cambio brindando cobertura a los ingresos regulados de la Sociedad frente a potenciales movimientos del tipo de cambio.



Fuente: INDEC

Pass through de los precios del gas y del transporte. El marco regulatorio establece que las variaciones tanto en el precio del gas como en el precio del transporte deben ser reconocidos en las tarifas finales de los clientes, de manera tal que no generen ningún perjuicio a la distribuidora.

Pass through de impuestos. El marco regulatorio establece que los impuestos, excepto el impuesto a las ganancias, se trasladan a las tarifas de los usuarios, de manera tal que sean neutros para la distribuidora.

Sólida generación de flujo de fondos. Las tarifas aprobadas por el ENARGAS deben ser suficientes para que la Sociedad cubra sus costos, amortizaciones, impuestos y obtenga un retorno razonable sobre su capital invertido. En consecuencia, y dada la estabilidad de los costos y amortizaciones como de la base de clientes los ingresos de DGCE le permiten generar un *cash flow* sólido y estable a largo plazo. Durante el transcurso del 2016 y 2017 tuvo lugar la RTI, con inicio en la Resolución MEyM 31/2016 y concluyendo con la aprobación de los cuadros tarifarios de la Resolución ENARGAS 4.359/2017 los cuales anuncian el sendero tarifario para los próximos cinco años.

Excelente reputación e historia operativa. DGCE presta el servicio de distribución tanto a pequeños hogares residenciales y comercios como a grandes compañías de las principales industrias de su zona de influencia tales como usinas, cementeras, alimenticias, automotrices

y aceiteras, entre otros. La Sociedad ha prestado el servicio por más de 25 años brindando seguridad y confianza en la operación del suministro. Esto ha permitido generar un gran reconocimiento de marca y reputación como un operador exitoso del servicio de distribución. En ese período DGCE ha logrado más que duplicar su base de clientes (159% de incremento), desde 277.785 clientes en 1992 a 720.784 clientes a fines de 2017, incrementar el sistema de distribución en 127%, al pasar de 7.322 km a 16.630 km, con excelentes niveles de calidad y prestación del servicio capturando aproximadamente el 8% de participación del mercado de distribución de gas. Su posición de liderazgo en la industria como distribuidora rentable y eficiente le permitió anclarse en su know-how y en las relaciones comerciales de largo plazo generadas con su amplia y diversificada base de clientes.

Equipo directivo profesional y experimentado con una exitosa trayectoria en la creación de valor. DGCE es administrada por un Directorio y una Gerencia de Primera Línea con reconocida trayectoria en la industria. La Sociedad cuenta con un management profesional, quienes se han desarrollado dentro de la Sociedad o bien provienen de otras industrias y aportan a la innovación dentro de la organización. La Sociedad ha forjado una sólida cultura basada en el profesionalismo y la constante búsqueda de creación de valor para sus accionistas en cada proyecto realizado. DGCE ha demostrado sistemáticamente niveles de rentabilidad atractivos y tiene un historial de proporcionar valor a los accionistas a través de pagos de dividendos aun en contextos regulatorios adversos.

Altos estándares de calidad. Desde la privatización, DGCE busca operar con los mayores estándares de calidad, medioambiente y seguridad. La Sociedad completó el proceso de auditoría externa por parte de un ente certificador, correspondiente a la certificación de las normas internacionales OHSAS 18001 (Seguridad y Salud Ocupacional) e ISO 14001 (Medio Ambiente) y ha obtenido del Instituto Argentino de Normalización y Certificación (“IRAM”) la Certificación del Sistema de Gestión de Salud, Seguridad y Ambiente.

La sustentabilidad y acciones de Responsabilidad Social: La política de “La Sustentabilidad” vigente en la Sociedad establece como principio rector que “operar de manera sostenible significa crear valor para los stakeholders (partes interesadas) y utilizar los recursos de modo tal que no comprometan las necesidades de las generaciones futuras, respetando las personas, el ambiente y la sociedad en su integridad”. La Sociedad, a través de esta política, (i) se compromete a realizar acciones que promuevan el respeto hacia las personas y sus derechos, el ambiente y, en general, los intereses de las colectividades en las que opera; (ii) se compromete a conducir sus actividades tomando en cuenta los intereses de las partes interesadas; (iii) contribuye, por medio de sus actividades, a un desarrollo sustentable de las Provincias en las que opera, creando oportunidades para las personas y las empresas locales; y (iv) garantiza la sustentabilidad de sus actividades por medio de un modelo desarrollado en los procesos y transversal a todos los roles empresariales, orientado a la innovación y obtención de objetivos de largo alcance, y de una evaluación y gestión de riesgos que contribuye a la prevención de los mismos.

(f) Gestión Integral de Riesgos Empresariales

El “Código de Conducta”, las políticas sobre “Gobierno Corporativo” y “Cumplimiento Global” y el procedimiento “Gestión Integral de Riesgos” regulan el marco para la gestión integral de riesgos empresariales de la Sociedad. La Sociedad también cuenta con otros procedimientos vigentes que regulan dicha materia y que integran, junto a la normativa señalada, su Sistema de Control Interno.

El “Código de Conducta” de la Sociedad regula los procedimientos que aseguran una gestión estructurada de los riesgos que permite implantar lo que se denomina un “ambiente de control”. En este contexto, en la órbita de la Dirección de Relaciones Institucionales y Asuntos Legales de la Sociedad se han aprobado una serie de procedimientos anticorrupción orientados a garantizar el cumplimiento del Código de Conducta y la normativa anticorrupción aplicable.

La Sociedad prepara anualmente un informe sobre el grado de cumplimiento del Código de Conducta, el cual se encuentra a disposición del público inversor, al ser público a través de la AIF.

La política “El Gobierno Corporativo” regula (i) el rol del Directorio, (ii) la transparencia y (iii) la eficacia del sistema de control interno de la Sociedad. Por su parte, la política “El Cumplimiento Global” promueve el desarrollo de todas las actividades en la Sociedad con el debido respeto a las leyes y los reglamentos vigentes, adoptando un enfoque preventivo basado en el monitoreo continuo de la evolución normativa.

Finalmente, el procedimiento “Gestión Integral de Riesgos” contiene las directivas del proceso referido (principios de referencia, roles y responsabilidades, flujos de información y modalidades de ejecución). Conforme lo establece el procedimiento, la Sociedad cuenta con un Comité de Riesgos. Los gerentes de la Sociedad son responsables de las actividades de identificación, análisis, valoración y tratamiento de los riesgos implicados en los procesos de su competencia, dentro de un proceso monitoreado por el Comité de Riesgos de la Sociedad.

El cuerpo normativo de la Sociedad se encuadra dentro de un proceso de mejora continua. De acuerdo a lo contemplado en el procedimiento “Gestión del Sistema Normativo” las oportunidades de mejora en los procesos, que pueden ser detectadas en distintas áreas de la empresa, deben ser presentadas a la/s gerencia/s correspondiente/s para su revisión.

(g) Participaciones en sociedades

Con fecha 14 de diciembre de 2016, DGCE adquirió una participación del 45% en COYSERV S.A. junto con Distribuidora de Gas Cuyana S.A e Inversora de Gas del Centro, quienes poseen el 45% y 10% del capital social, respectivamente.

COYSERV S.A es una sociedad constituida el 15 de noviembre de 2016 que se dedica a brindar servicios de ingeniería y construcción de equipamientos especializado para la industria del petróleo y el gas. Actualmente su principal actividad es la construcción de instalaciones de superficie tales como plantas reguladoras de presión (“PRPs”), trampas scrapper y equipamiento especial para los gasoductos de la Provincia de Córdoba y clientes particulares.

El alcance de los servicios de COySERV SA. abarcan desde el cálculo del proceso, dimensionamiento de equipos, cálculos mecánicos, ingeniería de detalle, fabricación del equipamiento y asesoramiento de la puesta en marcha. En la actualidad se encuentra trabajando en más de setenta PRPs para el Proyecto de Gasoductos Troncales que esta ejecutando la Provincia de Córdoba.

El objetivo de COySERV S.A es generar nuevos negocios en línea con el crecimiento que se espera en la industria del gas luego de la finalización de la RTT 2017, los planes de inversión anunciados por las transportistas y compañías distribuidoras como del aumento del volumen de oferta de gas local al desarrollarse nuevos yacimientos.

(h) Descripción General del Negocio

A partir de 1992 la industria del gas natural quedó segmentada en tres eslabones: la producción (actividad desregulada) y el transporte y la distribución (ambas actividades reguladas Ley del Gas).

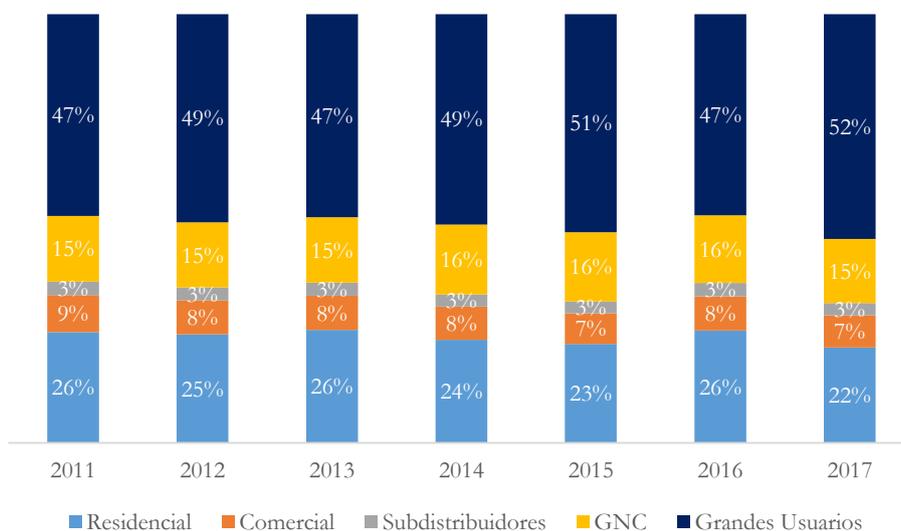
La producción de gas natural en la Argentina se concentra en tres cuencas: Neuquina, Golfo de San Jorge, y Austral. El gas natural extraído de dichas cuencas es inyectado en el sistema de gasoductos troncales, que transportan el fluido desde los yacimientos hasta las zonas de consumo. La operación de estos gasoductos es llevada adelante por las Empresas Transportadoras, Transportadora de Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS).

La distribución, cuya función es llevar el fluido a cada punto de consumo particular, es realizada por nueve empresas distribuidoras, donde DGCE opera el servicio para la región centro del país (Córdoba - Catamarca - La Rioja). A cada una de estas distribuidoras se le ha asignado un área específica que no se superpone a ninguna otra, por lo que no compiten entre sí. Si bien la Licencia otorga a la Sociedad el derecho prioritario conforme a la Ley del Gas de distribuir gas natural dentro de su área de servicio, el sistema gasífero argentino es un sistema de acceso abierto.

1. El Servicio

El gas natural es la fuente energética principal para la mayoría de los hogares, establecimientos comerciales, centrales eléctricas y grandes plantas industriales en Argentina. La Sociedad considera que el gas es una alternativa atractiva con respecto a otras fuentes alternativas (fuel-oil, garrafas, etc.), debido a su ventaja de costo y la preocupación existente por el medio ambiente en cuanto a los principales combustibles alternativos. Generalmente se considera al gas como la tercera fuente de energía productora de electricidad más eficaz, después de la hidroeléctrica y la nuclear.

La Sociedad participa en aproximadamente el 8,0% del total de gas entregado por el conjunto de las distribuidoras de gas natural del país, prestando servicios a un total de 720.784 clientes al 31 de diciembre de 2017. DGCE ha casi duplicado los volúmenes entregados desde el inicio de su operación manteniendo a la vez un amplia y diversificada base de clientes (residenciales, industrias, usinas, GNC, entre otros). El gráfico a continuación presenta la evolución de la composición por tipo de cliente del gas entregado en los últimos siete años:

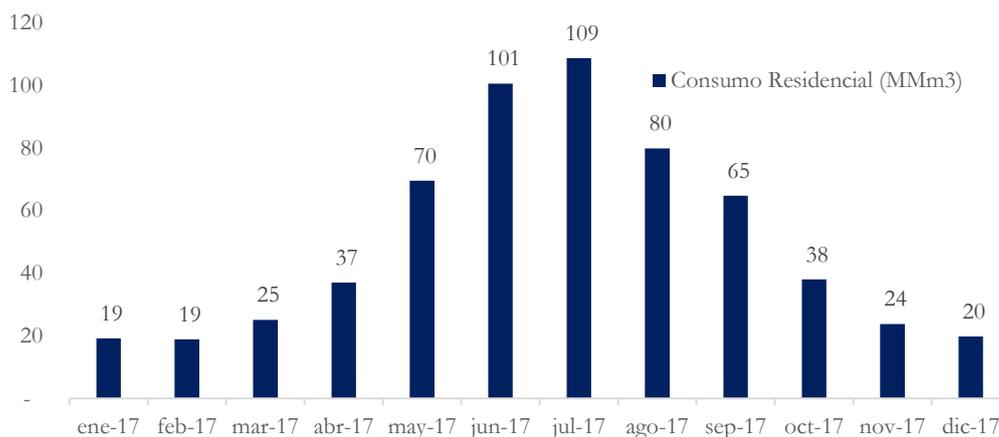


Fuente: DGCE

Los clientes residenciales que contratan el servicio de distribución de gas abonon las tarifas a DGCE que consisten en un cargo fijo por factura emitida y un cargo por cada metro cúbico de gas consumido. El consumo de gas de estos clientes es medido de manera bimestral y reciben su factura por el consumo realizado pagadera en dos cuotas mensuales iguales. El gas consumido por los clientes residenciales,

dado su uso con fines de calefacción, tiene un alto componente estacional en forma de campana realizando picos de consumo durante los meses de invierno.

Evolución mensual del consumo residencial de DGCe del año 2017



Fuente: DGCe

Por su parte, los pequeños usuarios de servicios generales (SGP) que utilizan más de 150 metros cúbicos por mes pueden recibir sus facturas mensualmente, mientras que los restantes lo hacen en forma bimestral. El cuadro tarifario está estructurado de forma tal que los clientes residenciales y los pequeños usuarios de servicios generales abonen una tarifa mayor a fin de cubrir el menor factor de carga y los mayores costos operativos asociados con la prestación del servicio a estos grupos de clientes.

Los usuarios de servicios generales (SGG) son comerciantes, industriales y los no residenciales que utilizan menos de tres millones de metros cúbicos de gas por año. Los usuarios de servicios generales se dividen en clientes de servicios generales de gran volumen y de pequeño volumen; los primeros abonan un cargo menor por consumo. La tarifa para estos clientes consiste en un cargo por unidad de consumo de una de las dos o tres subcategorías tarifarias basado en el volumen de uso del cliente, así como también en un cargo fijo por factura. Adicionalmente, los clientes de servicios generales de gran volumen pagan un cargo por reserva de capacidad y DGCe les ofrece un servicio por distribución y transporte.

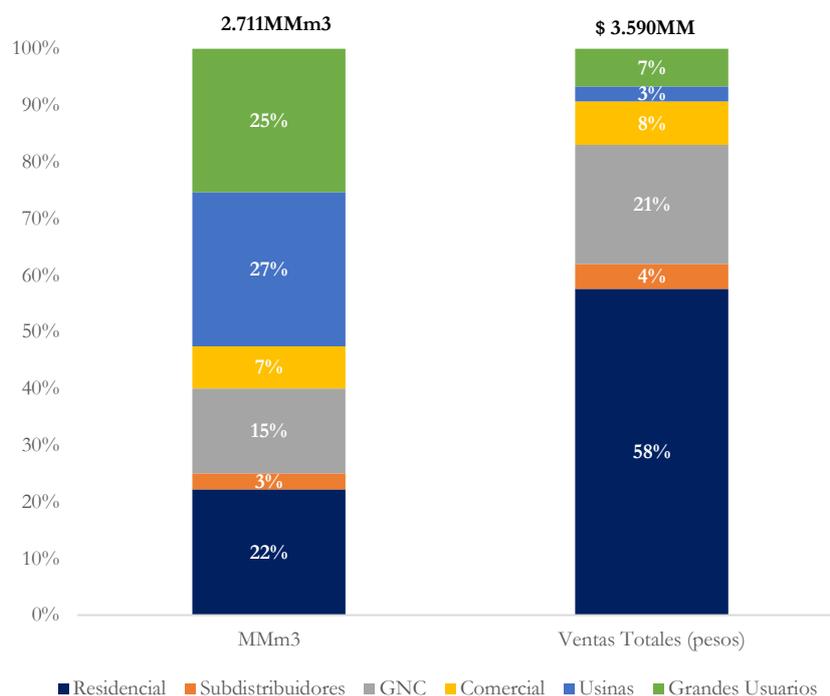
Los grandes usuarios (GU) son los que consumen más de tres millones de metros cúbicos de gas por año o reservan más de 10.000 metros cúbicos diarios de capacidad. Esta categoría abarca usinas, alimenticias, aceiteras, automotrices, textiles, fabricantes y productores de cemento, petroquímicos, productos siderúrgicos y bienes de consumo, entre otros, que utilizan el gas natural como materia prima o para sus procesos continuos especializados u operaciones. La tarifa para los grandes usuarios por servicio en firme incluye un cargo por reserva de capacidad y una tarifa por unidad de consumo de distribución y/o transporte, al igual que un cargo fijo por factura. Comparado con el cargo por demanda y el precio por unidad de consumo, el cargo fijo constituye una porción menor de los ingresos por grandes usuarios.

Los grandes usuarios que tienen la posibilidad de cambiar a otros combustibles alternativos o aceptan que se les interrumpa el servicio en los días de mayor demanda durante el invierno, suelen elegir el servicio interrumpible, por el cual pagan solo una tarifa por cada m³ consumido, con un consumo mínimo anual de 3 millones de metros cúbicos.

Adicionalmente, desde el año 2003 aproximadamente, se ha desarrollado en Argentina una importante industria de estaciones de servicio de gas natural comprimido para automotores, que actualmente tiene una demanda nacional de aproximadamente 7 millones de metros

cúbicos por día, de los cuales DGCE participa en el 16%. La tarifa para las estaciones de GNC por servicio en firme incluye un cargo por reserva de capacidad y una tarifa por unidad de consumo de distribución y/o transporte, al igual que un cargo fijo por factura.

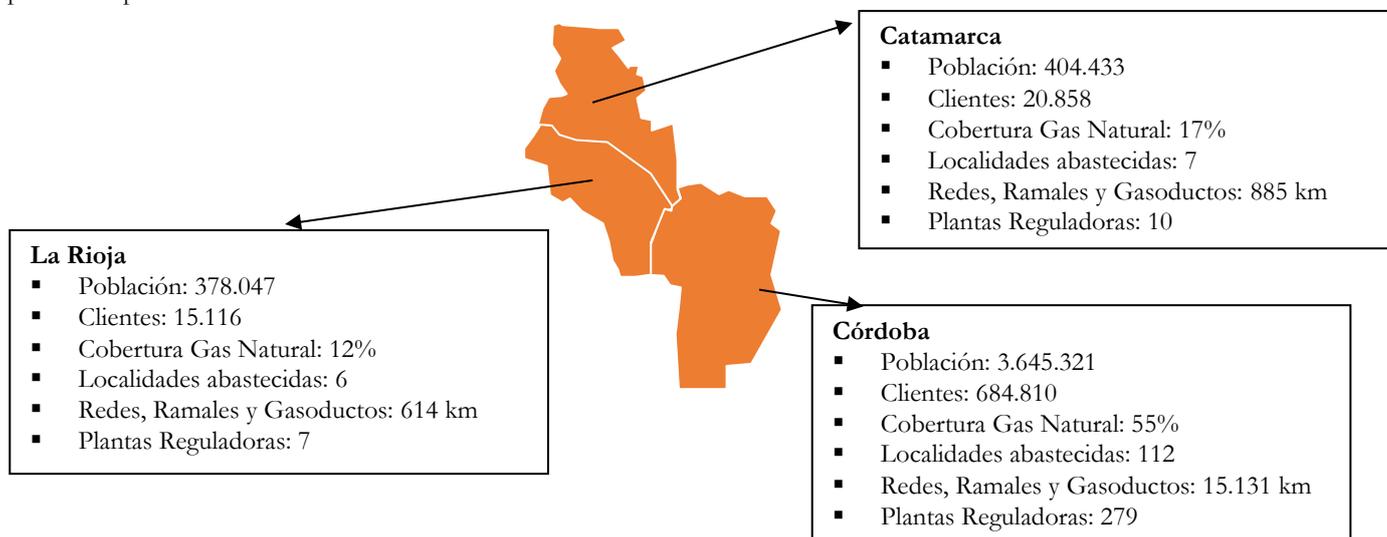
Los diferentes tipos de servicios contratados y tarifas asociadas generan los siguientes ingresos por tipos de cliente y respectivos volúmenes para el año 2017:



Fuente: DGCE

2. Área de influencia

El área de servicio de la Sociedad abarca una extensión de 357.603 km², con poco más de 4,4 millones de habitantes según las proyecciones publicadas por el INDEC.



Córdoba

Situada en la zona central de la Argentina, limita al norte con la provincia de Catamarca y Santiago del Estero, al este con Santa Fe, al sureste con Buenos Aires, al sur con La Pampa, y al oeste con San Luis y La Rioja. Con 165.321 km² de extensión, es la quinta provincia más extensa del país, ocupando el 4,4% de su superficie total.

Según las últimas estimaciones del INDEC, al 2017 tiene una población de 3.645.321 habitantes (8,3% del total país), lo cual la convierte en la segunda provincia más grande del país, luego de Buenos Aires (17 millones de habitantes). Casi el 41% de la población está aglomerada en la capital provincial, con más de 1,4 millones de habitantes, convirtiéndola en la segunda aglomeración urbana del país después del Gran Buenos Aires.

La provincia se divide en 25 departamentos y 251 municipios. Se estima que al 2017 los primeros 10 departamentos por tamaño acumulan

el 82% de la población total de la provincia.

Departamento	Habitantes	% Total	% Total Acumulado
Capital	1.430.554	39%	39%
Colón	278.434	8%	47%
Río Cuarto	270.261	7%	54%
San Justo	222.244	6%	60%
Punilla	202.497	6%	66%
General San Martín	139.746	4%	70%
Tercero Arriba	119.143	3%	73%
Unión	114.868	3%	76%
Santa María	112.995	3%	79%
Río Segundo	112.554	3%	82%
16 Departamentos restantes	642.025	14,5%	100,0%
Total	3.645.321		

Fuente: INDEC

La ciudad de Córdoba es el centro de una importante región industrial que incluye plantas de generación eléctrica, empresas cementeras, compañías petroquímicas y de alimentos, fundiciones, fábricas de automóviles y autopartes, manufacturas metalúrgicas y de bienes de consumo. Sus características climáticas, topográficas, edáficas y fitogeográficas favorecen varias actividades productivas como la agricultura (soja, maíz, trigo, sorgo, girasol), la ganadería, la explotación forestal y la minería.

Según los últimos datos disponibles (2015) el Producto Bruto Provincial (“PBP”) de Córdoba representa el 6,2% del PBI total de Argentina.

La principal actividad económica de la provincia, en términos de participación en el PBP es la relacionada a los servicios inmobiliarios y empresariales (18,3%), seguida de la industria manufacturera (13%) y la agricultura y ganadería y afines (12,7%).

La provincia generó en 2016 exportaciones por un total de US\$ 8.610 millones lo que representa el 15% del total nacional o la tercer provincia en importancia, siendo los principales complejos exportados el oleaginoso (51,4%), el cerealero (16,1%) y el automotriz (13%), Los principales productos exportados son los siguientes:

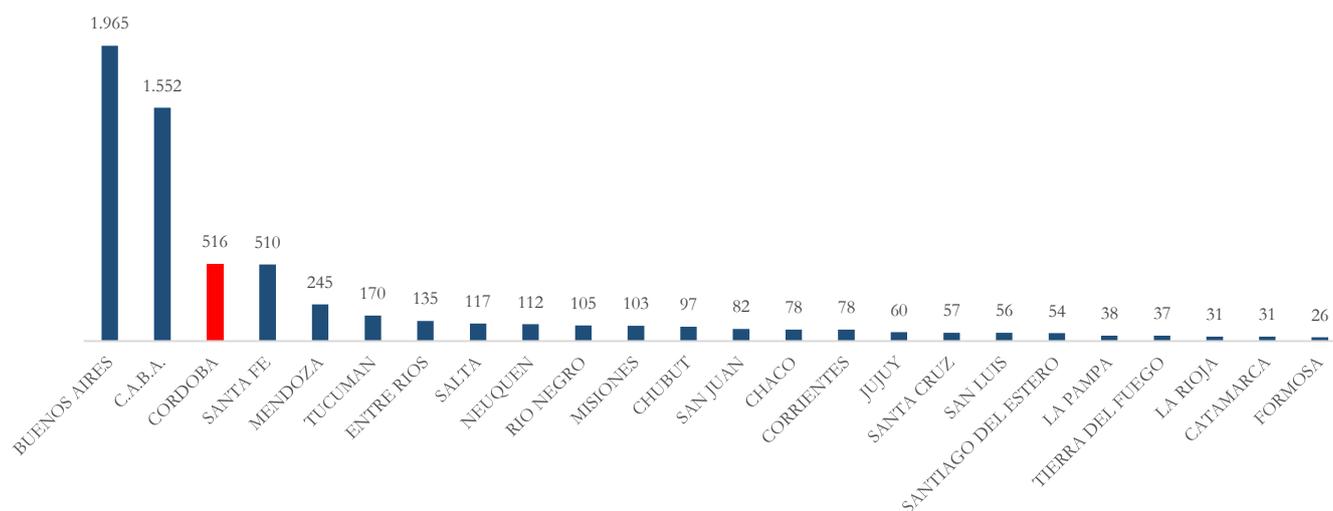
10 principales exportaciones	Complejo	% Total
Harina y pellets de soja	Oleaginoso	24%
Maíz	Oleaginoso	17%
Soja	Oleaginoso	11%
Aceite de Soja	Oleaginoso	9%
Partes y Piezas de vehículos y tractores	Automotriz	6%
Preparados de legumbres, hortalizas y frutas	Cerealero	5%
Trigo	Cerealero	5%
Maní	Ganadero	3%
Vehículos Automotores	Automotriz	2%
Leche	Cerealero	2%
	Total	85%

Fuente: Secretaría de Hacienda

En relación a la situación socioeconómica, entre los principales indicadores laborales de acuerdo a datos de la EPH – 3trim2017, se destacan una tasa de actividad del 46,4%; una tasa de empleo del 42,1% y una tasa de desocupación 9,1% (total país 8,3%).

El sector privado provincial registró 516.000 puestos de trabajo a noviembre 2017; lo cual la convierte luego de la provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos en la provincia más grande en términos de generación de empleo privado.

Asalariados registrados del sector privado según provincia a Noviembre 2017 -En miles



Fuente: Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social

El análisis del empleo registrado en el sector privado indica que el mismo se reparte en los siguientes sectores: Agricultura, Ganadería y Pesca (6,0%), Minería y Petróleo (0,3%), Industria (21,1%), Comercio (20,8%), Servicios (44,5%), Electricidad, Agua y Gas (1,4%) y Construcción (6,0%).

Se estima al mes de diciembre de 2016 los puestos de trabajo registrados en el sector público provincial y municipal son 138.638 y 40.016, respectivamente. De esta manera, el empleo en el sector público representa el 26% del total de empleo registrado, significativamente menor al observado en las provincias de Catamarca y La Rioja.

Por su parte, al 30 de junio de 2017 la remuneración bruta mensual privada de la provincia fue de \$ 23.923 (11% inferior al promedio nacional) y el ingreso per cápita es de \$7.131 (5% inferior al promedio del país).

Por último, entre los indicadores sociales, se observa una cobertura superior al nivel nacional en materia de energía eléctrica y acceso a la conexión de internet por banda ancha. Por otro lado, se registra una significativa deficiencia en el acceso a red de gas donde se encuentra muy por debajo del promedio nacional.

Indicador	Métrica	Córdoba	Total País
Energía eléctrica de red	% Hogares	98,5%	97,80%
Red de Gas	% Viviendas	55,2%	63,9%
Conexión a banda ancha	Cada 100hab.	36,5	31,2
Años de Escolarización	años	10,7	10,2
Ocupados con secundario completo	%	55,8%	61,30%

Fuente: Indec

Catamarca

Catamarca se sitúa en la región noroeste (NOA) de la Argentina; limita al norte, al este y al sur con las provincias de Salta, Tucumán, Santiago del Estero, Córdoba y La Rioja respectivamente, y al oeste con la República de Chile. Su territorio tiene una extensión de 102.602 km²; más del 70 % de la superficie provincial está conformada por un relieve montañoso orientado casi exclusivamente de norte a sur.

Según la proyección poblacional de INDEC para 2017, la población asciende a 404.433 habitantes, representando el 0,9% de la población total del país. Se encuentra dividida en 16 departamentos, los cuales incluyen 36 municipios; los departamentos más poblados, de acuerdo al Censo Nacional 2010, fueron Capital (43,4%), Belén (7,6%), Valle Viejo (7,4%) y La Paz (6,2%), que en conjunto representaban el 64,5% de la población total de la provincia.

En términos de infraestructura y logística, es posible advertir la Red Vial Nacional de Catamarca posee una extensión de 1.130 kilómetros, de los cuales el 98,7% se encuentra pavimentado. Por su parte, la Red Vial Provincial es de 6.353 kilómetros, conformado en un 42,8% por caminos mejorados, un 39,3% por caminos de tierra y el 17,9% por pavimentado.

La estructura productiva de la provincia de Catamarca se concentra fundamentalmente en la explotación minera de cobre, oro, plata y litio vinculada principalmente a los emprendimientos de Bajo La Alumbra y el Salar del Hombre Muerto; en la producción de aceites de oliva y aceitunas, de vinos finos, de nueces e higos, entre otros; la horticultura; la industria textil artesanal; cementera; y el turismo. Asimismo,

entre otras cadenas cobra importancia la generación de energía renovable.

Según las últimas estimaciones oficiales disponibles, el Producto Bruto Geográfico de Catamarca representaba aproximadamente el 1,3% del total país de acuerdo a estimaciones de la CEPAL en 2006. Entre los sectores productores de bienes, cuyo aporte al PBG total fue del 72,8%, se registra una importante participación de la actividad Explotación de Minas y Canteras (55,6% del PBG provincial), seguida por la Industria Manufacturera (10,1%), la Agricultura, Ganadería, Caza y Silvicultura (4,0%), seguida por la Construcción (1,7%) y Electricidad, Agua y Gas (1,4%). Las principales producciones se concentran en la minería metalífera, la olivícola y la hortícola. La participación en el PBG del sector de Servicios fue del 27,2%, siendo los rubros más significativos: la Administración Pública, Defensa y Seguridad Social (6,2%), la Enseñanza (5,6%), los Servicios Inmobiliarios y Empresariales (5,3%) y los Servicios Sociales y de Salud (3,1%).

En 2016, las exportaciones provinciales alcanzaron US\$ 793,6 millones (1,4% del total nacional). Los principales productos de exportación con mayor participación en el total provincial son el mineral de cobre y sus concentrados (81% del total), productos químicos inorgánicos (8% del total), piedras y metales preciosos (7% del total).

En relación a la situación socioeconómica, entre los principales indicadores laborales de acuerdo a datos de la EPH – 3trim2017, se destacan una tasa de actividad del 44,7%; una tasa de empleo del 40,8% y una tasa de desocupación 8,6%.

El sector privado provincial registró 33.511 puestos de trabajo en 2015 (0,5% del total país); mientras que, de acuerdo al último dato disponible (junio 2016), el nivel de empleo público ascendió a 57.222 puestos de trabajo. El análisis del empleo registrado en el sector privado indica que el mismo se reparte en los siguientes sectores: Agricultura, Ganadería y Pesca (8,3%), Minería y Petróleo (5,4%), Industria (20,4%), Comercio (19,9%), Servicios (11,8%), Electricidad, Agua y Gas (2%) y Construcción (8,8%).

Por su parte, en 2015 el promedio salarial de la provincia fue de \$ 12.760 (16,5% inferior al promedio nacional). Los rubros con mayor retribución fueron: Explotación de Minas y Canteras (\$ 46.680) y Electricidad, Gas y Agua (\$ 24.498). El menor nivel salarial promedio se registra en el sector de Agricultura, Ganadería, Caza y Silvicultura (\$ 7.422).

Por último, entre los indicadores sociales, se observa una cobertura levemente inferior al nivel nacional en materia de energía eléctrica. Además, se registran algunas deficiencias en algunas variables vinculadas a la calidad de vida de la población, tales como: acceso a red de gas, acceso a computadoras y conexión a internet.

Con respecto a la dimensión educacional, se refleja un comportamiento superior al promedio nacional en los años de escolarización, la tasa de matriculación a nivel secundario, como así también en las tasas de ocupados con instrucción secundaria y superior completo. Asimismo, la provincia registra la misma tasa de matriculación superior que a nivel país. Sin embargo, los años de educación promedio son de 10,7 años, lo que involucraría un gran nivel de población con educación primaria completa y no así con secundaria completa. Por su parte, la tasa provincial de matriculación a nivel primario es inferior a la media nacional.

Indicador	Métrica	Catamarca	Total País
Desagüe en Red	% Hogares	70,60%	68,60%
Energía eléctrica de red	% Hogares	97,0%	97,80%
Red de Gas	% Viviendas	16,6%	63,9%
Conexión a banda ancha	Cada 100hab.	20,6	31,2
Años de Escolarización	años	10,7	10,2
Ocupados con secundario completo	%	66,00%	61,30%

Fuente: Indec

La Rioja

La provincia de La Rioja concentra el 0,9% de la población de nuestro país, siendo una de las jurisdicciones menos pobladas de todo el territorio (21°). La Rioja, situada en el noroeste del país, limita al oeste con Chile, al suroeste con la provincia de San Juan, al sur con San Luis, al este con Córdoba y al norte con Catamarca. En esta provincia, predomina un relieve montañoso de escasa vegetación sin la presencia de recursos acuíferos, lo cual restringe las actividades agrícolas.

La superficie de la provincia es de 89.680 km² y cuenta una densidad de población de 4,1 hab/km² (2015). La cantidad de habitantes de la provincia se estima asciende al 2017 a 378.074, representando el 0,9% de la población total de nuestro país. La provincia se encuentra dividida en 18 departamentos, los más poblados de acuerdo al Censo 2010 son la Capital (54,2%), Chilecito (14,8%) y Arauco (4,6%); los cuales concentran al 73,7% del total de la población provincial.

La Rioja posee 5.935 km de red vial, de las cuales el 43,5% se encuentra pavimentada. Registra 11 Rutas Nacionales (40, 74, 75, 76, 78, 141, 150, 38, 60, 77 y 79), lo cual significa que posee alrededor de 2.000 km de rutas nacionales. En lo relativo a las Rutas Provinciales, la provincia cuenta con 11 rutas que abarcan alrededor de 4000 km. De acuerdo con los datos del Consejo Vial Federal, el 17% de las rutas provinciales se encuentra pavimentada y un 79% fueron mejoradas.

El PBG provincial representa el 0,4% del Producto Bruto Nacional de acuerdo a últimos datos disponibles (2012) y la participación sectorial del mismo se constituía del siguiente modo:

- Servicios (73,6%). Más de la mitad del valor agregado de La Rioja es generado por este sector, siendo los rubros más significativos: Servicios inmobiliarios, empresariales y de alquiler (23,9% del PBG); Administración Pública, Defensa y Seguridad Social Oblig. (21,9%) y Enseñanza (7,9%).
- Bienes (26,4%). Dentro de este sector se registra una importante participación de la industria manufacturera (13,3% del PBG de la provincia), la construcción (7,5%) y del sector primario (3,8%). En este último caso, las actividades más relevantes se concentran en la agricultura y silvicultura (aceitunas y aceite de oliva, celulosa y papel, nueces y frutas secas y vinos).

Las principales cadenas productivas son: olivícola, vitivinícola, frutícola (nogal), energía eólica y turismo, entre otras. Esta provincia es una de las principales productoras de aceitunas, con el 27% de la superficie implantada del total nacional, mientras que da cuenta de aproximadamente el 3% de la producción nacional de vinos y participa con el 14% de la producción nacional de nueces.

Las exportaciones provinciales alcanzaron U\$S 208,3 millones en 2016 (0,4% a nivel nacional), y los productos de exportación con mayor participación en el total provincial se concentran en: forestal (Tetra Pak; 33,9%), olivícola (aceitunas en conserva y aceite de oliva; 13,6% y 13,4%), ganadero (cueros y pieles secos; 10%) y vitivinicultura (vinos envasados; 4,7%).

En relación a las características socio-económicas se destacan una tasa de actividad del 40,5%; una tasa de empleo del 39,4% y una tasa de desocupación 2,8% de acuerdo a datos de la EPH – 3trim2017. El empleo registrado en el sector privado representa 33.660 puestos de trabajo en 2015 y las actividades con mayor nivel de ocupación son: industria (31,2%); servicios (24,3%), comercio (18,8%) y agricultura, ganadería y pesca (16,3%). Por su parte, el promedio salarial de la provincia para el año 2015 fue de \$ 11.264 (26% inferior al promedio nacional).

En 2014, el empleo público representaba aproximadamente el 53,4% del empleo provincial. Es decir, 36.222 personas.

En lo relativo a la dimensión educacional, se refleja un comportamiento superior al promedio nacional. Los años de educación promedio alcanzan 10,6 años, lo que involucraría un gran nivel de población con educación primaria completa y no así con secundaria completa. Ello, se refuerza con la tasa de matriculación de secundaria de sólo un 67,3% y un nivel de ocupación con título secundario completo del 65,6%.

Indicador	Métrica	La Rioja	Total País
Energía eléctrica de red	% Hogares	96,5%	97,80%
Red de Gas	% Viviendas	12,2%	63,9%
Conexión a banda ancha	Cada 100hab.	29,5	31,2
Años de Escolarización	años	10,6	10,2
Ocupados con secundario completo	%	65,60%	61,30%

Fuente: Indec

3. Tipos de Usuarios

DGCe posee al 31 de diciembre de 2017, 720.784 clientes de los cuales 720.296 adquieren el servicio de distribución, transporte y compran el gas a la distribuidora. Los 488 restantes adquieren el gas directamente de los productores o comercializadores, contratando a DGCe solamente el servicio de transporte y/o distribución.

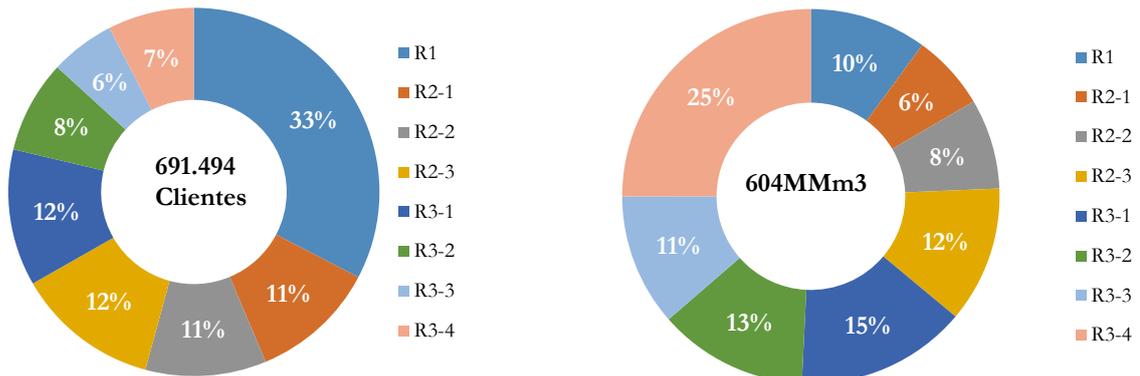
El ENARGAS regula la clasificación de los usuarios en diferentes tipos organizados de la siguiente manera:

▪ Residenciales (desde el R1 al R34)

Es un servicio con medidor individual separado para usos domésticos no comerciales, a quienes se les provee y factura los servicios de gas, transporte y distribución. No poseen contratos de suministro firmados con DGCe y se les factura un cargo fijo y un cargo variable en función del gas consumido. El período de facturación cubre dos meses que luego es pagado por los usuarios en dos cuotas mensuales iguales. La Resolución 409/2008 establece la siguiente segmentación de las categorías definidas en el Decreto N° 181/2004, respecto de los usuarios residenciales en función de los metros cúbicos consumidos a lo largo de un período de doce meses:

Rangos de consumo		
	Desde	Hasta
R1	0	500
R2-1	501	650
R2-2	651	800
R2-3	801	1.000
R3-1	1.001	1.250
R3-2	1.251	1.500
R3-3	1.501	1.800
R3-4	1.801	--->

En los últimos 12 meses acumulados al 31 de diciembre de 2017 los usuarios residenciales consumieron 604 MMm³, lo que representa un 22% del total entregado. En la tabla siguiente se muestran la cantidad de clientes residenciales por rango de consumo y su participación en el total:



Pequeños usuarios comerciales (P1, P2 o P3)

Es un servicio para uso comercial no doméstico (excluyendo Estaciones de GNC y Subdistribuidores) en donde el cliente no tiene una cantidad contractual mínima y al igual que los Residenciales su servicio es completo, es decir que adquieren el gas a través de la distribuidora, excepto los SGP3 con consumo anual superior a 108.000 m³ que deben comprarse el gas por su cuenta.

La Resolución ENARGAS 409/2008 establece la siguiente segmentación:

- P1: comprende el rango de consumo de 0 a 12.000 m³/año.
- P2: comprende el rango de consumo de 12.001 a 108.000 m³/año.
- P3: comprende de 108.001 m³ al año en adelante.

Adicionalmente, la Resolución ENARGAS N° I/694/2009 fija la siguiente segmentación para la categoría de usuarios SGP3:

- usuarios con consumos entre 108.001 y 180.000 m³/año
- usuarios con consumos superiores a 180.000 m³/año.

La tarifa final consiste en un cargo fijo y un cargo por unidad de consumo que varía según la subcategoría del cliente (P1, P2 o P3). DGCE posee 28.868 clientes denominados “Pequeños Usuarios Comerciales”.

Subdistribuidores (SDB)

Es un cliente que opera pequeñas redes de gas que se conectan al sistema de distribución de DGCE, autorizado por la autoridad regulatoria para actuar como Subdistribuidor. La tarifa se factura bajo un cargo fijo y un cargo variable en función del gas consumido, que remunera gas, transporte y distribución. La red de DGCE abastece a 15 subdistribuidores.

Estaciones de GNC

Es toda persona física o jurídica que expende gas natural comprimido para su uso como combustible para automotores, y que cuenta con un medidor individual separado. El servicio puede ser de carácter firme o interrumpible, y los clientes pueden optar por comprarse el gas por su cuenta. Al 31 de diciembre de 2017 DGCE posee 295 estaciones de GNC como clientes.

Grandes Usuarios (SGG y GU)

En esta categoría se incluyen tanto los usuarios denominados “Servicio General Grande” (o SGG) como los “Grandes Usuarios” (o GU). El servicio SGG está destinado para uso comercial de gran consumo (excluyendo Estaciones GNC y Subdistribuidores) o industrial de bajo consumo, en donde el cliente habrá celebrado un contrato de servicio de gas conteniendo una cantidad contractual mínima la cual en ningún caso será inferior a 1.000 m³ por día (reserva), durante un período no menor a un año. Este

servicio no incluye la compra de gas, la cual es efectuada por el cliente directamente al productor. En el caso de clientes SGG con un consumo mayor a 5.000 m³ por día pueden contratar el servicio de transporte a un tercero. La tarifa correspondiente incluye un cargo fijo, un cargo por capacidad diaria de reserva, un cargo de distribución por unidad de consumo a partir de uno de dos bloques de tarifa y un cargo de transporte. Al 31 de diciembre de 2017, la Sociedad posee 55 clientes SGG.

Por otro lado, el marco regulatorio define como “Gran Usuario” a un cliente que no utiliza el gas para uso doméstico, no es una estación de GNC, ni un Subdistribuidor; es decir está destinado a industrias. Los GU son los que consumen más de 3 millones de M³ de gas por año o reservan más de 10.000 M³ diarios de capacidad. Tienen la obligación de comprar el gas directamente al productor y/o comercializador.

El tipo de servicio puede ser firme, el cual requiere la contratación de una reserva por una cantidad determinada de m³ al año, o interrumpible. La tarifa para los GU por servicio en firme incluye un cargo por reserva de capacidad, un cargo fijo, una tarifa de distribución por unidad de consumo, y otra tarifa variable de transporte. Por otro lado, el servicio interrumpible sólo incluye el cargo variable de distribución y el cargo fijo.

Además, un Gran Usuario puede estar directamente conectado a una red troncal (T) o utilizar la red de distribución (D).

Resumiendo, pueden existir las siguientes combinaciones o tipos de acuerdos de servicios con Grande Usuarios:

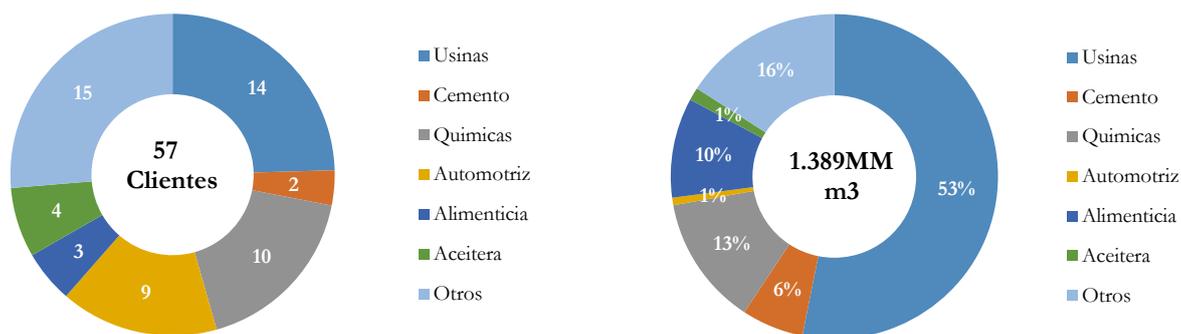
- Servicio FD (Firme/D): usuarios conectados a la red de distribución, bajo un contrato con un consumo mínimo de 10.000 m³ por día, por un período superior a un año. La tarifa para dicho servicio incluye un cargo fijo por factura, un cargo por capacidad reservada, un cargo variable de distribución y otro de transporte.
- Servicio FT (Firme/T): usuarios que tienen una conexión directa con la red troncal de transporte y que han celebrado un contrato de servicio de transporte por un volumen mínimo de 10.000 m³ por día de gas natural. Sin embargo, debido a la falta de capacidad de transporte, actualmente no hay GU con contrato de transporte en firme.
- Servicio ID (Interrumpible/D): usuarios que han ingresado a un servicio de distribución interrumpible bajo un contrato por un período mayor a un año que contempla un consumo anual mínimo de 3.000.000 m³ de gas natural. La tarifa para dicho servicio incluye un cargo fijo por factura y un cargo variable de distribución.
- Servicio de IT (Interrumpible/T): usuarios que tienen una conexión directa con la red troncal de transporte y contratan a la distribuidora un servicio de transporte interrumpible por un período superior a un año, que contempla un consumo mínimo anual de 3.000.000 m³ de gas natural.

Los servicios de FD y FT se proporcionan por un período de un año y se contratan en firme, lo que implica que no hay interrupción a menos que se verifiquen los motivos especificados en los Arts. 10, 11 y 12 de las condiciones de servicio proporcionado por ENARGAS.

Los servicios de ID e IT se brindan de manera interrumpible y están sujetos a reducción o interrupciones con una notificación previa de seis horas por parte de DGCE. Las interrupciones generalmente se deben a la insuficiente capacidad de transporte o a la falta de disponibilidad de gas natural en momentos de máxima demanda y se aplican para garantizar la prestación de servicios a clientes no interrumpibles, como los clientes residenciales. El servicio también puede verse interrumpido por las razones mencionadas en los Arts. 10, 11 y 12 de las condiciones de servicio provistas por el ENARGAS.

DGCE posee una base diversificada de clientes GU cubriendo una gran variedad de industrias. En los últimos 12 meses acumulados al 31 de diciembre de 2017 estos usuarios consumieron 1.389MMm³ lo que representa un 51% del total entregado. Entre los grandes clientes de la Sociedad se encuentran Loma Negra, Petroquímica Río Tercero, Albanesi, Grupo Arcor, Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), entre otros.

En la tabla siguiente se muestran la cantidad de clientes GU por industria y su participación individual en el volumen entregado:



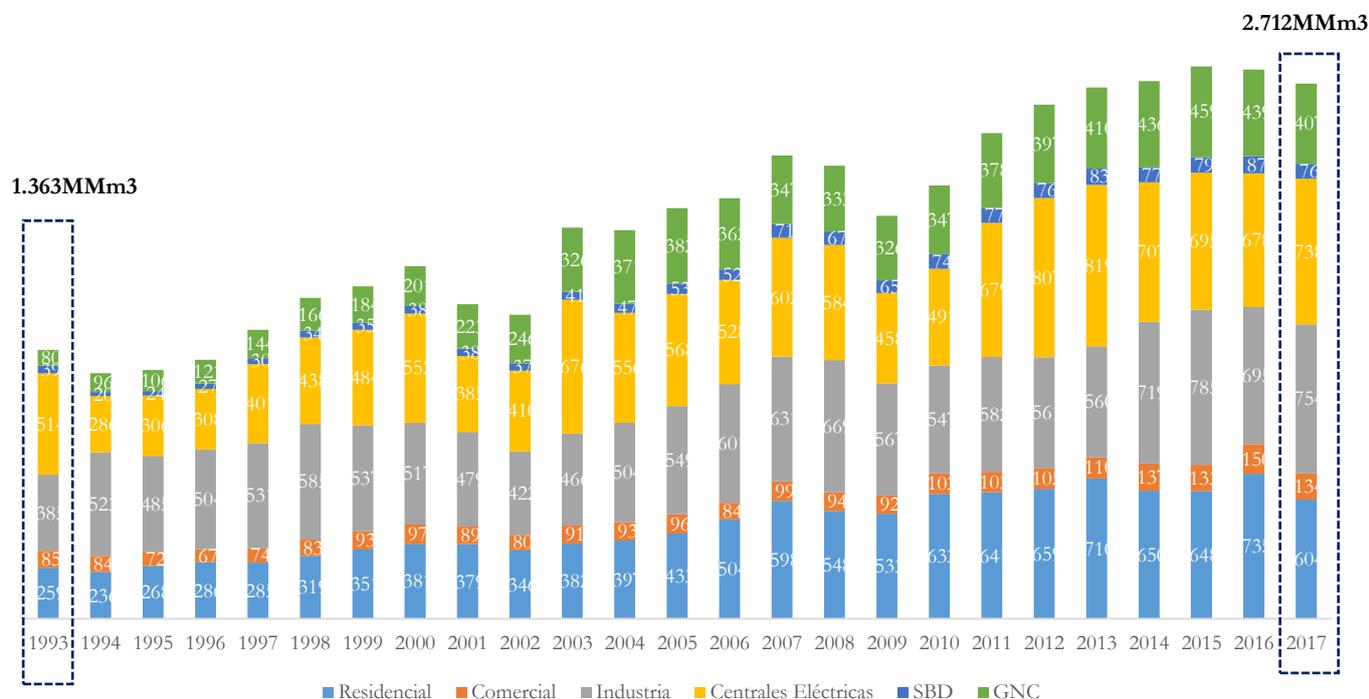
4. Volúmenes Entregados

DGCE ha logrado desde el inicio de su operación en 1993 prácticamente duplicar el volumen de gas entregado desde los

1.363MMm³ de 1993 a unos 2.712MMm³ en 2017, lo cual representa un crecimiento del 99%. Este aumento en los volúmenes entregados se vincula principalmente con el crecimiento del consumo residencial, el cual representaba 259MMm³ en 1993 y llegó a alcanzar los 604MMm³ en el año 2017 (+133%). A su vez, el consumo industrial ha experimentado un gran aumento de casi un 100% desde los 385MMm³ del año 1993 a los 754MMm³ en el 2016.

Como un nuevo actor en la demanda de gas natural, el consumo de gas para uso en vehículos automotores evidenciado en la categoría GNC llegó a representar un 15% del volumen total entregado por la Sociedad en el año 2017, cuando en 1993 alcanzaba sólo un 6% del total.

Evolución de los volúmenes de gas entregados por DGCE (1993-2017)



Fuente: ENARGAS

Esta expansión en los volúmenes transportados le ha permitido a la Sociedad incrementar su participación en el gas entregado total en Argentina desde los 6,1% observados en el año 1994 a una participación de mercado del 8% en el año 2017.

Participación de mercado por distribuidora en el mercado de gas argentino

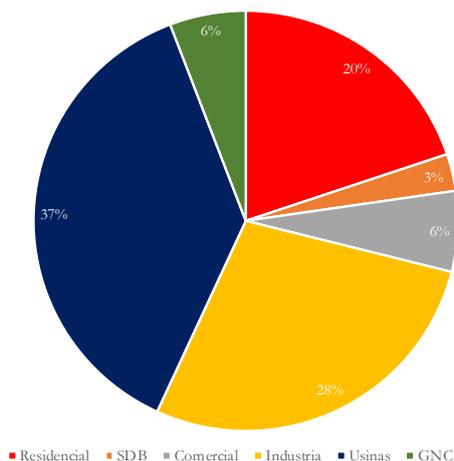
Distribuidora	1994	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
DGCE	6,1%	7,2%	7,6%	8,1%	8,4%	7,7%	8,3%	8,4%	8,0%
Dist. De Gas Cuyana	5,4%	7,7%	7,7%	7,6%	8,2%	8,2%	8,3%	7,9%	7,8%
Gas Ban	12,9%	12,7%	12,5%	12,7%	12,8%	12,8%	12,2%	12,3%	11,6%
Metrogas	28,6%	23,6%	23,3%	23,4%	22,2%	21,0%	20,3%	20,4%	22,3%
Camuzzi Pampeana	16,8%	15,5%	15,1%	15,3%	15,8%	15,9%	15,7%	15,5%	15,8%
Camuzzi Gas del Sur	13,0%	14,8%	15,4%	14,2%	13,9%	15,2%	15,4%	15,1%	14,2%
Litoral Gas	11,4%	12,2%	11,8%	11,5%	11,9%	12,4%	12,5%	13,0%	12,7%
Gasnor	5,7%	5,6%	5,9%	6,3%	5,8%	5,8%	6,5%	6,4%	6,7%
Gasnea	0,0%	0,8%	0,8%	0,8%	0,9%	0,9%	0,9%	1,0%	0,9%
Total	100,0%								

Fuente: ENARGAS

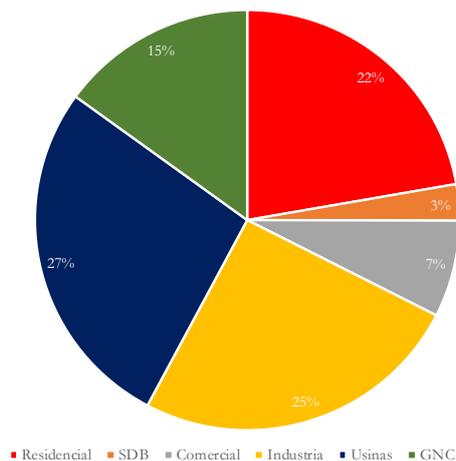
Así, a la vez que los volúmenes de gas entregados por DGCE crecían significativamente la composición del gas entregado por tipo de consumo o demanda se diversificó. Esto se debió principalmente al ya mencionado crecimiento exponencial de la demanda residencial que pasó de significar un 20% del total entregado en 1993 a un 22% en 2017 fruto de la expansión de redes y el crecimiento en las conexiones, como a la masificación del uso del GNC para vehículos donde DGCE presta servicio a 295

estaciones en su área de influencia.

Composición del gas entregado por DGCE en 1993



Composición del gas entregado por DGCE en 2017



Fuente: ENARGAS

Como se mencionó previamente, la base de clientes de DGCE se compone principalmente de usuarios residenciales quienes en su totalidad representan casi el 96% del total de clientes de la Sociedad, pero al estar atomizados con consumos individuales, en comparación con grandes usuarios muy bajos, su demanda conjunta representa aproximadamente un 22% del volumen total entregado.

El volumen consumido por los usuarios residenciales responde principalmente a su uso doméstico para activar cocinas, hornos y calefones, y según la época del año, como parte de la calefacción de los hogares. Por sus aplicaciones, la demanda residencial de gas natural suele ser inelástica, con una leve respuesta a cambios en su precio al no contar con bienes sustitutos en costo, calidad y seguridad.

Por su parte, los usuarios comerciales (SGP), subdistribuidores (“SDB”) y entes oficiales representan un 7% del gas total entregado. De este modo, estos tres grupos de usuarios (“Residenciales”, “SGP” y “SDB”) consumen aproximadamente el 32% del gas entregado en el año y están en la máxima prioridad de abastecimiento (la “Demanda Prioritaria”). En consecuencia, en caso de haber un faltante de oferta de gas ante un pico de consumo (como puede llegar a ocurrir durante los meses de invierno) se le dará prioridad al consumo de estos clientes restringiendo el abastecimiento a clientes industriales o grandes usuarios.

Este sector de la demanda es fuertemente termo-dependiente; en los meses de invierno su participación alcanza más del 50% del consumo total de gas natural abastecido por DGCE y por ende presenta una estacionalidad típica en los volúmenes consumidos en forma de campana a lo largo de los meses del año, tal como ilustra el gráfico a continuación.

Evolución Mensual de la Demanda Prioritaria (año 2017)



Fuente: ENARGAS

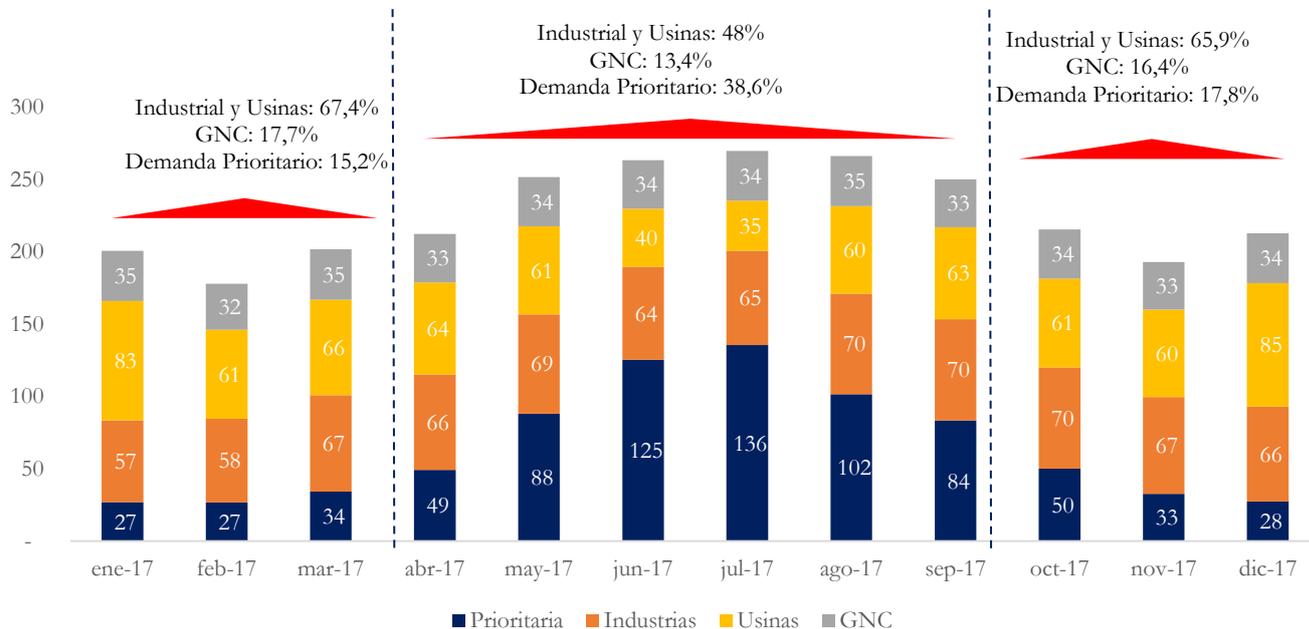
Por otro lado, el gas consumido como parte o insumo de un proceso productivo involucra aplicaciones infinitas. Entre las industrias más importantes y conocidas se encuentra la alimentaria, agroindustria, vidrio, cerámica, cemento, ladrillos, siderurgia, entre otras. Por esto, el gas consumido con fines comerciales se encuentra subordinado principalmente a la fluctuación del ciclo

económico como al acceso y precio de combustibles alternativos.

Así, los volúmenes de gas entregados por DGCE a lo largo del año fluctúan en función de la época y clima del año, incrementando significativamente la participación de la demanda prioritaria (fruto del aumento del consumo residencial) en los meses de invierno, dada la estabilidad del consumo de estaciones de GNC y de usuarios industriales.

El gráfico a continuación ilustra los volúmenes de gas entregados mensualmente durante el 2017 según el tipo de demanda donde puede observarse cómo se altera la composición del volumen de gas entregado por DGCE según el mes en cuestión.

Evolución mensual del gas total entregado por tipo de demanda (año 2017)

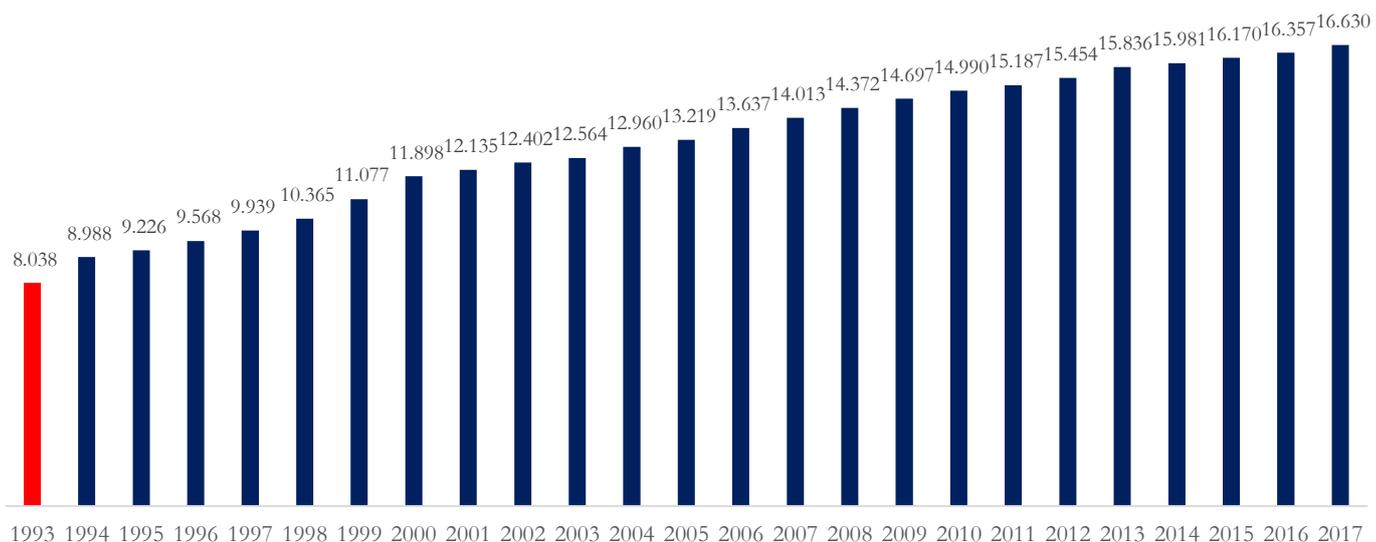


Fuente: ENARGAS

5. Sistema de Distribución

El sistema de distribución de gas por redes que administra DGCE ha experimentado un notable crecimiento fruto de las inversiones realizadas por la Sociedad. La red de distribución aumentó de 7.555 km. en 1993 a los 16.630 km. actuales lo cual ha permitido duplicar el volumen de gas entregado en su zona de cobertura.

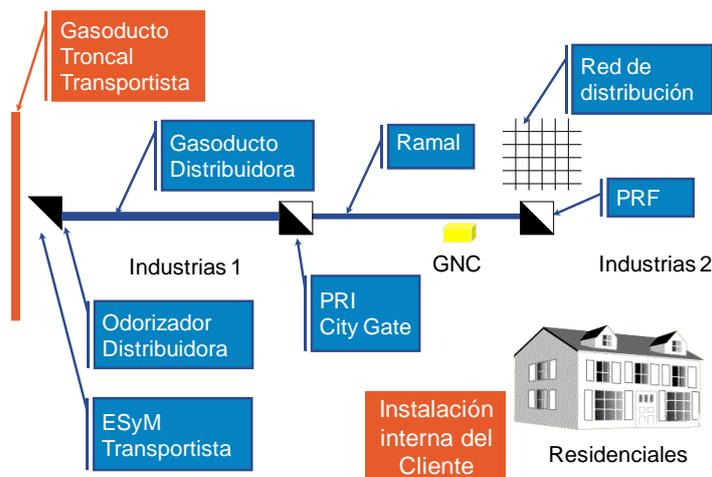
Evolución de la red de DGCE en Km



Fuente: DGCE.

El sistema de distribución de DGCE, que se extiende desde los puntos de entrega de Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”) hasta las válvulas de servicio de cada cliente, consiste principalmente en:

- una red conformada por gasoductos (los cuales se conectan con el sistema de transporte de TGN), ramales y redes de media presión;
- plantas de regulación intermedias (PRI), que regulan la presión entre los gasoductos y los ramales;
- y plantas de regulación finales (PRF), que regulan la presión entre los ramales y las redes de media presión.



Gasoductos y Ramales

Los gasoductos operan a una presión que varía entre 60 y 70 bar. Se conectan con TGN en la ESyM (Estación de Separación y Medición) operada por la transportista, y conducen el gas hasta las PRI, ubicadas cerca de las zonas urbanas, que regulan la presión para que el gas continúe fluyendo a través de los ramales. DGCE cuenta con aproximadamente 1.703 km de gasoductos.

Los ramales operan a una presión que varía entre 5 y 40 bar. Conectan las PRI con las PRF, instaladas dentro de las áreas urbanas, con el propósito de regular la presión del gas a un nivel de a 1,5 – 4 bar. DGCE cuenta con aproximadamente 1.218 km de ramales.

DGCE opera así 2.918km. de gasoductos y ramales con la siguiente apertura por provincia:

Provincia	Gasoductos (Km.)	Ramales (Km.)	Km. Totales
CATAMARCA	277	48	325
CÓRDOBA	1.259	1.121	2.380
LA RIOJA	164	49	213
TOTALES	1.700	1.218	2.918

A su vez, los gasoductos y ramales pueden separarse en líneas de distribución y transmisión bajo el siguiente detalle:

Provincia	Presión	Transmisión (Km.)	Distribución (Km.)	Km. Totales
CATAMARCA	70/60/40 Bar	277	-	277
	25/30 Bar	-	38	38
	15 Bar	-	1	1
	10 Bar	-	9	9
	5 Bar	-	-	-
Subtotal Catamarca		277	48	325
CÓRDOBA	70/60/40 Bar	932	327	1.259
	25/30 Bar	68	785	853
	15 Bar	-	43	43
	10 Bar	-	170	170
	5 Bar	-	56	56
Subtotal Córdoba		1.000	1.380	2.380
LA RIOJA	70/60/40 Bar	160	4	164
	25/30 Bar	-	-	-
	15 Bar	-	34	34
	10 Bar	-	15	15
	5 Bar	-	-	-
Subtotal La Rioja		160	53	213
TOTALES		1.437	1.481	2.918

Redes de media presión

Las redes de media presión están construidas con cañerías de acero o de polietileno extruido y funcionan con una presión de 4 a 1,5 bar. En general, estas redes se encuentran en ambos lados de una calle (en vereda) y a través de ellas, DGCE suministra el gas a los usuarios finales, básicamente residenciales y categorías de clientes SGP. DGCE cuenta con aproximadamente 13.712 km de redes de media presión.

Provincia	Presión Operación	Km. Acero	Km. Polietileno	Total (Km.)
CATAMARCA	1,5 Bar	290	266	556
CÓRDOBA	1,5 Bar	4.032	6.129	10.161
	4 Bar	10	2.581	2.590
LA RIOJA	1,5 Bar	171	233	405
TOTALES		4.503	9.209	13.712

Las cañerías (gasoductos, ramales y redes de media presión) construidas con acero están recubiertas con el fin de preservarlas de los efectos agresivos del suelo. Además, los sistemas están protegidos catódicamente a través de rectificadores que se instalan distribuidos en el sistema de distribución, conectados eléctricamente a las cañerías a proteger.

El gas natural distribuido a usuarios residenciales, comerciales e industriales, con la excepción del gas entregado a un cliente que lo utiliza como materia prima de su proceso químico, se odoriza. A excepción de una ESyM (Calamuchitano) en el resto de las ESyM, se ha instalado un sistema de odorización, que puede ser por inyección o por arrastre, realizando refuerzos en algunas PRI o PRF conforme las dimensiones de las mallas de distribución de cada zona.

El sistema de odorización por inyección está formado por un complejo mecanismo que inyecta y dosifica la adecuada cantidad de odorante dependiendo del flujo de gas para odorizar.

Un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) permite a DGCE realizar un seguimiento del gas que ingresa y circula en su sistema de distribución, controlando parámetros de flujo y presión en tiempo real con el objetivo de optimizar y controlar el funcionamiento del sistema de distribución. La mayoría de las actividades de control se realizan automáticamente por unidades terminales remotas ("RTU"), que se instalan en plantas de regulación y otros puntos relevantes del sistema.

6. Principales características operativas y comerciales.

A continuación, se detalla un cuadro resumen de las principales características operativas y comerciales de la Sociedad.

<u>Datos al</u>	31 de diciembre de			
Principales indicadores	2017	2016	2015	2014
Clientes	720.784	714.013	702.281	691.260
Participación en el gas entregado en la Argentina (%) (1)	8,0	8,4	6,1	7,6
Capacidad de transporte reservada (millones de m ³ día)	6,5	6,5	6,5	6,5
Volumen anual de gas entregado en millones de m ³	2.711,58	2.782,74	2.797,86	2.723,7
Monto global de inversiones anuales en millones de \$	276,6	317,5	77,4	63,9
Sistema de distribución en kilómetros (kms.)	16.630	16.357	16.170	15.981
Cantidad de empleados en nómina	377	348	330	343
Cantidad de empleados FTE	335	300	292	299
Cantidad de clientes por empleado	1.912	2.052	2.128	2.015

(1) Datos estimados según información publicada por el ENARGAS.

Asimismo, a continuación se detallan las cifras relativas a los volúmenes de gas entregado discriminados en los principales segmentos de mercado, comparados con los correspondientes a los ejercicios anteriores.

Volúmenes de gas entregado por principales segmentos	Millones de m ³ de gas			
	31/12/17	31/12/16	31/12/15	31/12/14
Prioritarios (residenciales, servicios generales P. Subdistribuidores)	809,4	968,2	856,2	859,9
GNC	406,6	439,0	458,6	435,7
Grandes clientes	1.389,3	1.267,1	1.382,5	1.323,1
Otros	106,3	108,4	100,6	105,0
Total del volumen de gas entregado	2.711,60	2.782,7	2.797,9	2.723,7

7. Tarifas

El sector de distribución de gas natural en Argentina está regulado por la Ley del Gas y los Decretos N° 2.453/1992 y N° 2.454/1992. El Art. 38° establece que las tarifas aplicables para los servicios prestados por las distribuidoras deben otorgar una rentabilidad razonable, y cubrir todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos y amortizaciones. Por su parte, el Art. 39° establece que la rentabilidad deberá ser similar al de otras actividades de riesgo equiparable o comparable y guardar relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios.

La Licencia establece que las tarifas de distribución de gas deben ser calculadas en dólares estadounidenses y deben expresarse en pesos, conforme a la Ley N° 23.928 de Convertibilidad (“Ley de Convertibilidad”) o la que la reemplace, en el momento de la aplicación a la facturación. Tras la crisis argentina de 2001, en 2002 el Gobierno promulgó la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia”), que contiene disposiciones que invalidan las cláusulas relacionadas con ajustes de tarifas en dólares y cláusulas de indexación basadas en el índice de precios externos como el índice PPI

Las tarifas son fijadas durante el proceso de Revisión Tarifa Integral (“RTI”) por períodos de cinco años en función del esquema conocido como price-cap o precios máximos.

De conformidad con el Art. 41° de la Ley del Gas, las tarifas se ajustarán de acuerdo con una metodología basada en indicadores del mercado internacional, que reflejarían los cambios en el valor de los bienes y servicios. Además, la Ley del Gas contempla también ajustes (positivos y/o negativos) para fomentar la eficiencia y, al mismo tiempo, inversiones en construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones. En particular, las tarifas deberían estar sujetas a los siguientes ajustes:

- a) Ajustes periódicos y preestablecidos:
 - (i) Por variaciones en los indicadores del mercado internacional (Art. 41°)
 - (ii) Por variaciones en el precio del gas comprado.
 - (iii) Por variaciones en los costos de transporte.

- b) Revisiones quinquenales de tarifas (Art. 42°). El ENARGAS revisará el sistema de ajuste de tarifas, de conformidad con las disposiciones de los Arts. 38° y 39°.
- c) No recurrente:
- (i) Basado en circunstancias objetivas y justificadas (Art. 46°).
 - (ii) Con base en cambios tributarios (Art. 41°). Las variaciones de costos que se originen en las normas tributarias (excluyendo el impuesto a las ganancias) serán trasladados a las tarifas.
 - (iii) Cuando el ENARGAS considere, como consecuencia de procedimientos iniciados de oficio o denuncias de particulares, que existen motivos para considerar que una tarifa, cargo, clasificación o servicio de un transportista o distribuidor es inadecuada, indebidamente discriminatoria o preferencial, notificará tal circunstancia al transportista o distribuidor y la hará pública convocando a tal efecto a una Audiencia Pública.

Las tarifas de gas natural que DGCE puede cobrar a los usuarios son el resultado de la adición de los siguientes términos (a) + (b) + (c) + (d) + (e):

- a) **Costo del gas:** incluye (i) el precio del gas en el punto de entrada al sistema de transporte ("PIST"), y (ii) las Diferencias Diarias Acumuladas ("DDA").
 PIST: este término corresponde al precio del gas reconocido en la tarifa para las compras del período corriente.
 DDA: este término, que puede ser positivo o negativo, tiene como objetivo corregir cualquier diferencia entre el PIST y el precio del gas efectivamente pagado a los productores, de manera tal que el precio del gas sea neutral para las distribuidoras, es decir no genere ni pérdidas ni ganancias. El ENARGAS sólo podrá limitar el traslado a las tarifas del precio del gas si determinase que los precios acordados exceden de los negociados por otros distribuidores en situaciones que el Ente considere equivalentes (Art. 38°, c de la Ley del Gas). Todos estos términos se aplican solo a aquellos clientes que compran gas directamente a DGCE (por ejemplo, usuarios residenciales)
- b) **Costo del gas retenido:** es la recuperación del costo del gas utilizado para la operación del sistema de transporte de gas (principalmente, para el funcionamiento de las estaciones de compresión). Este consumo, que se calcula como un valor porcentual específico por gasoducto y por empresa de distribución, se incorpora en las tarifas como "Costo de gas retenido".
- c) **Costo del servicio de transporte:** corresponde a la tarifa de transporte aprobada por el ENARGAS a las transportistas (Transportadora de Gas del Norte, en el caso de DGCE) afectada por el factor de carga. La tarifa de transporte cubre los servicios de uso del sistema de transporte desde el punto de entrada en la red de transporte hasta el punto de salida donde la red de distribución comienza.

El factor de carga es el cociente entre el consumo diario promedio y el consumo pico de los últimos 12 meses según la categoría de cliente respectiva, a los fines de estimar la capacidad de transporte necesaria para abastecer el consumo en los días pico. Los factores de carga incluidos en las tarifas de transporte para las diferentes categorías de clientes son los siguientes:

- a) Residencial: 35%
- b) SGP: 50%
- c) SBD: 75%
- d) SGG-FT-FD-IT-ID-GNC: 100%

Por lo tanto, la tarifa de gas natural permite a las empresas de distribución transferir al cliente final los costos de transporte. Este término no se aplica a aquellos clientes que compran servicios de transporte de gas directamente de las empresas de transporte.

- d) **Tarifa de distribución:** es la remuneración del servicio de distribución, que incluye un cargo fijo y otro variable. Adicionalmente, para los GU Firmes, los SGG y las GNC Firmes se incluye un cargo por capacidad diaria reservada. La tarifa de distribución permite la recuperación de los costos operativos, las amortizaciones, impuestos de la red y también obtener una rentabilidad razonable (Art. 38° de la Ley del Gas).
- e) **Impuestos, tasas y cargos:** las tarifas aprobadas por el ENARGAS son netas de impuestos y tasas. Los impuestos como el impuesto al valor agregado, ingresos brutos, los impuestos y tasas municipales, los cargos por fideicomiso, etc. son facturados a los clientes finales por separado, de manera que sean neutrales para la distribuidora. Estos cargos pueden presentar diferencias dependiendo de la ciudad y/o provincia como resultado de diferentes tasas municipales y/o provinciales.

En consecuencia y en relación con la tarifa de distribución, el ajuste periódico y preestablecido por variaciones en los indicadores del mercado internacional se pueden representar con la siguiente fórmula:

$$T1 = T0 * (W1/W0 - X/100 + K/100)$$

Donde:

- T1 es la tarifa de distribución ajustada para el período 1. T1 incluye así: (i) un cargo fijo para cualquier clase de servicio o tipo de usuario, (ii) un término variable por metros cúbicos de gas consumidos para cualquier tipo de servicio, (iii) un término para la capacidad contratada para SGG, FD, FT y (iv) el valor mínimo de la factura.

- T0 es la tarifa de distribución vigente en el momento previo al ajuste, W1 es el índice PPI vigente (índice de precios de productores de los Estados Unidos) y W0 es el índice PPI anterior
- X (“Factor de Eficiencia”): El ENARGAS puede establecer valores porcentuales para el factor de eficiencia y se lo comunicará a los licenciatarios con no menos de 12 meses de anticipación a partir de la aplicación de la tarifa correspondiente a la revisión de cinco años.
El factor propuesto deberá estar sustentado en un programa específico de mejoras de eficiencia donde, al menos (i) los programas y sus objetivos se identifiquen, (ii) se cuantifiquen las inversiones requeridas y se cuantifican los ahorros previstos de los costos, (iii) se aporten antecedentes o información suficiente para la aplicación de tales programas.
- K (“Factor de Inversión”): El ENARGAS puede establecer valores porcentuales para el factor de inversión. Este factor debe estar sustentado por un plan de inversión que el licenciatario tiene que presentar de conformidad con los requisitos que fije el ENARGAS.

a. Aumentos Tarifarios 2008-2016

Tras la crisis argentina de 2001, en 2002 el Gobierno promulgó la ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia”), que contiene disposiciones que invalidan las cláusulas relacionadas con ajustes de tarifas en dólares y cláusulas de indexación basadas en el índice de precios externos como el índice PPI. En consecuencia, DGCE y la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (“UNIREN”) firmaron “ad referendum” de la aprobación definitiva del PEN un Acuerdo Transitorio (“AT”) el día 8 de octubre de 2008, con la finalidad de establecer condiciones que, mediante la adecuación de precios y tarifas, propendan al equilibrio contractual hasta el momento de arribarse a la renegociación integral del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural otorgada a la Sociedad por Decreto PEN N° 2.453/1992 (en adelante el “Contrato”).

Asimismo, también el día 8 de octubre de 2008 la Sociedad y la UNIREN firmaron “ad referendum” de la aprobación definitiva del PEN un Acta Acuerdo (en adelante “AA”), en la que se convino además la renegociación integral de las condiciones de adecuación del Contrato.

Tanto el AT como el AA fueron ratificados por el PEN y en tal sentido, a través del AA se previó entre otros puntos:

- Adecuar los términos y condiciones de la Licencia, demás normas complementarias y modificatorias, conforme a la Ley de Emergencia, preservando los principios de la Ley del Gas y de las regulaciones que de ella derivan.
- Un aumento tarifario del 27% en el margen de distribución a aplicar en forma diferencial para cada categoría de usuarios. Por ejemplo, para el caso residencial, se previó que los clientes de bajos consumos (R1, R2-1 y R2-2) no recibieran ningún aumento, y para las restantes categorías se estableció que este fuera progresivo hasta llegar al 30% de aumento en la factura final de los clientes con mayor consumo (R3.-4).
- La ejecución de un plan de inversiones obligatorias, que fue cumplido por DGCE.
- Un mecanismo de monitoreo de costos (MMC), que consistía en un ajuste semestral en la tarifa de distribución para reconocer las variaciones de costos.
- Realizar un proceso de RTI, mediante el cual se debía fijar un nuevo régimen de tarifas máximas por el término de 5 años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I del Título IX de la Ley del Gas. Esta revisión se debía iniciar al momento de la ratificación del Acuerdo Transitorio o el 15 de octubre de 2008, lo que primero ocurriera, y extender hasta el 30 de septiembre de 2009.

Los cuadros tarifarios correspondientes al AT y AA no fueron publicados por el ENARGAS.

El 27 de noviembre de 2012 se emitió la Resolución ENARGAS N° 2.407/2012, con vigencia a partir de su fecha de emisión, por la que se aprueba a partir del 29 de noviembre de 2012 un nuevo cuadro tarifario que autoriza a DGCE a aplicar un monto fijo por factura, diferenciado por categoría de usuario, a ser depositado en un fideicomiso el cual constituirá un “Fondo para obras de consolidación y expansión” (“FOCEGAS”) y serán considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco de la readecuación tarifaria acordada en el AT y AA. Este monto fijo por factura representó un incremento del margen de distribución del 51%. De acuerdo a dicha Resolución y sus posteriores modificatorias, los montos recaudados se deben destinar exclusivamente a actividades relacionadas con la expansión y la confiabilidad de los sistemas, tareas de operación y mantenimiento que contribuyan al cumplimiento de la normativa incluida en el “Código argentino de gas – NAG” y a actividades comerciales y administrativas relacionadas con la eficaz atención a los usuarios dentro del área de prestación del servicio.

También en el marco del AA de Renegociación Contractual suscripta oportunamente, el ENARGAS emitió con fecha 4 de abril de 2014 la Resolución I/2.847, en la cual se otorgó un incremento en la tarifa de distribución promedio de 41% estableciendo los nuevos Cuadros Tarifarios con vigencia a partir del 1° de abril de 2014, 1° de junio de 2014 y 1° de agosto de 2014 respectivamente. Los incrementos se determinaron por categoría de usuario, y su aplicación efectiva se sujetó al comportamiento del consumo del cliente respecto de idéntico período del año anterior, no aplicando incrementos tarifarios para clientes que ahorren en el consumo más del 20%, incremento completo para aquellos que ahorren menos del 5% y una situación intermedia de incremento para aquellos usuarios que ahorren entre el 5% y el 20%.

En 2016, mediante la Resolución N° 31/2016, el MEyM instruyó al ENARGAS a que lleve adelante el procedimiento de RTI previsto en el AA. Asimismo, por medio de esa resolución se instruyó al ENARGAS a que efectúe, sobre la base de la situación económico-financiera de las licenciatarias (tanto del servicio público de transporte de gas como del servicio público de distribución de gas) y a cuenta de la RTI, una adecuación de las tarifas de transición, que permitiera a las licenciatarias cumplir con el plan de inversiones del año 2016, afrontar sus

gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización y dar cumplimiento a los vencimientos de las obligaciones contraídas, a los efectos de asegurar la continuidad de la normal prestación del servicio público a su cargo hasta tanto se establezcan los cuadros tarifarios definitivos que resulten de la RTI.

A raíz de estos incrementos, se plantearon numerosas acciones judiciales contra las resoluciones que dispusieron los incrementos de precios y tarifas referidos al servicio de gas. En este contexto el Gobierno Nacional en conjunto con los Gobiernos Provinciales acordaron la conveniencia de definir un límite del 400% para los clientes residenciales y del 500% para los usuarios del Servicio General P con servicio completo en el incremento del monto final a facturar por las prestadoras de servicios de distribución de gas por redes, respecto del valor que hubiera correspondido facturar aplicando al consumo del período actual el Cuadro Tarifario vigente hasta el 31 de marzo de 2016. Y se estableció que las diferencias entre el monto final resultante de los cuadros tarifarios vigentes y el monto efectivamente facturado, será aplicado durante el año 2016 como un descuento sobre los precios a ser facturados por los proveedores de gas, tal lo dispuesto en la Resolución del MEyM N° 99/2016 del 7 de junio de 2016. En esta línea, el ENARGAS emitió con fecha 10 de junio de 2016 la Resolución ENARGAS N° 3.843/2016 que implementó la aplicación de estos topes para todos los consumos posteriores al 31 de marzo de 2016, estableciendo que, para los casos en que se supere el límite establecido, la diferencia deberá ser deducida de la factura bajo la denominación “Bonificación según Resolución MEyM N° 99/2016”.

Posteriormente, con fecha 13 de julio de 2016, se publicó la Resolución MEyM N° 129/2016 que modifica la aplicación del tope dispuesto por la Resolución MEyM N° 99/2016, de manera tal que el monto total facturado a un usuario residencial, para un determinado período de facturación, por consumos realizados a partir del 1° de abril de 2016, no supere en más de un 400% el monto total facturado al mismo usuario para el mismo período correspondiente al año 2015, es decir un monto equivalente a cinco veces el monto de la factura correspondiente al mismo período del año anterior. Por su parte, para los usuarios del Servicio General P con servicio completo, el tope de facturación —en los términos señalados precedentemente— se prevé en un 500% por encima del monto de la factura correspondiente al mismo período del año anterior, es decir, un monto equivalente a seis veces el monto de dicha factura. Debido a ello se emite la Resolución ENARGAS N° 3.896/2016 del 13 de julio de 2016 la cual modificó la forma de determinación de los topes establecidos por Resolución ENARGAS N° 3.843/2016, pero la misma no tuvo efectos ya que fue revocada con fecha 15 de julio de 2016 a través de la Resolución ENARGAS N° 3.902/2016.

Por otra parte, a través de la Nota ENRG/GAL/GDyE/GRGC/I N° 6.825 del 25 de julio de 2016, el ENARGAS realizó una serie de precisiones a partir de la causa “Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y Otros c/Ministerio de Energía y Minería s/Amparo Colectivo” en la que ésta Sociedad no era parte ni había tomado conocimiento formal de la misma, aclarando que si bien en la parte resolutoria de dicha sentencia se decidió declarar la nulidad de las Resoluciones MEyM N° 28 y N° 31/2016, retrotrayéndose la situación tarifaria a la existente previamente al dictado de ambas, advierte que no obstante las Resoluciones ENARGAS N° I/3.729 y I/3.737 no habían sido declaradas nulas, pero que debido a que las mismas reconocen como antecedente esas decisiones ministeriales, no era factible su aplicación hasta tanto se resuelva sobre la concesión o denegación del Recurso Extraordinario Federal interpuesto por el EN.

Con fecha 18 de agosto de 2016 la CSJN declaró admisible el recurso extraordinario presentado por el Gobierno Nacional, y confirmó parcialmente la sentencia de la Cámara Federal de La Plata, Sala II, al declarar nulas las Resoluciones MEyM 28/2016 y 31/2016, circunscribiendo esta decisión al colectivo de usuarios Residenciales, aunque manteniendo lo relativo a la Tarifa Social. Esto implicó la retracción de las tarifas a las vigentes el 31 de marzo de 2016 y su consecuente refacturación, estableciendo también que para el pago del saldo adeudado por los clientes debían emitirse 4 cuotas mensuales e iguales, cuyo intervalo entre ellas no pueden ser menor a los 30 días. Sin perjuicio de ello, la CSJN recaló la necesidad de realización de una Audiencia Pública toda vez que se vayan a producir aumentos en cualquiera de los componentes regulados de la tarifa de gas. Este proceder fue instruido por el ENARGAS a las licenciatarias a través de Resolución ENARGAS N° I/3.961 de fecha 23 de agosto de 2016.

En consecuencia de este fallo, el MEyM, a través del ENARGAS realizó un llamado a Audiencia Pública con fecha 16 de septiembre de 2016 por medio de la Resolución ENARGAS I/3.957 para tratar el sendero de precios que fijaría el MEyM para el gas en boca de pozo durante los próximos 3 años, así como los aumentos en los componentes de transporte y distribución que se habían otorgado a las licenciatarias a través de los cuadros tarifarios emitidos en abril de 2016.

Con fecha 29 de septiembre de 2016, el ENARGAS publicó un informe de la Audiencia Pública donde se da cuenta de las intervenciones de todos los participantes, allanando el camino para la publicación del nuevo cuadro tarifario. Este cuadro fue publicado finalmente el 7 de octubre de 2016, mediante Resolución ENARGAS N° I/4.050 con vigencia a partir de ese día, donde se establecieron aumentos en las tarifas de transporte y distribución idénticos a los originalmente establecidos por la Resolución ENARGAS N° I/3.729 y I/3.737. Se mantuvieron además los criterios para la aplicación de la Tarifa Social, como así también el plan de inversiones por Ps. 148,6 millones definido en las Resoluciones de abril de 2016, con sus correspondientes penalidades por incumplimiento. No obstante, establece topes para los aumentos por categoría de clientes, respecto a la factura final con impuestos recibida en el mismo período del año anterior, siempre y cuando la misma sea mayor a \$250. Estos topes fueron establecidos de la siguiente manera: Usuarios R1 a R2-3: 300%; Usuarios R3-1 a R3-3: 350%; Usuarios R3-4: 400%; Usuarios SGP: 500%.

Con los antecedentes expuestos, el ENARGAS, mediante Resolución N° I-1.423/2016 de fecha 10 de noviembre de 2016, convocó a Audiencia Pública para el 5 de diciembre de 2016 con el fin de considerar: “a) la RTI de DGCe; b) las propuestas de modificaciones, elaboradas por esta Autoridad Regulatoria, en los Reglamentos de Servicio de Transporte y Distribución aprobados por Decreto N° 2.255/1992 y c) la metodología de ajustes semestrales”.

Finalmente, mediante Resolución 312 – E/2016 del 28 de diciembre de 2016, publicada en el Boletín Oficial en fecha 30 de diciembre de 2016, el MEyM resolvió aprobar una asistencia económica transitoria por Ps. 381,8 millones a favor de la Sociedad a los efectos de

solventar las inversiones obligatorias establecidas en las Resoluciones ENARGAS N° 3.729/2016, 3.737/2016 y 4.050/2016 y el pago a los productores de gas. La transferencia de los fondos resultará aplicable en tanto se mantenga, a criterio del ENARGAS, la situación económico financiera de la Sociedad que motiva el otorgamiento de la misma. A la fecha del presente documento el ENARGAS no se ha expedido al respecto.

Con sustento en esa normativa, y la fijación de nuevos precios del gas en punto de ingreso al sistema de transporte y los ajustes transitorios en las tarifas de transporte, el ENARGAS aprobó los valores semestrales de las tarifas aplicadas por las distribuidoras de gas. En el caso de la Sociedad, los nuevos cuadros tarifarios semestrales aplicados por ésta fueron aprobados por el ENARGAS mediante las Resoluciones N° 3729/2016 (rectificada por la Resolución N°3737/2016), 3764/2016, 4050/2016 (modificada por la Resolución N° 4231/2017).

b. Revisión Tarifa Integral 2017

Durante los años 2016 y 2017, DGCE finalizó con éxito el proceso de revisión tarifaria integral 2017, con inicio en la Resolución MEyM 31/2016 y concluyendo con la aprobación de los nuevos cuadros tarifarios (la "RTI 2017"). Como se mencionó previamente, el proceso de RTI determina las tarifas de distribución a aplicar por la Sociedad por un período de cinco años el cual se inició el 1 de abril de 2017.

En este sentido, el ENARGAS, mediante la Resolución N° 4359/2017 del 30 de marzo de 2017, aprobó los cuadros tarifarios emergentes de la RTI 2017 de la Sociedad vigentes a partir del 1 de abril de 2017, el plan de inversiones para el quinquenio regulatorio 2017-2022 y su metodología de control, y la metodología de adecuación semestral de la tarifa aplicada por la Sociedad.

La RTI 2017 requirió la consideración de una serie de elementos, entre ellos:

- a. el valor de la Base Tarifaria o Base de Capital necesaria para la prestación del servicio regulado;
- b. la tasa de rentabilidad justa y razonable a reconocer a las prestadoras del servicio (el costo del capital);
- c. el plan de inversiones a ejecutar durante el quinquenio;
- d. el capital de trabajo afectado al giro del negocio regulado;
- e. la estimación de los gastos de operación y mantenimiento, de comercialización y administración necesarios para la prestación del servicio regulado;
- f. los impuestos que gravan la actividad regulada;
- g. las estimaciones de la demanda esperada durante el quinquenio; y
- h. mecanismo de actualización semestral de las tarifas, que permita mantener el valor de las mismas en términos constantes.

Base de Capital e Inversiones. Plan de inversiones 2017-2022

La fijación de la Base Tarifaria reviste gran importancia en el proceso de RTI, ya que la determinación del valor de los activos que la componen resulta esencial para asegurar a las compañías un flujo de ingresos que provea un adecuado retorno sobre el capital invertido en la actividad, y que además permita, no solo la reposición de los bienes al agotar su vida útil, sino también la expansión de sus sistemas. Para este fin, el ENARGAS realizó la valuación de activos considerando como valor inicial el precio pagado al momento de la privatización de DGCE por la totalidad de los activos adquiridos, adicionando a ese valor el importe anual de las inversiones en activos esenciales y/o activos necesarios para la prestación del servicio regulado efectuadas con posterioridad a la toma de posesión y descontando el valor correspondiente a las bajas por amortizaciones, desafectaciones, retiros o reemplazo de Activos Esenciales.

Luego, y de acuerdo a lo previsto en el AA, el ENARGAS dispuso que las valuaciones de los bienes se realizaran en moneda nacional, considerando la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía, de manera tal de reflejar el valor de la base de capital actualizada al momento de la determinación de las tarifas de la RTI 2017.

En lo atinente al costo de capital, dado que en el AA se dispuso que la tasa de rentabilidad se determinaría conforme lo establecen los Arts. 38° y 39° de la Ley del Gas, y que para tal fin se debía ponderar la remuneración del capital propio y de terceros, el ENARGAS estableció que en la remuneración del capital propio se tendría en cuenta un nivel justo y razonable para actividades de riesgo equiparable o comparable, que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria del servicio y que, para determinar el costo de capital de terceros, se debía reflejar el costo del dinero en los términos y condiciones vigentes para la financiación de empresas de servicios públicos. Como resultado de las tareas indicadas, se determinó una tasa WACC en términos reales del 9,33% para todas las distribuidoras de gas.

En relación a la proyección de costos considerada para el período regulatorio 2017-2022 se incluyeron, además de los gastos del año base (2015 actualizado a valores de diciembre de 2016), los gastos no recurrentes, los originados en los cambios previstos en la estructura y en el organigrama de la compañía y se contemplaron los incrementos de costos derivados de las obras a ejecutar previstas en el plan de inversiones y de la incorporación de usuarios esperada para el quinquenio. Se incluyeron además los proyectos propuestos, verificando que estén en línea con el cumplimiento de la normativa técnica vigente en materia de seguridad, los estándares mínimos de calidad, los procedimientos propios de la licenciataria y la implementación de otras mejoras en materia de confiabilidad y en pos de garantizar un servicio regular y continuo para el sistema.

En el marco del proceso de RTI 2017, DGCE presentó su plan de inversiones para el quinquenio 2017-2022, detallando las obras a ejecutar, su fundamentación técnica y sus presupuestos segmentados en dos categorías: Inversiones Obligatorias e Inversiones No Obligatorias o Complementarias. Las Inversiones Obligatorias son aquellas consideradas indispensables para atender la operación y el mantenimiento, la comercialización y la administración en condiciones confiables y seguras, y son las consideradas en los cuadros tarifarios aprobados para DGCE mediante la Resolución 4359/2017, por lo que esta última estará obligada a llevar a cabo, construir y/o instalar todas las Inversiones Obligatorias.

Monto Anual de erogaciones asociadas al Plan de Inversiones Obligatorias a ejecutar en el quinquenio (1)

Años Regulatorios	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<i>AR\$ MM 2016 (2)</i>	244,36	416,39	361,25	262,44	186,58
Total Quinquenio	1.471,02				

- (1) El monto de las Inversiones Obligatorias se encuentra expresado en pesos a valores de diciembre de 2016. Por lo tanto, el monto de las inversiones no ejecutadas al fin de cada semestre se actualizará utilizando la misma metodología y los mismos índices de precios que los aplicados para la adecuación semestral de las tarifas.
- (2) El plan de inversiones obligatorias originalmente aprobado en la RTI incluyó el monto de la asistencia económica transitoria dispuesta por la Resolución MINEM N° 312/2016 sumado a la rentabilidad y a la amortización que la misma generaba, y que en total ascendía a \$ 613,99 millones. Los montos detallados en la tabla incluyen lo definido por la Resolución ENARGAS N° 128/2017, que implementa el segundo escalón del aumento de la RTI, la cual establece que, habiéndose verificado la falta de otorgamiento de dicha asistencia, deberá procederse a recategorizar dicho monto de \$ 613,99 millones de inversiones obligatorias a inversiones complementarias, con el correspondiente impacto en tarifas, todo ello a implementarse en oportunidad del próximo ajuste semestral del 1° de abril de 2018, previa consideración en Audiencia Pública.

Las inversiones obligatorias a realizar por DGCE en el quinquenio son en su mayoría para la expansión y repotenciamiento de su red de distribución. El cuadro a continuación exhibe los principales rubros del plan 2017-2022 a ejecutar:

Tipo de Inversión	AR\$ MM	% Total
Expansión y Potenciamiento	793	54%
Mantenimiento	217	15%
Tecnología y Comunicaciones	179	12%
Seguridad	128	9%
Equipos de medición	77	5%
Rodados	39	3%
Obras Edilicias	38	3%
Total general	1.471	

Fuente: DGCE (en pesos de 2016)

Para un detalle del plan de inversiones 2017-2022 vigente y autorizado y los montos estimados para las mismas ver el Anexo B a este prospecto.

DGCE deberá erogar la suma especificada en Inversiones Obligatorias, en Inversiones No Obligatorias, o en otras obras y/o proyectos aprobados por el ENARGAS. En caso de no alcanzar tal suma en un determinado año calendario, y no existir excesos de inversión aprobada por el ENARGAS efectuados en años anteriores con los que se compense tal deficiencia, el monto neto de la deficiencia será pagadero por la Licenciataria al ENARGAS en concepto de multa.

Asimismo, DGCE durante el quinquenio 2017-2022 y en caso de considerarlo oportuno, podrá solicitar la consideración de las Inversiones No Obligatorias o Complementarias contempladas como obras a realizar por Factor K (ver sección Marco Regulatorio), en los términos del Numeral 9.4.1.3 de las Reglas Básicas de la Licencia. La Sociedad también podrá proponer a la Autoridad Regulatoria, durante el quinquenio 2017-2022, la ejecución de obras y trabajos no contemplados, como obras por factor K, en los términos del Numeral 9.4.1.3. de las Reglas Básicas de la Licencia.

Tarifas resultantes de la RTI 2017

El sistema tarifario establecido en el marco regulatorio es un sistema de tarifas máximas o “Price Cap”. Dicho sistema prevé que durante el período regulatorio de cinco años en cuestión el valor de las tarifas máximas oportunamente definidas en la RTI, debe permanecer constante en términos reales debiendo preverse, en consecuencia, un mecanismo de adecuación semestral que lo garantice, conforme surge de los Arts. 40 y 41 de la Ley del Gas y de las previsiones del AA.

El mecanismo de adecuación semestral de la tarifa previsto en la RTI 2017 consiste en actualizar semestralmente, tanto la tarifa de distribución como las tasas y cargos, en base a la variación del índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) - Nivel General publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC). Los Cuadros Tarifarios que surjan de las respectivas adecuaciones semestrales tendrán vigencia a partir del 1° de abril y 1° de octubre de cada año, a excepción del año 2017 donde los mismos entraron en vigencia el día 1 de diciembre.

De esta manera, los cambios resultantes del AA y la RTI 2017 sobre el marco regulatorio original principalmente implicaron modificar las cláusulas de actualización de las tarifas, reemplazando el anterior índice de inflación PPI de los Estados Unidos, por un índice que refleje la inflación doméstica como el IPIM, mientras que los restantes principios regulatorios se mantuvieron en grandes rasgos, sin modificaciones.

El aumento total de las tarifas de distribución determinado en el proceso de RTI 2017 para DGCE fue del 152,7%. Las tarifas aprobadas cubren así un período de cinco años (hasta el 30 de marzo de 2022) y son ajustadas semestralmente en función de la evolución de la inflación (medida por el índice IPIM) para mantenerlas constantes en términos reales lo cual le permite a la Sociedad generar un *cash-flow* estable y sólido.

A los fines de una implementación gradual de las tarifas resultantes de la RTI 2017, el ENARGAS aplicó en forma escalonada los cuadros tarifarios resultantes de la Resolución N° 4359/2017, conforme a la siguiente progresión: 30% del incremento a partir del 1° de abril de 2017; 40% del incremento total a partir del 1° de diciembre de 2017 y el 30% restante a partir del 1° de abril de 2018. En consecuencia, a partir del 1° de abril de 2018 DGCE podrá facturar a sus clientes la tarifa total de equilibrio resultante del proceso de RTI 2017.

El 1° de abril del 2017 se implementó el primer escalón del aumento tarifario equivalente a un incremento del 45,8% sobre las tarifas vigentes a esa fecha; y el 1° de diciembre de 2017 se aplicó el segundo escalón (más el ajuste por el índice IPIM - para mantener la tarifa en términos reales constantes) que implicó un nuevo aumento del 68,06%.

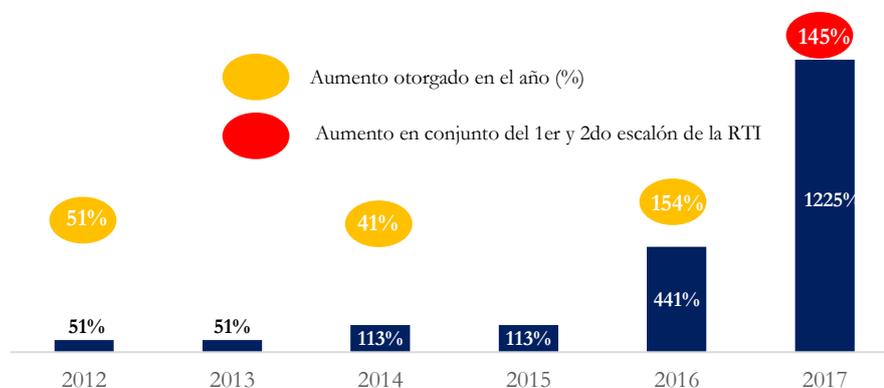
Para el 1° de abril de 2018 se espera la implementación del tercer y último escalón de incremento tarifario aprobado por RTI, conjuntamente con un nuevo ajuste semestral de la tarifa en función de la variación del IPIM. El cuadro tarifario correspondiente a esta instancia se espera entre en vigencia el 01/04/2018. Para octubre de 2018 se tiene previsto un nuevo ajuste semestral por variación de costos.

Con fecha 31 de enero de 2018 se publicó en el boletín oficial la Resolución ENARGAS N°248/2018 que convocó a una audiencia pública a celebrarse el día 21 de febrero de 2018 en la Sociedad Rural de Tucumán, a fin de considerar: (i) la aplicación de la metodología de adecuación semestral de la tarifa, en los términos de lo dispuesto por la Resolución ENARGAS N° I-4.359/2017; (ii) la aplicación del traslado a tarifas del precio de gas comprado en los términos del Numeral 9.4.2. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución; (iii) la recategorización parcial de inversiones a cargo de la Sociedad; y (iv) alternativas metodológicas para una facturación más previsible de los consumos de los usuarios residenciales.

Al fijarse las tarifas en la RTI 2017 por un período de cinco años pero al optar por una implementación gradual de la tarifa de equilibrio (mediante tres etapas o escalones), la Resolución N° 4359/2017 incluyó una compensación especial (la cual se incluirá al momento de aplicarse el tercer escalón) para no afectar el nivel de ingresos previstos para el quinquenio como resultado de la RTI 2017 y permitir a la Licenciataria obtener la rentabilidad durante todo ese período, considerando el efecto financiero correspondiente.

Así, luego de la finalización del tercer escalón estipulado en la RTI 2017, las tarifas de DGCE alcanzarán su nivel de equilibrio luego de haber sido ajustadas en diferentes etapas (desde el año 2012) acumulando un aumento al 31 de diciembre de 2017 del 1225%.

Aumento Tarifario Acumulado desde 2012 (%)



Fuente: DGCE

Nota: aumento tarifario del 2017 incluye solamente el primer escalón (+45,8%) y segundo escalón (+68,1%) de la RTI aplicados el 1 de abril de 2017 y el 1 de diciembre de 2017, respectivamente. El tercer escalón será aplicado a partir del 1 de abril de 2018.

Al día de la fecha, las tarifas finales que DGCE pueden cobrar a sus clientes, son la suma de los siguientes términos:

- Precio del gas: incluye el gas PIST y las DDA. Se respeta el principio de *pass through*, de manera tal que el costo del gas es neutro para las Licenciataria.
- Gas retenido.
- Tarifa de transporte.
- Tarifa de distribución.
- Impuestos aplicables (ingresos brutos, tasas municipales, impuesto al valor agregado, entre otros)

Con las siguientes particularidades:

- Tarifa Social Residencial:** mediante la Resolución ENARGAS N° I-3784/2016 se establecieron los criterios de elegibilidad para ser beneficiario de la tarifa social, que le permite al cliente recibir una bonificación en el precio del gas

del productor más la correspondiente incidencia en los impuestos de la factura final. Esta bonificación está limitada a determinada cantidad de m³ por periodo de consumo, según Resolución MEM 474/2017. Es decir, en la factura al cliente final se incluye el 100% de la tarifa de distribución y transporte (y los impuestos correspondientes) pero con una bonificación escalonada sobre el precio del gas.

- **Entidades de Bien Público:** El ENARGAS a través de la Res. 4092/2016 de fecha 31 de octubre de 2016 aprobó tarifas diferenciales destinadas a las Entidades de Bien Público (fundaciones, asociaciones civiles, clubes de barrio, etc.) sin fines de lucro, que se encuentren debidamente registradas en el CENOC (Centro Nacional de Organizaciones de la Comunidad). Este régimen prevé descuentos en el precio del gas, similares a los observados para aquellos usuarios Residenciales con 20% o más de ahorro en su consumo.
- Se mantienen los topes a las facturas de los usuarios Residenciales y SPG, vigentes según Art. 10° de la Resolución MEyM N° 212/2016. Las bonificaciones resultantes de la aplicación de estos topes se computan como un menor precio del gas, sin afectar ni la tarifa de distribución ni la de transporte.
- Existe un esquema de bonificaciones a los clientes que ahorren respecto al consumo verificado en el año 2015, que consisten en descuentos en el precio del gas incluido en tarifa pero se incluye el 100% de la tarifa de distribución y transporte (y los impuestos correspondientes).
- Se derogó la Resolución ENARGAS N° 2.047/2012, eliminándose así el monto fijo cobrado por factura denominado FOCEGAS, el cual fue adicionado al valor del cargo fijo de la tarifa de distribución.
- Se eliminó el concepto de factura mínima que establecía la Resolución ENARGAS N° 3.249/2015, estipulándose que quien no tenga consumos realizados en un determinado período de facturación sólo debe pagar en factura el monto correspondiente al cargo fijo de la tarifa de distribución.
- Las tarifas de distribución aprobadas no incluyen ningún componente impositivo, los cuales son trasladados al cliente en su totalidad e incluidos en las facturas a través de ítems diferenciados.

Tarifas vigentes a partir del 1 de diciembre de 2017

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC - SIN IMPUESTOS - ANEXO I RESOLUCIÓN ENARGAS N° 128/2017 - PROVINCIA DE CÓRDOBA
--

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC - SIN IMPUESTOS - ANEXO I RES ENRG N° 128/2017 - PROVINCIAS DE CATAMARCA Y LA RIOJA
--

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL

CATEGORÍAS		CARGO FIJO POR FACTURA	CARGO POR M3 DE CONSUMO
R1		115,569480	3,659402
R2 1°		121,780858	3,659402
R2 2°		138,874265	3,829963
R2 3°		156,481248	3,881864
R3 1°		202,039432	5,105489
R3 2°		233,096322	5,105489
R3 3°		310,762783	5,451141
R3 4°		497,104125	6,243230
P1 y P2	0 a 1.000 m ³	279,456173	2,368968
	1001 a 9.000 m ³		2,316128
	más de 9.000 m ³		2,256698
P3	0 a 1.000 m ³	1.047,948398	3,720286
	1001 a 9.000 m ³		3,641554
	más de 9.000 m ³		3,553002
GNC INTERRUMPIBLE		3.835,170234	3,575039
GNC FIRME		3.835,170234	3,788342
SDB		6.278,053137	0,765620

CATEGORÍAS		CARGO FIJO POR FACTURA	CARGO POR M3 DE CONSUMO
R1		115,569480	3,659402
R2 1°		121,780858	3,659402
R2 2°		138,874265	3,829963
R2 3°		156,481248	3,881864
R3 1°		202,039432	5,105489
R3 2°		233,096322	5,105489
R3 3°		310,762783	5,451141
R3 4°		497,104125	6,243230
P1 y P2	0 a 1.000 m ³	279,456173	2,368968
	1001 a 9.000 m ³		2,316128
	más de 9.000 m ³		2,256698
P3	0 a 1.000 m ³	1.047,948398	3,720286
	1001 a 9.000 m ³		3,641554
	más de 9.000 m ³		3,553002
GNC INTERRUMPIBLE		3.835,170234	3,560070
GNC FIRME		3.835,170234	3,773373
SDB		6.278,053137	0,697913

CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m ³ /día)	
GNC FIRME	2,867193

CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m ³ /día)	
GNC FIRME	2,867193

Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3):		
Categorías	Precio PIST (*)	Gas Retenido
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	2,193196	0,077393
R3 1°-R3 2°-R3 3°	3,168633	0,111814
R3 4°	3,933724	0,138813
P1 - P2	1,219235	0,043024
P3	2,381423	0,084035
GNC	3,284413	0,115900
SDB (como % del precio a facturar a sus usuarios)		3,528777%

Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3):		
Categorías	Precio PIST (*)	Gas Retenido
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	2,193196	0,077393
R3 1°-R3 2°-R3 3°	3,168633	0,111814
R3 4°	3,933724	0,138813
P1 - P2	1,219235	0,043024
P3	2,381423	0,084035
GNC	3,284413	0,115900
SDB (como % del precio a facturar a sus usuarios)		3,528777%

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):	
Todas las categorías	0,307565

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):	
Todas las categorías	0,307565

Mix de compra de Gas y Transporte (en %):
Noroeste 62,6% - Neuquina 37,4%

Mix de compra de Gas y Transporte (en %):
Noroeste 62,6% - Neuquina 37,4%

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS P3, G, FD, FT, ID, IT - SIN IMPUESTOS - ANEXO I RES ENRG N° 128/2017 - PROVINCIAS DE CÓRDOBA, CATAMARCA Y LA RIOJA

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL (1)

CATEGORÍAS		CARGO FIJO POR FACTURA	CARGO POR M3 DE CONSUMO
P3 (5)	0 a 1.000 m3	6.284,029128	0,639698
	1001 a 9.000 m3		0,560966
	más de 9.000 m3		0,472415
G	0 a 5.000 m3	6.278,053137	0,104570
	más de 5.000 m3		0,074277
ID (3)		12.492,687178	0,187826
FD (3)		12.492,687178	0,095874
IT (4)		12.492,687178	0,156042
FT (4)		12.492,687178	0,064091

CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día) (2)

G	5,110815
FD (3)	3,124857
FT (4)	2,807002

(1) Los usuarios tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que se contraten los siguientes mínimos:

G : 1.000 m3/día; FD-FT: 10.000 m3/día; ID-IT: 3.000.000 m3/año

y sujeto a disponibilidad del servicio.

Las tarifas ID e IT no requieren cargo por reserva de capacidad.

Las tarifas FD y FT requieren cargo por reserva de capacidad más cargo por m3 consumido.

(2) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

- (3) Los usuarios conectados a las redes de distribución.
- (4) Los usuarios conectados a los gasoductos troncales.
- (5) Corresponde a los usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

TARIFAS DE TRANSPORTE POR RUTA

Todas las rutas provistas por la empresa TGN

RECEPCIÓN	DESPACHO	Tarifa TF (\$/M3)(**)	ED Litoral-Central TGN (\$/m3)
Neuquén	Central Sur	0,213154	
Salta	Central	0,319696	
Neuquén	Litoral (*)	0,306408	0,036283

(*) La ruta de transporte incluye el tramo Neuquén - Litoral con una tarifa de 0,306408 \$/m3 a la que se le añade un ED por valor de 0,036283 \$/M3 producto del desplazamiento con destino a Central.

(**) En el caso de los usuarios SGP3, al valor de la Ruta de transporte o Mix de transporte se le aplicará el Factor de Carga dividiendo por 0.5.

8. Acuerdos de compra de gas y transporte.

(i) Acuerdos de compra de gas

Por el principio de *pass-through* del gas previsto en el marco regulatorio, las tarifas finales a los usuarios deben incluir el costo del gas adquirido por la Sociedad y se deben modificar, sujeto a la aprobación del ENARGAS, como resultado de variaciones en el precio del mismo. De esta manera, las distribuidoras en general y DGCE en particular, no se ven afectadas por variaciones en el precio del gas adquirido ya que el mismo es trasladado en la tarifa de cada categoría de clientes.

Desde el inicio de las operaciones en el año 1993 y luego de la privatización de la industria, el abastecimiento de gas era gestionado de manera individual por cada distribuidora en base a acuerdos con las compañías productoras de gas que fijaban precios y volúmenes a entregar por estas últimas. Luego de la crisis del 2001, y debido a años de estancamiento en la oferta de gas la cual se tornó insuficiente para cubrir la demanda doméstica, el abastecimiento de gas natural operó hasta diciembre de 2017 bajo el esquema de solicitud, confirmación y redireccionamiento centralizado.

Inicialmente en 2004, el PEN emitió el Decreto N° 181/04 instruyendo a la Secretaría de Energía a establecer un sistema de prioridades según el cual las compañías generadoras de electricidad y las distribuidoras de gas tienen prioridad para recibir gas natural sobre otros usuarios, aún aquellos que tengan contratos de transporte firmes. Así, la Secretaría de Energía establece que, según sea necesario, puede redireccionar el suministro, a fin de proveer a las compañías generadoras de electricidad y las distribuidoras de gas, y que el ENARGAS fijará las prioridades de transporte en dichos casos.

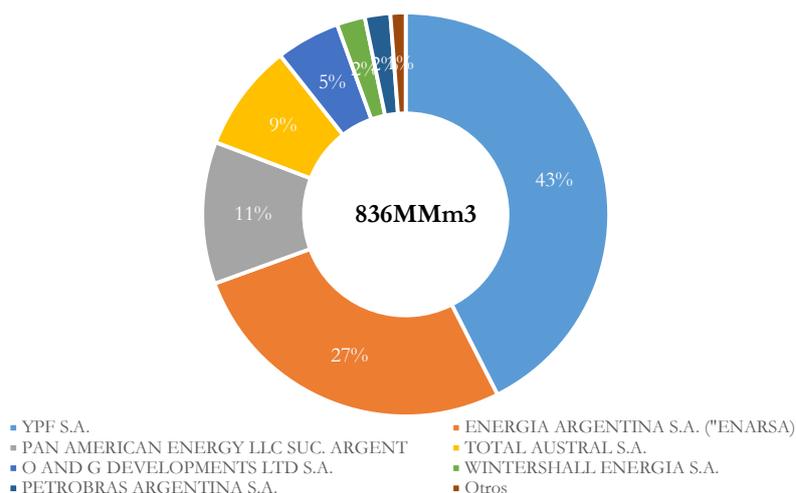
Luego, desde febrero de 2008, con el fin de garantizar el abastecimiento de gas natural a los consumidores no interrumpibles (usuarios residenciales y generadoras de electricidad), las entregas de gas natural han sido administradas por un comité conformado por funcionarios de la Secretaría de Energía, el MPFIPyS y el ENARGAS. Dicho comité, considerando la disponibilidad y la demanda de gas natural, redistribuye volúmenes de gas y/o reasigna la capacidad de transporte diariamente. Es así como en épocas invernales, cuando la oferta de gas natural resulta insuficiente para satisfacer la demanda, este comité dispone restricciones y redireccionamientos en el suministro de gas natural a ciertos tipos de usuarios, entre ellos grandes usuarios y aquellos volúmenes destinados a la exportación.

En simultáneo, para garantizar la oferta local se firmó el Acuerdo del EN con Productores de Gas Natural 2007-2011 (el "Acuerdo") tendiente a la satisfacción de la demanda de gas del mercado interno, modificando sustancialmente las condiciones estipuladas en la Licencia para la adquisición de gas a los productores. Básicamente, el Acuerdo estableció los volúmenes a ser inyectados por los productores de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte ("PIST") y fijó parámetros de ajustes de precios.

De esta manera, el abastecimiento y despacho del volumen de gas es administrado de manera diaria y en forma exógena a las distribuidoras por el ENARGAS, quien a su vez publica los precios a los que las distribuidoras deben trasladar a sus usuarios el costo del gas adquirido. En consecuencia, hasta el año 2017 DGCE no ha cerrado acuerdos de compras de gas con productores para abastecer su demanda prioritaria ya que la misma es garantizada por el sistema de despacho centralizado.

El gráfico a continuación ilustra la apertura de los volúmenes de gas adquiridos por DGCE durante el año 2017 por productor para abastecer su curva de demanda. Los mismos han sido asignados, como se explica más arriba, bajo el esquema de despacho centralizado.

Volúmen de gas adquirido por productor (año 2017)



Fuente: DGCE

Los precios aprobados que DGCE (y el resto de las distribuidoras) deben abonar y trasladar a sus clientes por los volúmenes de gas adquiridos han sufrido cambios significativos en los últimos dos años. En junio de 2016, mediante la Resolución ENARGAS N° I-3.855/2016 se aprobó la metodología de pago por parte de la Distribuidora a los productores de gas por categoría de usuarios a partir del 1° de abril de 2016, en el marco de lo establecido en la Resolución MEyM N° 28/2016. Según la metodología citada, para la determinación de los porcentajes de participación de cada categoría de usuario con servicio completo intervienen, entre otras variables, los volúmenes facturados por consumos de períodos anteriores, lo cual no necesariamente refleja lo efectivamente consumido en el mes. Luego, como consecuencia de la Audiencia Pública N° 83 celebrada el 16 de septiembre de 2016 con el objetivo de adecuar los precios de gas en el PIST, tal como se instruyó en el fallo de la CSJN en el marco de la causa “Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y Otros c/Ministerio de Energía y Minería s/Amparo Colectivo”, con fecha 6 de octubre de 2016 el MEyM a través de la Resolución MEyM N° 212 E/2016 con vigencia a partir del 7 de octubre de 2016 determinó (i) nuevos precios del gas PIST para los usuarios Residenciales, SGP, SDB y GNC, (ii) nuevos precios de gas propano destinado a la distribución de Gas Propano Indiluido por redes para los usuarios Residenciales y SGP y (iii) los límites en el monto a facturar a los usuarios Residenciales y SGP, los cuales fueron trasladados a la tarifa final de usuarios mediante la Resolución ENARGAS N° I- 4.050/2016. Por otra parte, y según Resolución ENARGAS N° I-4.092/2016 de fecha 31 de octubre de 2016 se aprobaron los cuadros tarifarios correspondientes a la categoría “Entidad de Bien Público” con vigencia a partir del 7 de octubre de 2016.

A partir de la convocatoria realizada según la Resolución MEyM N° 29/2017 y en el marco de la implementación del sendero de reducción gradual de subsidios previstos en la Resolución MEyM N° 212/2016 se llevó a cabo, el día 10 de marzo de 2017, una nueva Audiencia Pública para la consideración de los nuevos precios del gas natural y del gas propano, los cuales entraron en vigencia a partir del 1° de abril de 2017.

Como consecuencia, la Resolución MEyM N° 74-E/2017 estableció a partir del 1° de abril de 2017: (i) los nuevos precios en el PIST para el gas natural y el gas propano indiluido destinado a la distribución de gas propano indiluido por redes; (ii) el esquema de bonificaciones previstas para los usuarios residenciales que registren un ahorro en su consumo y (iii) los límites a la facturación establecidos en la Resolución MEyM N° 212/2016.

La Resolución ENARGAS N° I-4.359/2017 de fecha 30 de marzo de 2017 trasladó estos nuevos precios del gas a la tarifa final para usuarios Residenciales, SGP y GNC con vigencia desde el 1° de abril de 2017 y por otro lado, la Nota ENRG/GCER N° I-5.300/2017 actualiza la metodología de pago a los productores de gas por categoría de usuarios (Resolución ENARGAS N° I-3.855/2016) a partir del 1° de abril de 2017. Para morigerar el impacto de estos aumentos del precio del gas en las facturas finales de los usuarios, el ENARGAS y el MEyM aprobaron por única vez implementar un mecanismo de diferimiento en el pago del 50% de las facturas asociadas al consumo de los últimos 2 meses de invierno, aplicándose el cargo correspondiente a dicho diferimiento en la factura a emitirse a cada cliente en los meses de noviembre y diciembre de 2017. Con el fin de neutralizar todos los efectos derivados del régimen de diferimiento de pago orientado a facilitar a los clientes residenciales el pago de las facturas de gas y que fuese instruido por el ENARGAS con fecha 24/08/2017. Según Nota ENRG/GAL/GRGC/GDyE/D N° 8.260/2017, DGCE dedujo de los pagos que debía hacerles a los productores en concepto de cancelación de compras de gas natural el monto total que en cada uno de sendos meses dejó de cobrar de sus clientes con motivo del diferimiento en cuestión, de manera proporcional en función de los volúmenes facturados por cada productor procurando así trasladar la afectación financiera en forma equitativa.

Con fecha 15 de noviembre de 2017 se llevó a cabo una nueva Audiencia Pública para la consideración de los nuevos precios del gas natural y del gas propano, con vigencia prevista a partir del 1° de diciembre de 2017 y mediante la Resolución MEyM N° 474-E/2017 se estableció a partir del 1° de diciembre de 2017: (i) los nuevos precios en el PIST para el gas natural y el gas propano indiluido destinado a la distribución de gas propano indiluido por redes; (ii) el esquema de bonificaciones previstas para los usuarios residenciales que registren un ahorro en su consumo y beneficiarios de tarifa social (iii) los límites a la facturación establecidos en la Resolución MEyM N° 212/2016 (iv) nuevos valores para el recargo por subsidios patagónicos, e instruye al ENARGAS a que realice los procedimientos que correspondan a los efectos de que la bonificación por Tarifa Social, Ahorro en Consumo, Tarifas Diferenciales, los límites establecidos en el Art. 10° de

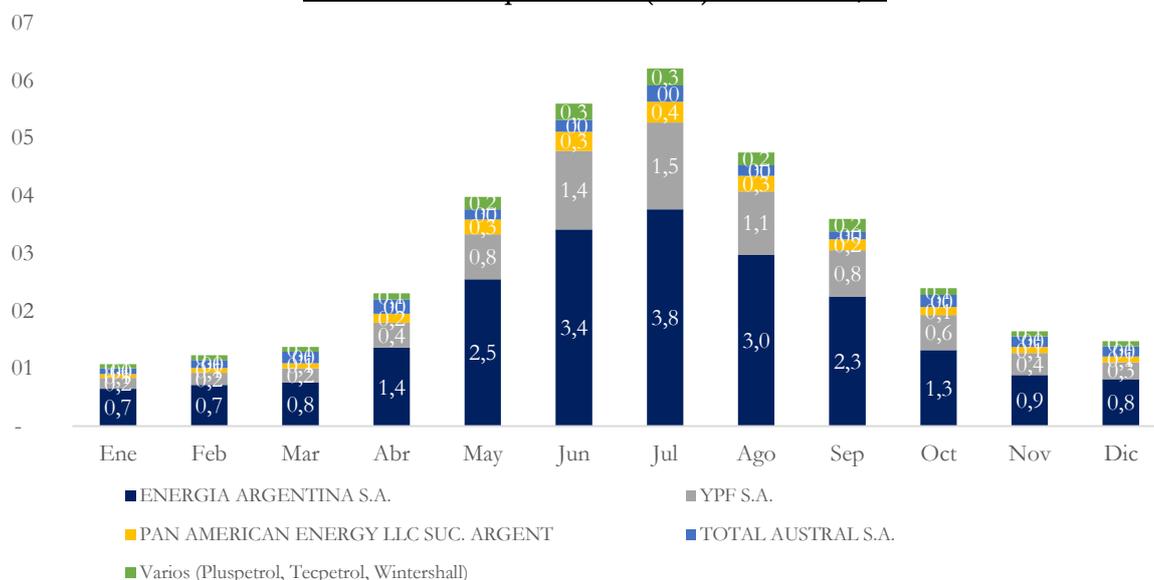
la Resolución N° 212/2016 de este Ministerio y cualquier otra bonificación, se vea reflejada en las facturas -que detallan el cargo fijo y la valoración del consumo sin el beneficio- como líneas de bonificación específicas e independientes. La Resolución ENARGAS N° 128/2017 de fecha 30 de noviembre de 2017 trasladó a la tarifa final los nuevos precios del gas para usuarios Residenciales y SGP.

El 31 de diciembre de 2017 finalizó el período de prórroga fijado en la Ley N° 27.200 con relación a la emergencia pública declarada mediante la Ley de Emergencia (con la salvedad de los aspectos alcanzados por la Ley N° 27.345), en cuyo marco el EN intervino en la fijación de precios y volúmenes del gas natural que adquieren las distribuidoras para el abastecimiento de su demanda. En virtud de ello, y dado el objetivo de las nuevas Autoridades de normalizar de la industria del gas natural por redes, volviendo lo antes posible a la contractualización y a la vigencia plena del Marco Regulatorio establecido oportunamente por la Ley del Gas y con el objetivo de asegurar el consiguiente suministro a los consumidores finales y la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios, DGCE y restantes distribuidoras –al igual que los productores- han acordado con el MEyM las siguientes bases y condiciones para la contratación de gas natural para los años 2018 y 2019 (las “Bases y Condiciones”):

- Las Bases y Condiciones conforman pautas básicas para la suscripción de acuerdos de suministro para el abastecimiento de gas, cuya realización es de trascendental importancia para la normalización del servicio público de distribución de gas natural, por lo que el EN tiene directo interés en su cumplimiento en defensa del interés público.
- Se establecen precios máximos a pagar a los productores, según un sendero de precios, en dólares, los que serán reconocidos en las tarifas finales a aplicar a los usuarios de las distribuidoras.
- Los volúmenes previstos y comprometidos por los productores no representan el total de las necesidades de las distribuidoras y, por lo tanto, estas últimas deberán adquirir volúmenes adicionales a los efectos de garantizar el abastecimiento de la demanda en condiciones que no estén cubiertas en las Bases y Condiciones, las que serán libremente negociadas y cuyos precios serán reconocidos en las tarifas finales a usuarios.
- Se ratifican las disposiciones del Art. 38° de la Ley del Gas, que prevén el traslado de los costos de adquisición de gas a las tarifas a ser pagadas por los usuarios del servicio de distribución, pudiendo el ENARGAS limitar el traslado de dichos costos en caso de determinar que los precios acordados exceden de los negociados por otras distribuidoras en situaciones que el ente considere equivalentes.
- Se entiende incluida en la referida previsión legal, respecto del derecho de las distribuidoras a que les sea reconocido el costo de adquisición de gas natural a través de su traslado a las tarifas, tanto los costos de adquisición de gas resultantes de acuerdos o contratos de largo plazo como de aquellos asociados a compras de corto plazo que resultaran necesarias para satisfacer la demanda de cada distribuidora.
- Los acuerdos de suministro que se celebren con las empresas productoras de gas natural por las cantidades establecidas en las Bases y Condiciones podrán ser dejados sin efecto en forma anticipada, y sin responsabilidad para ellos, en el supuesto en que los costos de adquisición de gas correspondientes no sean reconocidos en los términos del Art. 38° de la Ley del Gas, así como en el caso en que no exista un reconocimiento, en tiempo y forma, por parte del EN, de los costos relativos a los beneficios tarifarios de carácter social por él dispuestos.
- Se fija un plazo de pago a los productores de 75 días, que es coincidente con los plazos de cobranzas de las facturas a los usuarios finales.
- En caso que, por causales ajenas a los productores y las distribuidoras y debidamente justificadas, se verifique: (i) la falta de implementación por parte del MEyM del esquema de compensaciones respecto de los beneficios tarifarios de carácter social incluidos en las facturas de gas natural, y/o incumplimiento de los pagos requeridos bajo el mencionado esquema, de no subsanarse dicha situación dentro de los veinte (20) días hábiles posteriores al vencimiento, (ii) la denegatoria del ENARGAS del traslado a las tarifas de los usuarios finales de los costos de adquisición de gas natural derivados de acuerdos de suministro que pudiesen celebrarse en función de las presentes Bases y Condiciones, (iii) cualquier disposición, decisión y/o acto de cualquier autoridad gubernamental, de cualquiera de los tres poderes, y/u organismo de contralor, que imposibilite a los Productores y/o a las distribuidoras cumplir con alguna de las condiciones establecidas en las Bases y Condiciones y/o en los acuerdos de suministro celebrados en consecuencia, o altere su cumplimiento de tal forma que se vuelva perjudicial para alguno de ellos, o ambos; el productor o la distribuidora afectada por alguno de tales supuestos informará inmediatamente dichas circunstancias a su contraparte, así como al ENARGAS y al MEyM, y podrá dar por terminado el respectivo acuerdo de suministro, sin que ello pueda ser interpretado como incumplimiento y sin que genere derecho a indemnización y/o compensación alguna a favor de la contraparte.

En este sentido, bajo las Bases y Condiciones DGCE ha reanudado las gestiones con varios productores de gas para la contractualización plena del suministro de gas requerido para satisfacer la demanda “prioritaria”. A la fecha del presente prospecto, DGCE ha firmado acuerdos de suministros para el 2018 con Energía Argentina S.A., YPF S.A., Pan American Energy LLC, Total Austral S.A., Wintershall Energía S.A., Pluspetrol Energy S.A. y Tecpetrol S.A. para el abastecimiento de los volúmenes correspondientes a la Demanda Prioritaria. La mayoría de los contratos son por el plazo de un año y cubren los volúmenes diarios representados en el gráfico a continuación.

Acuerdos de Compras de Gas (2018) – en MMm3/d



El compromiso mínimo acordado por la Sociedad asciende, en base a las tarifas vigentes, a aproximadamente 201,59 millones de USD entre el 1° de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2019, distribuidos en distintos períodos medidos en años de la siguiente manera:

Segmento Prioritario	2018	2019	Total
Montos anuales (US\$ MM)	182,33	19,26	201,59

En línea con los cambios regulatorios, existen categorías de clientes de altos niveles de consumo que adquieren el gas directamente de productores y/o comercializadores de gas natural (unbundling). No obstante, por Resolución ENARGAS I-2.621/2013 se dispuso que las distribuidoras facturen por cuenta y orden de ENARSA los volúmenes de gas que fueran asignados a ENARSA para el abastecimiento a las estaciones de GNC. Por Resolución del MEyM N° 34/2016 se dispuso que a partir del 1° de mayo de 2016 las prestatarias del servicio de distribución de gas natural por redes deberán nuevamente adquirir el gas natural destinado a estaciones de suministro de GNC, dicha Resolución se modificó según Resolución MEyM N° 80-E/2017, a su vez ratificada y complementada por la Resolución ENARGAS N° I-4.407/2017 la cual dispuso que a partir del 1° de mayo de 2017, los usuarios que adquieran gas natural con destino a expendio de GNC podrán adquirir dicho gas natural a prestadoras del servicio de distribución de su zona o área de distribución o en forma directa a los productores o comercializadores de gas natural razón por la cual a partir del 1° de agosto de 2017 la Sociedad ha rescindido y/o cedido los instrumentos contractuales formalizados con destino a GNC. En la actualidad estos usuarios adquieren el gas de manera directa a través de productores o comercializadores.

En consecuencia, en la actualidad DGCE solo tiene la obligación de adquirir el gas natural para abastecer a los clientes residenciales y a los usuarios Servicio General P con un consumo anual inferior a los 108.000 m3/día. La demanda no prioritaria (aquella para la cual la Distribuidora debe adquirir el gas en boca de pozo): pymes, industrias, centrales térmicas eléctricas y estaciones de GNC, deben adquirir el gas en boca de pozo de manera directa con productores y/o comercializadores, correspondiendo a la Distribuidora solo el servicio de distribución y/o transporte. Las estaciones GNC tienen la opción de comprar el gas a la distribuidora o en forma directa a productores o comercializadoras.

(ii) Acuerdos de transporte de gas

De acuerdo con el marco regulatorio, y al igual que en lo referido al costo del gas, se aplica el principio de *pass-through* al costo del servicio prestado por el transportista (en el caso de DGCE, Transportadora de Gas del Norte S.A. o "TGN"). Por lo tanto, las tarifas finales a los usuarios deben incluir el costo del transporte adquirido por la Sociedad y se deben modificar, sujeto a la aprobación del ENARGAS, como resultado de variaciones en el precio del mismo. Así, las distribuidoras en general y DGCE en particular, no se ven afectadas por el costo del transporte ni por variaciones en el mismo, ya que es trasladado al cliente final.

En adición al traslado al usuario final del costo por el servicio de transporte de gas contratado por DGCE, el Gobierno Nacional, mediante la Resolución MPFIPyS N° 185/2004, creó el programa "Fideicomisos de Gas – Fideicomisos Financieros" para obras de expansión y/o extensión en transporte y distribución de gas. Del mismo modo, la Ley N° 26.095/2006 dispuso la creación de cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética para la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad. En aplicación de estas disposiciones, el ENARGAS emitió la Nota ENARGAS N° 1.989/2005 y la Resolución ENARGAS N° 3.689/2007 en virtud de las cuales actualmente la Sociedad actúa como agente de percepción, a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., de los cargos específicos gas I y II para determinadas categorías de clientes, que contribuyen al repago del incremento de capacidad.

Para respetar el principio de *pass-through* en el costo de transporte, los aumentos de las tarifas de TGN dispuestos por la Resolución ENARGAS N° I-3.723/2016 (289%) (en el marco de los Cuadros Tarifarios de Transición dispuestos por la Resolución del MEyM N° 31/2016) fueron trasladados a la tarifa final de la Distribuidora a través de las Resoluciones ENARGAS N° 3.729/2016, 3.737/2016 y 3.764/2016. Luego, como consecuencia de la Audiencia Pública N° 83 convocada para el tratamiento de la adecuación tarifaria transitoria

de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural por redes, el ENARGAS publicó la Resolución ENARGAS N° I-4.053/2016, la cual ratificó los aumentos en la tarifa de transporte dispuestos en la Resolución ENARGAS N° I-3.723/2016 y los mismos fueron trasladados a la tarifa final de los usuarios a través de la Resolución ENARGAS N° I-4.050/2016.

A partir del 1° de abril de 2017 entró en vigencia un nuevo cuadro tarifario del servicio de transporte (el cual surge del proceso de RTI de TGN) en cumplimiento de la Cláusula 4.2 del Acuerdo Transitorio 2016 y la Resolución MEyM N° 31/2016, el cual fue aprobado mediante la Resolución ENARGAS N° I-4.363/2017 que además dispuso aprobar el cuadro correspondiente al primer escalón de acuerdo a las previsiones realizadas en la Resolución MEyM N° 74-E/2017.

Con fecha 17 de noviembre de 2017 se celebró la Audiencia Pública N° 91 cuyo objeto consistió en la consideración de la adecuación tarifaria correspondiente y, por consiguiente, el ENARGAS publicó la Resolución ENARGAS N° 121/2017, la cual ratificó el segundo escalón de aumento en la tarifa de transporte dispuesto en la Resolución MEyM N° 74-E/2017 y el primer ajuste semestral por inflación de la tarifa con vigencia a partir del 1° de diciembre de 2017, estos aumentos fueron trasladados a la tarifa final de los usuarios a través de la Resolución ENARGAS N° 128/2017.

Con relación a los volúmenes contratados, la Sociedad posee varios contratos de transporte en firme con TGN los cuales totalizan una capacidad de transporte de aproximadamente 6.500.000 metros cúbicos por día según el siguiente detalle:

Cuenca	Gasoducto	Desde	Hasta	Capacidad a transportar (m3/día)
Salta	Norte	Norte	Centro Norte	3,250,000
Salta	Norte	Norte	Centro Norte	500,000
Salta	Norte	Norte	Centro Norte	346,392
Neuquen	Centro - Oeste	Neuquen	Centro Sur	950,000
Neuquen	Centro - Oeste	Neuquen	Centro Sur	100,000
Neuquen	Centro - Oeste	Neuquen	Centro Norte	600,000
Neuquen	Centro - Oeste	Neuquen	Centro Norte	100,000
Neuquen	Centro - Oeste	Neuquen	Centro Norte	100,000
Neuquen	Centro - Oeste	Neuquen	Centro Norte	100,000

Adicionalmente a los contratos de transporte firme, DGCE tiene contratado con TGN servicios de transporte interrumpible y desplazamientos complementarios a los firmes. Dichos contratos interrumpibles no tienen obligación de pago de cargos fijos o reservas (se pagan por su utilización).

El compromiso mínimo acordado por la Sociedad asciende, en base a las tarifas vigentes, a aproximadamente Ps962.505 millones entre el 1° de enero de 2018 y el 28 de diciembre de 2027, distribuidos en distintos períodos medidos en años de la siguiente manera:

	2018	2019	2020	2021 a 2027	total
Ps. MM	579.275	59.868	40.420	282.292	962.505

Bajo ciertas circunstancias establecidas en los acuerdos y en el reglamento de servicio de TGN, la Sociedad puede reducir sus compromisos mínimos asumidos. La Dirección de la Sociedad estima que no se producirán pérdidas derivadas del cumplimiento de estos acuerdos.

(i) Litigios

La Compañía es parte en una serie de acciones judiciales, extrajudiciales y procedimientos administrativos provenientes del curso ordinario de su negocio. Actualmente, existen ciertos litigios que pueden resultar en la obtención de un resultado desfavorable para la Sociedad, y en tal sentido generar una pérdida.

Al 31 de diciembre de 2017, 2016, 2015 y 2014 el importe total registrado en los estados financieros en relación con estos procedimientos legales fue de Ps. 33,5 millones, Ps. 30,8 millones, Ps 25,2 millones y Ps 10,9 millones, respectivamente (para mayor información ver la Nota 15 de los estados financieros al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016 y Nota 14 de los estados financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014).

(j) Seguros

La Sociedad mantiene una adecuada cobertura de sus activos esenciales contra riesgos que son asegurados comúnmente por operadores que obren con prudencia en la industria en situaciones comparables y un razonable nivel de cobertura por responsabilidad civil hacia terceros, en ambos casos de acuerdo con los términos de la Licencia. Las condiciones de las pólizas y los montos asegurados están sujetos a revisión y aprobación por parte del ENARGAS. De acuerdo con los términos de la Licencia, la Sociedad es responsable y debe mantener indemne al Gobierno y a GdE por daños y perjuicios ocasionados por o con los activos esenciales o la operación de los mismos a partir del inicio de sus operaciones.

El siguiente cuadro brinda información respecto a los principales seguros contratados:

Bienes Cubiertos	Riesgo Cubierto	Suma Asegurada (en miles)	Límite de indemnización (en Miles)
Edificios, instalaciones y demás activos en general, utilizados en actividades de distribución, administración y comercialización.	Todo Riesgo Operativo + Pérdida de Beneficio	Activos: USD 133.089 Pérdida de Beneficio: USD 22.670	Daños Materiales: USD 10.000 Pérdida de Beneficio: 12 Meses
Responsabilidad civil del asegurado frente a terceros.	Responsabilidad Civil Primaria	USD 10.000	Hasta USD 10.000 por cada y todo siniestro.
Responsabilidad de Directores y Gerentes ante cualquier reclamo hecho en su contra (" <i>Claims Made</i> ").	Responsabilidad Civil Directores y Gerentes	USD 10.000 + USD 15.000 (en exceso)	USD 10.000 + USD 15.000 por cada y todo siniestro
Responsabilidad civil contra terceros y los daños materiales que sufra el vehículo asegurado.	Automotores	ARS 25.094	Límite RC: ARS 4.000
Responsabilidad civil de operaciones emergentes de la actividad de la distribuidora mediante empresas Contratistas.	Responsabilidad Civil Contratistas	USD 50	USD 50 por acontecimiento y en el acumulado durante la vigencia.
Edificios, instalaciones y demás activos en general, utilizados en actividades de distribución, administración y comercialización, que fueran alquilados.	Todo Riesgo Operativo, inmuebles alquilados	ARS 19.430	ARS 19.430

Adicionalmente DGCE considera que el nivel de cobertura de seguro y el respaldo que mantiene es razonable con el nivel de cobertura de seguro y reaseguro mantenido por otras empresas de la misma importancia en los negocios en los que está inmersa.

(k) Financiamiento y garantías otorgadas

DGCE no posee financiamiento y no cuenta con activos financieros entregados y recibidos en garantías, a excepción de los depósitos judiciales, y los fideicomisos de garantía y del margen de garantía de los instrumentos derivados (ver nota 13.1 de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017).

(l) Gestión Ambiental y de Higiene y Seguridad en el Trabajo

La Sociedad está sujeta al cumplimiento de la legislación Nacional, Provincia y Municipal relacionada con la preservación y protección del ambiente. Las normativas prevén la aplicación de diversas sanciones para casos de incumplimientos de los presupuestos mínimos legales. En ese orden la Sociedad ha desarrollado un Manual de Gestión Ambiental estableciendo allí los Procedimientos Ambientales que deben seguirse en la prestación del servicio para asegurar el cumplimiento de Leyes, Normas y Reglamentaciones Ambientales de aplicación.

La Sociedad está obligada a operar y mantener sus instalaciones y equipos en forma tal que no constituyan peligro tanto para la seguridad pública como para su personal, estando sujetas sus actividades a legislación Nacional, Provincial y Municipal, así como a cumplir con las Normas y Disposiciones del ENARGAS. Dichas instalaciones y equipos están sujetas a las inspecciones, revisiones y pruebas que periódicamente decida realizar el Ente, quién tiene facultades para ordenar cualquier medida tendiente a garantizar la seguridad.

La Sociedad trabaja cumpliendo la legislación vigente en materia de Salud Ocupacional, Seguridad y Ambiente; prueba de ello es que posee un Sistema de Gestión Integrado de Salud, Seguridad y Ambiente Certificado por el Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM).

IRAM ha Certificado que la Sociedad posee un Sistema de Gestión Integrado: de Seguridad y Salud Ocupacional que cumple con los requisitos de las normas OHSAS 18001:2007 y de Gestión Ambiental que cumple con los requisitos de la norma ISO 14001:2005 que

abarca los Procesos Técnicos y Comerciales para la prestación del servicio de distribución de gas por redes en el área de concesión de las provincias de Córdoba, Catamarca y La Rioja.

La Certificación es una demostración independiente de que la Sociedad lleva adelante sus procesos siguiendo las mejores prácticas en gestión de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente; las que están bajo evaluación periódica para asegurar su cumplimiento sostenido.

Adicionalmente la Sociedad cuenta con un Manual de Gestión Ambiental, implementado en todo el ámbito de la Sociedad, en cumplimiento con lo establecido por el ENARGAS, mediante Resolución N° 3.587/2006, con la que aprobó la NAG-153 (Normas Argentinas Mínimas para la Protección Ambiental en el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías), para la identificación y control de los aspectos ambientales en las etapas de desarrollo de una obra: construcción, operación, mantenimiento y desafectación de cañerías.

Cabe aclarar que teniendo en cuenta que el gas natural – esencialmente metano - está considerado como una de las sustancias menos contaminantes del ambiente, debido a sus características físico químicas, el riesgo de contaminación y/o daño ambiental es muy bajo, no presentando riesgo alguno para dos de los tres vectores principales de contaminación, (suelo y agua, según lo establecido en el Art. 4° de la Res SAyDS N° 1.398/2008) y casi despreciable para el aire.

Adicionalmente la política “La Sustentabilidad” vigente en la Sociedad establece como principio rector que “operar de manera sostenible significa crear valor para los stakeholders (partes interesadas) y utilizar los recursos de modo tal que no comprometan las necesidades de las generaciones futuras, respetando las personas, el ambiente y la sociedad en su integridad”.

La Sociedad, a través de esta política, (i) se compromete a realizar acciones que promuevan el respeto hacia las personas y sus derechos, el ambiente y, en general, los intereses de las colectividades en las que opera; (ii) se compromete a conducir sus actividades tomando en cuenta los intereses de las partes interesadas; (iii) contribuye, por medio de sus actividades, a un desarrollo sustentable de las Provincias en las que opera, creando oportunidades para las personas y las empresas locales; y (iv) garantiza la sustentabilidad de sus actividades por medio de un modelo desarrollado en los procesos y transversal a todos los roles empresariales, orientado a la innovación y obtención de objetivos de largo alcance, y de una evaluación y gestión de riesgos que contribuye a la prevención de los mismos.

Por otra parte la Sociedad no es parte en ningún proceso judicial pendiente ni tiene conocimiento de estar amenazada por algún proceso judicial en cuestiones ambientales.

(m) Activos fijos

Los principales bienes de uso de la Compañía se refieren a gasoductos, redes, ramales, estaciones de regulación de presión, y plantas compresoras. El valor libro neto de Propiedades, planta y equipos de la Compañía al cierre de los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2017, 2016, 2015 y 2014 fue de Ps. 970,1, Ps. 785,6 millones, Ps. 517,3 millones y Ps. 481,6 millones, respectivamente. Para un mayor detalle sobre los activos fijos de la Sociedad véase la nota 10 de los estados financieros de la Sociedad.

Una parte sustancial de los activos transferidos a GdE han sido definidos en la Licencia como "activos esenciales" para la prestación del correspondiente servicio licenciado. De conformidad con la Licencia, la Sociedad debe separar y mantener los activos esenciales, junto con cualquier mejora introducida en el futuro, de conformidad con determinadas normas establecidas en la Licencia.

La Sociedad no puede, por ningún motivo, disponer, gravar, dar en locación, en sub-locación o en préstamo los activos esenciales para fines distintos de la prestación del servicio licenciado, sin la previa autorización del ENARGAS. Cualquier expansión o mejora que efectúe la Sociedad al sistema de distribución podrá ser gravado sólo con el objeto de garantizar financiamientos con vencimientos a más de un año asumidas para solventar dichas expansiones o mejoras.

De conformidad con el Contrato de Transferencia, la Sociedad debe mantener indemne al PEN con respecto a todos los reclamos contra éste por daños y perjuicios causados con o por los Activos Esenciales o emergentes de su operación, a partir de la fecha de toma de posesión.

La Sociedad no puede vender, ceder ni transferir sus activos esenciales, excepto en determinadas condiciones y sólo después de haber recibido la autorización previa del ENARGAS. Asimismo, en virtud de la ley argentina, no es aprobable que un tribunal ejecute una sentencia contra cualquiera de los bienes de la Sociedad ubicados en la Argentina, si el tribunal sostuviera que el bien, por ejemplo las redes de distribución, gasoductos y otras partes funcionales del sistema de distribución proveen servicios esenciales a la comunidad. Además, incluso en caso de que el tribunal ejecutara la sentencia, el gobierno deberá aprobar la liberación de los bienes que el tribunal haya declarado esenciales para la comunidad. Durante los primeros cinco años de la Licencia, la Sociedad no puede reducir capital o distribuir activos, excepto a través del pago de dividendos de acuerdo con la legislación vigente. Pasado dicho período, la Sociedad podrá reducir capital y distribuir activos únicamente con la aprobación previa del ENARGAS.

LA INDUSTRIA DEL GAS EN ARGENTINA

Durante la mayor parte del siglo XX, la industria del gas natural en Argentina fue controlada por el gobierno argentino a través de la empresa GdE. En 1992, la Ley del Gas y los Decretos N° 1.189/1992 y N° 1.738/1992 del PEN dispusieron la privatización de GdE. La Ley del Gas y los referidos decretos establecían, entre otras cosas, la transferencia de una gran parte de los activos de GdE a dos empresas de transporte y a ocho empresas de distribución. Los activos de transporte fueron divididos en dos sistemas de gasoductos troncales, el Norte y el Sur, con el fin de que ambos sistemas tengan acceso tanto a las fuentes de abastecimiento de gas como a los principales centros de demanda.

La Ley del Gas y los decretos reglamentarios otorgaron a cada una de las empresas privatizadas de distribución y transporte de gas, una licencia para operar los activos transferidos, estableciendo un marco regulatorio para la industria privatizada que se basa en el acceso abierto, no discriminatorio, y creando al ENARGAS para regular el transporte, distribución y comercialización del gas natural. De esta manera, la industria del gas se compone de los siguientes participantes:

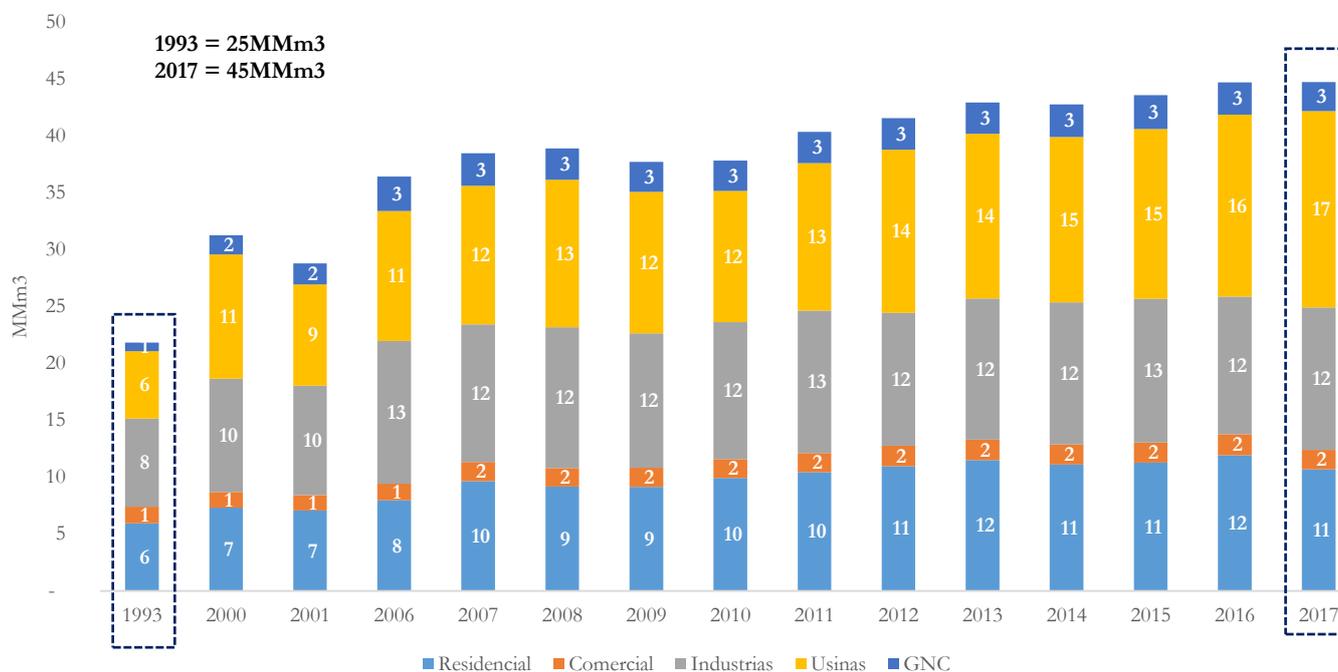
- Demanda de gas: clientes residenciales, comercios, industrias, usinas y estaciones de GNC.
- Oferta de gas: productores locales e importación realizada por el Gobierno Argentino.
- Transportistas: dos compañías reguladas que operan el sistema Norte y Sur (TGN y TGS) desde el punto de ingreso al sistema de transporte (“PIST”) hasta los diferentes sistemas de distribución.
- Distribuidores: nueve compañías reguladas que conectan el sistema de transporte con la demanda final de gas.

Demanda de Gas Natural

El consumo de gas natural en Argentina ha crecido año tras año y representa hoy aproximadamente el doble que el observado en 1993, período de privatización de la industria. La demanda de gas creció desde unos 21.827 millones de metros cúbicos en 1993 a unos 44.685 millones de metros cúbicos en 2016. Esto implica un crecimiento del 105% en un período de tiempo donde la población total argentina creció un 29%. El reflejo de este crecimiento es un importante aumento en la participación del gas natural en el total del consumo energético nacional (+50%).

El gráfico a continuación ilustra la evolución de la demanda de gas natural en Argentina, por clase de usuario, expresado en millones correspondiente al período 1993-2016. Como puede observarse el consumo residencial se duplicó entre 1993 y 2016 fruto de la expansión de la red durante los años noventa y la oferta de gas a precios competitivos.

Evolución del Consumo Total de Gas Natural en Argentina



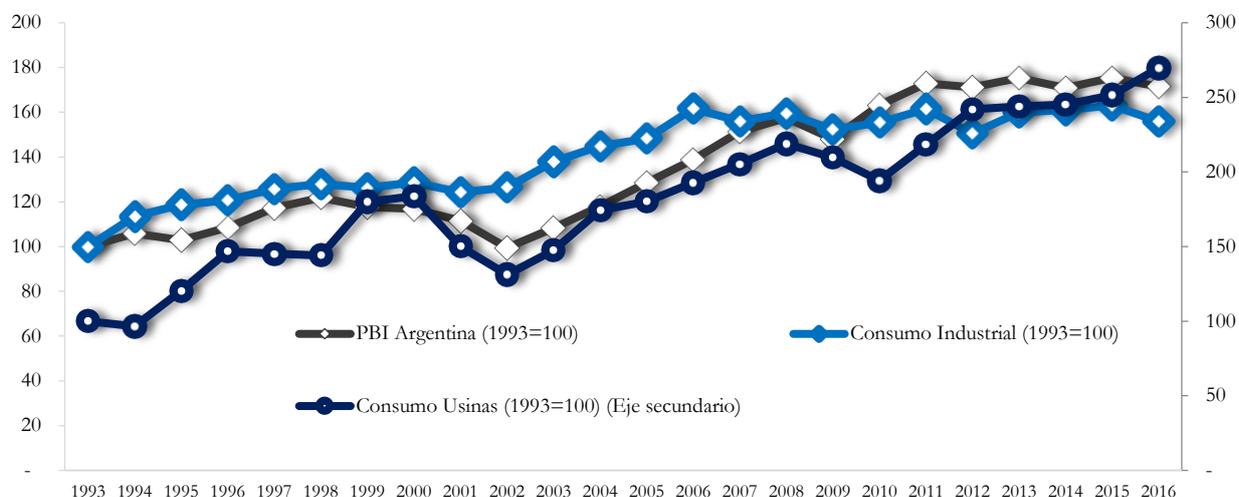
Fuente: ENARGAS

Luego la desaceleración del consumo de grandes usuarios debido a la crisis económica de 2001 y 2002, la demanda de gas natural volvió a repuntar año tras año. Inicialmente, el gas natural pasó a ser el combustible más barato debido a la pesificación de las tarifas de transporte y distribución y a la falta de ajuste de estas dos tarifas como así también de los precios del gas en boca de pozo. Así, el gas pasó a ser un gran sustituto de otros combustibles, como lo demuestra el aumento del uso del GNC en la industria automotriz.

Al mismo tiempo, la mayor demanda de gas también tuvo que ver con la reactivación de la economía argentina y junto con una mayor demanda de electricidad de las plantas generadoras de energía térmica como consecuencia del crecimiento económico. En los años

siguientes, para satisfacer la creciente demanda de gas natural interna esta política se complementó con restricciones a la exportación, cortes al consumo de la industria en épocas de consumo pico y subsidios a las importaciones de gas natural. Como resultado, la demanda local continuó creciendo fuertemente no solo por el sobresaliente crecimiento de la economía argentina sino también por el bajo costo del gas natural en comparación con los combustibles alternativos. En consecuencia, se observa un alta correlación entre el movimiento del PBI de Argentina y el consumo de gas natural de las industrias y las usinas.

Evolución del Consumo Total de Gas de la Industria y Usinas vs. PBI Argentina (1993=100)

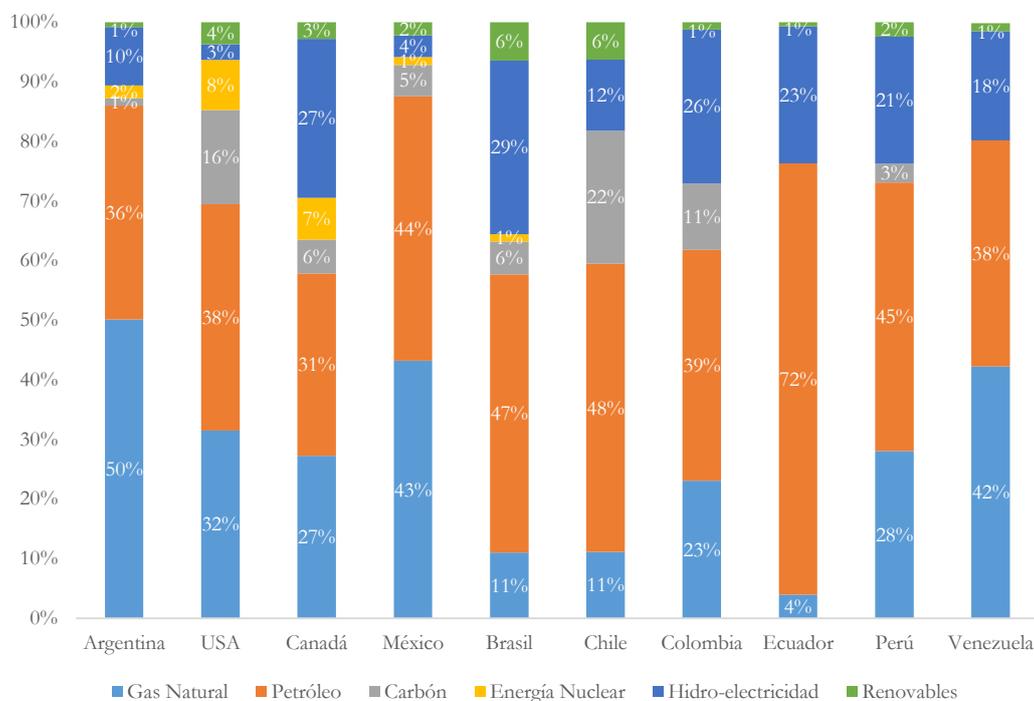


Fuente: Enargas e Indec

Desde la privatización del servicio público de gas natural a fines de 1993 y hasta 2016 se evidenció un crecimiento acumulado de aproximadamente 115% en el consumo interno del fluido a nivel nacional, destacándose un crecimiento del 92% en el consumo residencial, 272% en la demanda de GNC y del 56% en el consumo industrial. Asimismo el segmento de generación eléctrica registró un importante incremento del 161%, debido a la intensificación del consumo de energía eléctrica y al crecimiento del parque termoeléctrico.

Como consecuencia de este significativo crecimiento en la demanda, el gas natural es hoy la principal fuente de energía para la Argentina, alcanzando más del 50% de la matriz energética y superando ampliamente la participación en otros países de Sudamérica como de América del Norte.

Composición de la Matriz Energética



Fuente: BP 2017 Statistical Review of World Energy

A pesar de la relativamente alta participación de mercado que el gas natural tiene en Argentina en comparación con otros países, el gas natural sigue teniendo grandes oportunidades de crecimiento. En primer lugar, existe una importante demanda latente de gas natural en industrias y centrales eléctricas duales que consumen combustibles alternativos en momentos de escasez de suministro principalmente durante el invierno, época donde se registra el pico de consumo residencial.

La magnitud de esta demanda está sujeta a variaciones según el precio de los combustibles alternativos, los efectos locales e internacionales de la reciente crisis económica y los mayores precios requeridos por los productores por la mayor demanda de gas natural en boca de pozo. En la actualidad el precio de los combustibles sustitutos del gas natural (gas oil, fuel oil, GLP) están muy por encima del precio del gas natural. En segundo lugar, según la SE, aproximadamente la mitad de los hogares no cuenta todavía con cobertura de servicio de distribución de gas natural por red. En particular, en la zona de distribución de DGCE el 51% de las viviendas no tiene conexión al gas natural. Por último, países vecinos como Chile requieren de gas para su abastecimiento lo cual genera grandes oportunidades a futuro dado que el sistema chileno ya se encuentra conectado a los yacimientos argentinos.

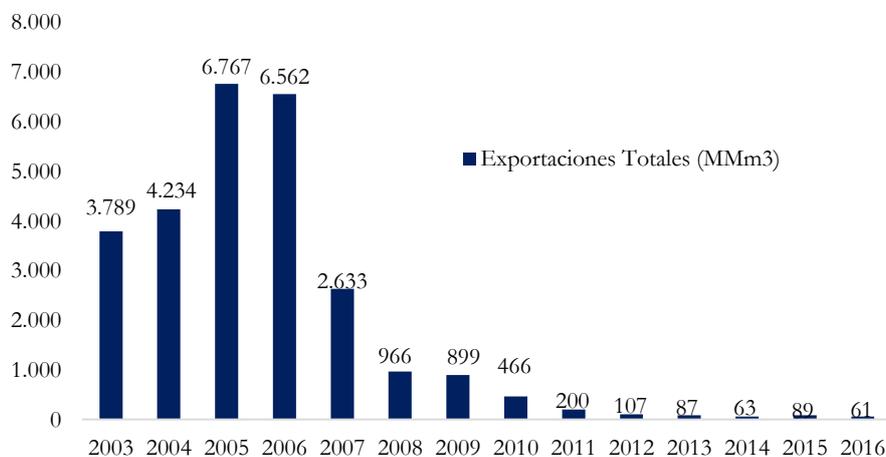
Desde el año 2004, el gobierno argentino implementó varias medidas para intentar satisfacer la creciente demanda doméstica frente a una oferta local estática fruto de las menores inversiones en exploración, producción, transporte y distribución de gas natural, entre ellas:

- (i) la decisión de importar gas natural de Bolivia, electricidad de Brasil y fuel oil de Venezuela – este último como un combustible alternativo al gas natural – y reducir las exportaciones de gas natural;
- (ii) la contratación de barcos re-gasificadores de gas natural licuado ("LNG") fue contratado a través de ENARSA para mitigar el efecto de la baja suministro de gas proveniente de Bolivia;
- (iii) la creación de ENARSA para restaurar los niveles oferta de gas natural y satisfacer las necesidades de infraestructura de las industrias del transporte de gas y de la electricidad;
- (iv) la aprobación de aumentos graduales de precios para el gas natural en boca de pozo;
- (v) acuerdos con los productores de gas para garantizar el abastecimiento de volúmenes al mercado local;
- (vi) la creación de un marco para la constitución de fondos de fideicomiso para la financiación de las obras de expansión de los gasoductos;
- (vii) el lanzamiento en el 2008 del programa “Gas Plus” cuyo objetivo era el incentivo a la producción de gas natural;
- (viii) la implementación del Cargo Fideicomiso Importación de Gas (“CFIG”) para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sea requerida para satisfacer las necesidades nacionales.

Para lograr administrar la demanda, desde febrero de 2008, el suministro de gas natural ha sido gestionado por un comité (formado por funcionarios de la Secretaría de Comercio Interior, el MPFIPyS y el ENARGAS), el cual diariamente efectúa ajustes a las entregas de gas natural teniendo en cuenta su disponibilidad y la demanda de los consumidores residenciales y centrales eléctricas (esta última proporcionada por CAMMESA, que administra el mercado eléctrico). En el caso que la disponibilidad de gas natural no sea suficiente, este comité efectúa la asignación de los volúmenes disponibles entre los diferentes tipos de consumidores mediante la interrupción de las exportaciones de gas natural y el suministro a determinadas grandes industrias, sin tener en cuenta si tienen contratos firmes o interrumpibles de suministro de gas natural. A fin de clarificar los criterios empleados para realizar ajustes a las entregas de gas natural diarios, en octubre de 2010, el ENARGAS dictó la Resolución N° 1.410/2010, que establece un procedimiento para la gestión del envío de gas natural, incluyendo la capacidad de ENARGAS para reducir o redireccionar la producción de gas natural.

La demanda de gas externa proveniente principalmente de Chile fue restringida debida al alto crecimiento de la demanda local, por lo que la oferta local y las importaciones sólo abastecen a esta última, la cual representa aproximadamente 44.685 MMm3 por año o 123MMm3/d.

Exportaciones de gas natural desde Argentina (MMm3)



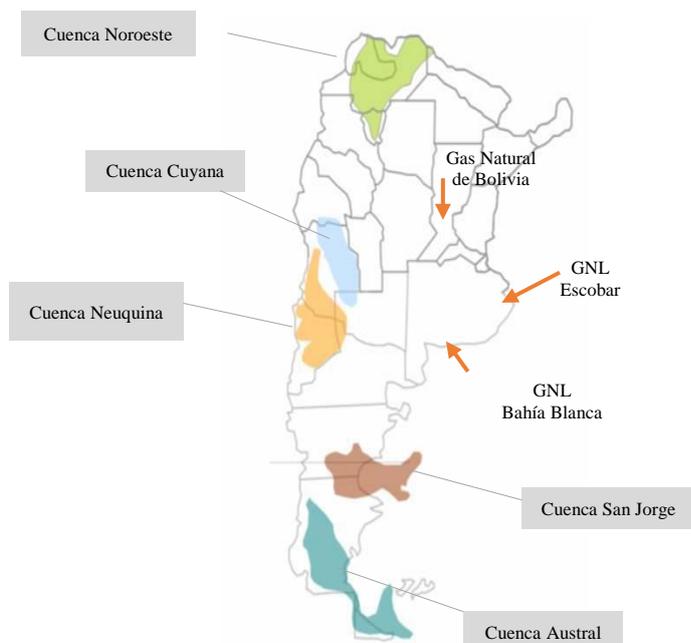
Fuente: MEyM

Oferta de Gas Natural

La mayoría de las reservas de gas de Argentina se descubrieron como resultado de actividades de exploración de reservas de petróleo. En el país existen 19 cuencas sedimentarias conocidas, de las cuales diez están totalmente ubicadas en el continente, seis combinadas entre el continente y el mar, y tres completamente en el mar.

La producción argentina se concentra en cinco cuencas:

- (i) Noroeste: ubicada en la región noroeste de Argentina;
- (ii) Neuquina: es la mayor de las cuencas de gas de la Argentina. Produjo aproximadamente un promedio diario de 71,9 MMm³/día de gas natural durante 2017;
- (iii) Cuyana, en el centro;
- (iv) Golfo San Jorge, y
- (v) Austral en el sur del país.



Argentina contaba a fin del año 2016 con 336.526 millones de metros cúbicos de reservas comprobadas, las cuales representan un ratio de cobertura de 7 años sobre la producción observada. La principal cuenca es Neuquina representando un 46% del total de las reservas argentinas y un 58% de la producción anual. En segundo lugar se encuentra la cuenca Austral con un 34% de las reservas total y una participación en la producción total argentina del 24%.

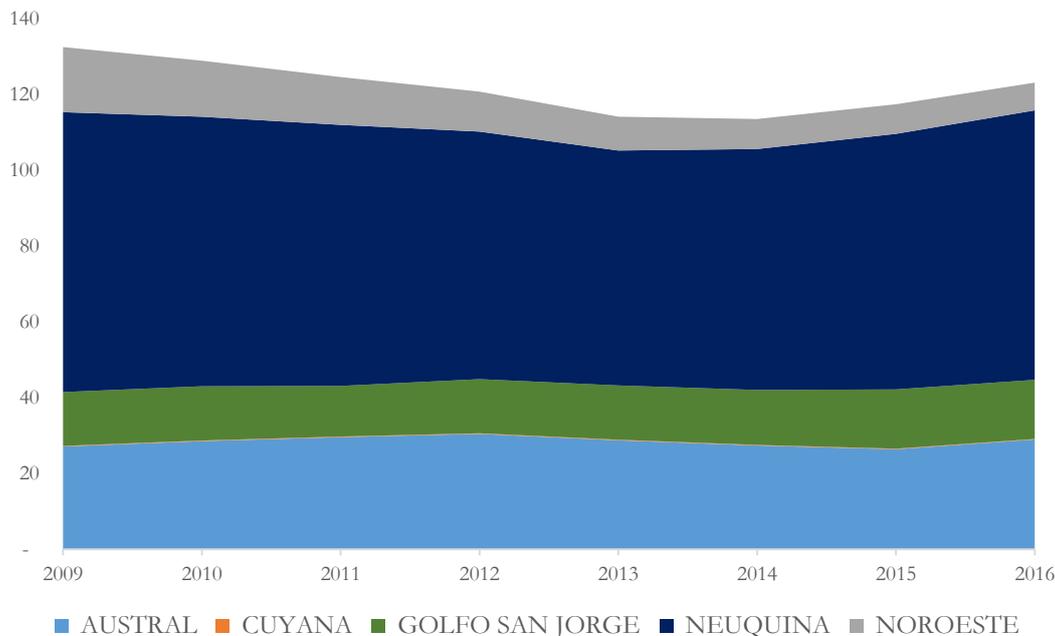
Reservas y Producción de gas natural por cuenca

Cuenca	Reservas Comprobadas (MMm ³)	% Reservas Totales	Producción en MMm ³ (2016)	% Producción Total	Reserva/Producción (Años)
Austral	113.683	34%	10.592	24%	11
Cuyana	598	0%	51	0%	12
Golfo San Jorge	46.024	14%	5.704	13%	8
Neuquina	155.950	46%	25.970	58%	6
Noroeste	20.271	6%	2.671	6%	8
Total	336.526		44.988		7

Fuente: Ministerio de Energía, datos al 31/12/2016

La falta de incentivos a la inversión a largo plazo generó que, a pesar de las grandes potenciales reservas disponibles, la oferta doméstica de gas en Argentina decrezca entre el año 2009 y 2014, iniciando una recuperación a partir de ese año, principalmente debido al incremento de producción de la cuenta neuquina.

Oferta Doméstica de Gas por Cuenca (MMm3/d)

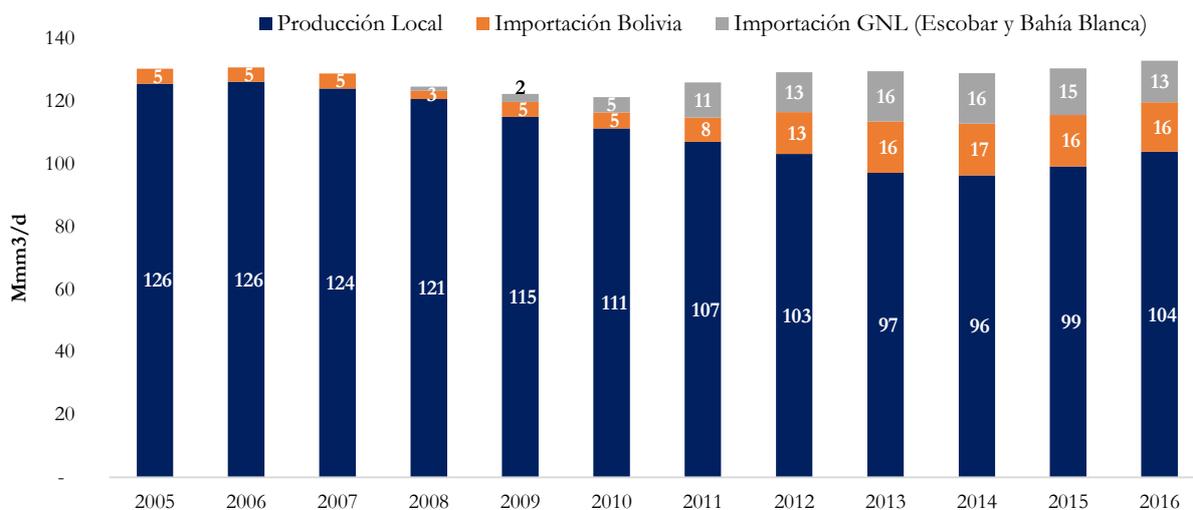


Dado el estancamiento en la oferta doméstica y al existir una dinámica diferente entre la demanda, caracterizada por una gran estacionalidad (principalmente en la demanda residencial) y una estabilidad a lo largo de los meses del año en la oferta doméstica se fortalece el suministro local durante los meses del invierno con importaciones.

El EN firmó acuerdos para la importación de gas natural desde el Estado Plurinacional de Bolivia que representaron el 11% del volumen total consumido entre 2013 y 2015 y el 10,3% en 2016. Adicionalmente, desde el año 2008 un barco regasificador GNL fue conectado en el nodo de Bahía Blanca (Provincia de Buenos Aires) aportando inyecciones que contribuyeron a lo largo de estos años a cubrir la declinación de la oferta interna. Para reforzar el abastecimiento de la demanda pico en invierno en las zonas del Gran Buenos Aires y de la CABA, en el año 2011 se instaló un segundo barco regasificador en la localidad de Escobar (Provincia de Buenos Aires), que inyecta gas a una instalación operada por YPF S.A. que, a su vez, se conectó al sistema troncal de gasoductos de la Argentina. Ambas operaciones de regasificación (Escobar y Bahía Blanca) representaron el 10,2% y 8,7% del volumen total de gas consumido en la Argentina en 2015 y 2016, respectivamente.

Por último, el GNL importado fue complementado durante el invierno de 2016, se autorizaron importaciones desde la República de Chile a través de los gasoductos Norandino y Gas Andes, lo que representó un 0,6% del consumo anual. En consecuencia, fruto de la falta de precios relativos atractivos que incentiven la exploración, Argentina ha pasado de ser un exportador neto de gas, como lo fue durante los años noventa, a convertirse en un importador neto en los últimos años para cubrir una demanda doméstica creciente.

Composición de la Oferta Total de Gas (MMm3/d)



Fuente: ENARGAS y Ministerio de Energía

Argentina se encuentra en condiciones de revertir en los próximos años no sólo el estancamiento en la producción de gas sino lograr abastecer por completo la curva de demanda doméstica y transformar en positivo el saldo deficitario del comercio exterior energético (dadas las nulas exportaciones y crecientes importaciones) al ser uno de los países líderes en reservas de gas no convencional o gas shale.

La característica definitoria del gas shale es que no tiene la suficiente permeabilidad para que el petróleo y el gas puedan ser extraídos con los métodos convencionales, lo cual hace necesario la aplicación de tecnologías diferentes para su producción. Las mismas consisten en inyectar agua a alta presión conjuntamente con la aplicación de agentes de sostén (arenas especiales), lo que permite que los hidrocarburos atrapados en la formación fluyan hacia la superficie.

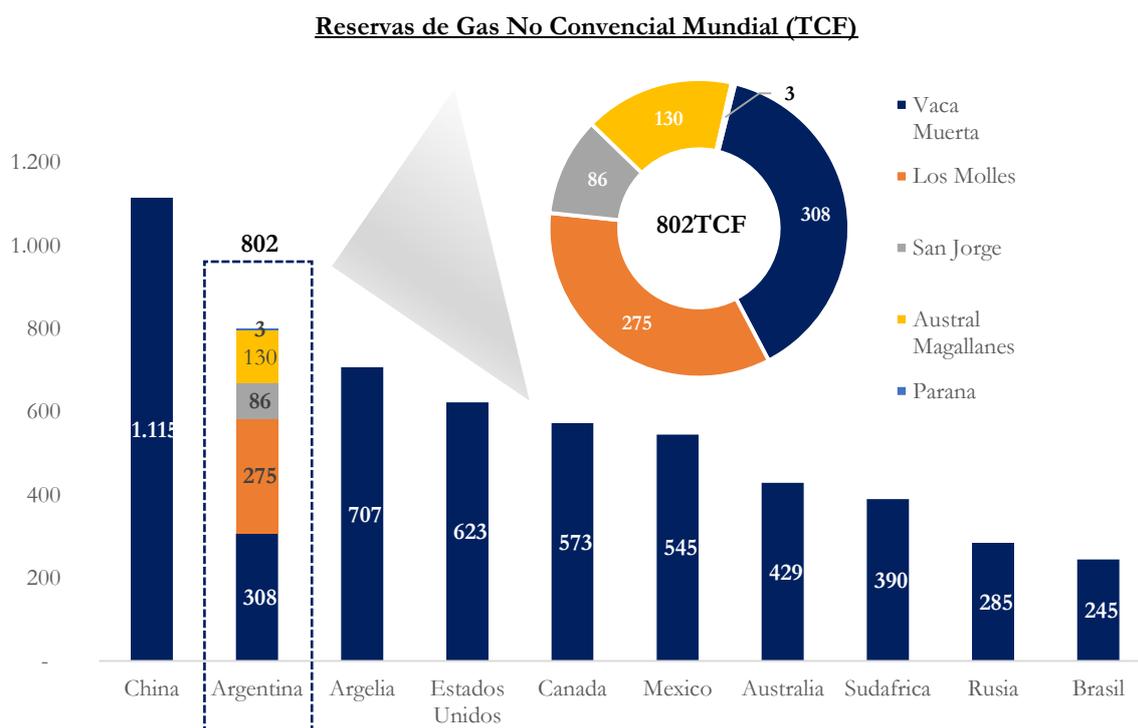
Vaca Muerta es la principal formación de shale gas del país y su gran potencial se debe a sus características geológicas como a su ubicación geográfica. Se encuentra en la cuenca neuquina y posee una superficie de 30.000km². Los resultados obtenidos mediante exploraciones han permitido confirmar que Vaca Muerta tiene un enorme potencial para la obtención de gas y que cuenta a su vez con grandes recursos de petróleo. A la vez, posee cuatro propiedades geológicas que la convierten en una formación de gas no convencional única en el mundo: importante cantidad de carbón orgánico total, alta presión, buena permeabilidad y gran espesor.

Además, a diferencia de lo que ocurre con otras formaciones de gas shale, se encuentra alejada de centros urbanos, lo que facilita las operaciones de exploración y explotación. Esto se ve aún más favorecido dado que se encuentra a una profundidad mayor a los 2.500 metros, muy por debajo de los acuíferos de agua dulce, lo cual hace más segura su extracción y disminuye los riesgos ambientales. Por último, al ubicarse en la principal cuenca argentina de gas y petróleo convencional ya existe una importante actividad de producción, por lo que se cuenta con la infraestructura necesaria para el desarrollo del shale.

El gas shale ha producido un cambio de paradigma en la producción mundial de hidrocarburos y en los mercados energéticos, ya que por ejemplo, EE.UU., el mayor consumidor mundial de energía, ha dejado de ser un importador de gas gracias al aumento de su producción proveniente de los recursos de gas no convencional.

Según un reporte del EIA, Argentina se posiciona como la segunda potencia mundial en shale detrás de China. En este tipo de formaciones cuenta con 802TCF de recursos técnicamente recuperables de gas distribuidos en la Cuenca Neuquina, Cuenca del Golfo San Jorge, cuenca Austral y Cuenca Chaco-paranaense.

El gráfico a continuación presenta los principales 10 países con recursos recuperables de shale gas.



Fuente: EIA

Precio del Gas

El precio del gas atravesó diferentes etapas desde la privatización de la industria en 1992. Con anterioridad a la desregulación, el precio regulado era, desde 1991, de 0,97 US\$/MMbtu. Con el Decreto N° 2.731/1993, el precio del gas fue desregulado a partir del 1 de enero de 1994, existiendo así un precio único determinado por el mercado que era trasladado por las distribuidoras a los consumidores finales.

Luego de la devaluación de 2002, y hasta mayo de 2004, los precios del gas en boca de pozo no fueron modificados. Esto se debió indirectamente a la prohibición que impuso el gobierno a las distribuidoras de trasladar los aumentos de precios de los productores, lo que a su vez disuadió a los productores de hacerlo. En mayo de 2004, el gobierno argentino y los productores de gas cerraron un acuerdo

que involucraba: (i) modificar el precio del gas en varias categorías según el consumidor final que lo adquiera; (ii) aumentos graduales de precios sólo que excluyan al segmento residencial y apliquen solamente para las generadoras, GNC para los vehículos, industrias y aquellos usuarios con un consumo superior a 9.000 metros cúbicos por mes y (iii) precios libres de mercado a partir del 1° de agosto de 2005 y del 1° de enero de 2007 para los consumidores finales con ese nivel de consumo, respectivamente. El último aumento acordado se puso en práctica en julio de 2005, donde los precios variaban según la cuenca correspondiente pero el total de aumentos acordados oscilaron entre el 105% y 180%.

En junio de 2007 el gobierno argentino anunció un nuevo acuerdo con los productores que rigió hasta el 2011, el cual mantuvo constante el precio del gas para los usuarios residenciales en torno 0,45 US\$/MMbtu. En el caso del GNC se establecieron precios de referencia según un indicador publicado por la SE. Al término del plazo previsto en el acuerdo con los productores 2007-2011, la SE emitió la Resolución N° 172/2011 por la cual extendió temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución SE N° 599 hasta que se produzca el dictado de las medidas que las reemplacen. Los grandes usuarios y productores acordaron los precios libremente, y fijaron diferentes precios para cada cuenca, que oscilaban entre US\$ 2,4 y US\$ 4,5 por MMBTU, según la oferta y demanda de cada cuenca.

En 2008, el gobierno introdujo el programa Gas Plus para incentivar la exploración y mayor producción reconociendo un mayor precio para esa “nueva” producción. En 2013, el incentivo fue incrementado reconociendo a los productores un precio de US\$ 7,5/MMbtu para la producción de gas nueva (aquella producción en exceso de la declinación natural estimada para cada yacimiento). Este precio más alto no era pagado por los consumidores finales sino que la diferencia con el precio trasladado en las tarifas de las distribuidoras era cubierta bajo un subsidio otorgado por el Estado Nacional.

Conforme lo dispuesto por la Resolución 74/2016 del MEyM, a partir de la vigencia de esa norma no podrán presentarse nuevos proyectos en el marco del programa Gas Plus, sin perjuicio de lo cual los proyectos que hubieran sido aprobados en el marco de dicho programa, mantendrán su vigencia en los términos de su aprobación.

Con fecha 18 de enero de 2013, la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la cual fue disuelta por medio del Decreto 272/2016], habiendo asumido sus funciones el MEyM), dictó la Resolución 1/2013 por medio de la cual creó el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”, con el fin de estimular la producción de gas natural y su venta en el mercado interno, otorgando a esos efectos beneficios económicos a los productores de gas en función del precio de venta de este fluido. Conforme con los términos de dicho programa, las empresas beneficiarias recibirán 7,5 USD/MMBTU, por todo el volumen que supere su inyección base ajustada (según los términos y definiciones que a estos efectos establece la Resolución 1/2013). Así, el Estado Nacional se comprometió a abonar mensualmente a las empresas beneficiarias una compensación resultante de: (i) la diferencia que exista entre el precio de la inyección excedente (7,5 USD/MMBTU) y el precio efectivamente percibido por la venta de la inyección excedente, más; (ii) la diferencia que exista entre el precio base (es el precio promedio ponderado correspondiente al año 2012 de los precios del gas natural establecidos para cada segmento de consumidores del mercado interno, conforme el detalle que calcule cada empresa beneficiaria, en sus respectivos proyectos presentados a efectos de su aprobación en el marco de este programa) y el precio efectivamente percibido por la venta de la inyección base ajustada. Si el precio percibido por la empresa beneficiaria por la venta de la inyección base ajustada, fuese mayor al precio base, la diferencia en exceso percibida por la empresa beneficiaria se descontará de la compensación que ésta tuviera que percibir del Estado nacional en virtud de lo establecido en el programa bajo comentario.

El día 8 de noviembre de 2013, la referida Comisión dictó la Resolución 60/2013, por medio de la cual creó el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”, el que prevé el pago de un beneficio económico a las empresas productora de gas participantes en ese programa. Así, las empresas beneficiarias recibirán (en forma trimestral) el precio de la inyección excedente (el cual oscila, según la resolución, entre 4 USD y 7,5 USD/MMBT, dependiendo del volumen de gas natural inyectado en exceso), resultante de (a) la diferencia que exista entre el precio de la inyección excedente y el precio recibido por la venta de la inyección excedente, más; (b) la diferencia que exista entre el precio base (es el precio promedio ponderado correspondiente al período comprendido durante los 6 meses inmediatamente anteriores al inicio del período de inscripción trimestral de los precios del gas natural establecidos para cada segmento de consumidores del mercado interno, conforme el detalle que calcule cada empresa beneficiaria, en sus respectivas proyectos presentados a efectos de participar del programa) y el precio recibido por la venta de la inyección base ajustada. Si el precio recibido por la empresa beneficiaria por la venta de la inyección base ajustada, fuese mayor al precio base, la diferencia en exceso percibida por la empresa beneficiaria se descontará de la compensación que ésta tuviera que percibir del Estado Nacional en virtud de lo establecido en dicho programa.

El 31 de marzo de 2014 la SE emitió la Resolución SE N° 226/2014, en el marco de la política energética iniciada con el dictado del Decreto PEN 181/2004 y de la Ley 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera, que implica nuevos precios del gas en boca de pozo para las categorías de usuarios prioritarios (residenciales, servicio general P con servicio completo y Subdistribuidores). Los nuevos precios implicaban aumentos que se aplicaron en tres escalones fijados para el 1° de Abril 2014, el 1° de Junio de 2014 y el 1° de Agosto de 2014. Los incrementos se determinaron por categoría de usuario y cuenca, y su aplicación efectiva se sujetó al comportamiento del consumo del cliente respecto de idéntico período del año anterior, no aplicando incrementos para clientes que ahorren en el consumo más del 20%, incremento completo para aquellos que ahorren menos del 5% y una situación intermedia de incremento para aquellos usuarios que ahorren entre el 5% y el 20%.

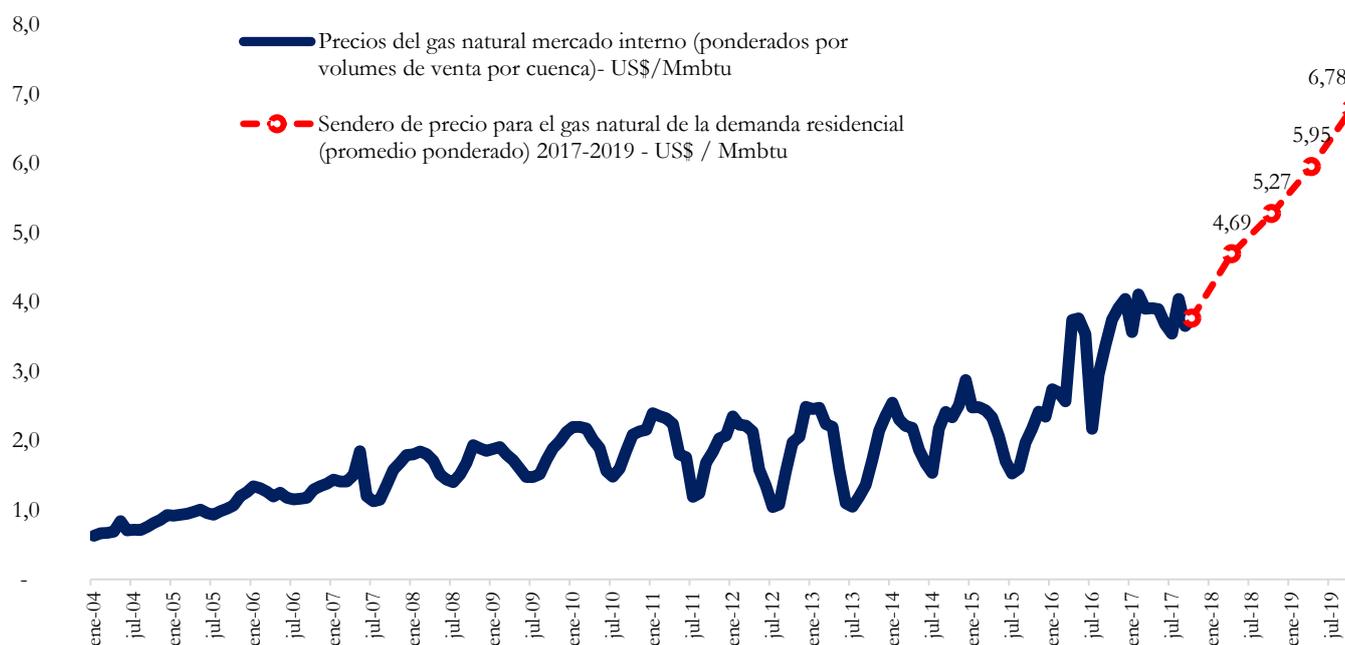
Con fecha 18 de mayo de 2016, el MEyM dictó la Resolución 74/2016, por medio de la cual dejó sin efecto el régimen de promoción y estímulo de producción de gas establecido por la Resolución 185/2015 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (sin perjuicio de disponer que los proyectos que se hubieren presentado en el marco de este programa, y que estuvieran pendientes de aprobación, serán ser evaluados en el marco del programa creado por la Resolución

74/2016), estableciendo a su vez un nuevo plan de estímulo denominado “Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural”, que tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2018, conforme con el cual aquellos productores de gas que presentaran en el MEyM proyectos de producción en el marco de ese régimen que resultan finalmente aprobados, recibirán mensualmente un beneficio económico por el gas producido en las áreas objeto de los proyectos presentados y aprobados, que será el producto de la diferencia entre el precio de estímulo establecido en la resolución (7,5 USD/MMBTU) y el precio efectivamente recibido por el producto beneficiado por la venta en el mercado interno de los volúmenes de gas producidos por el proyecto. Si el precio recibido por las empresas beneficiarias por la venta del gas natural referido, fuese mayor al precio de estímulo, el Estado Nacional no realizará compensación alguna a dichas empresas para el mes en que se haya efectuado dicha operación. El beneficio económico será pagadero en pesos argentinos y se liquidará aplicando el tipo de cambio de referencia establecido por la Comunicación “A” 3500 del Banco Central de la República Argentina. Mediante la Resolución 46/2017 (modificada por la Resolución 447/2017) del MEyM, se aprobó un plan de estímulo similar respecto de reservorios no convencionales; así mediante esas normas se estableció el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”, el cual tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021, y que prevé que, respecto de los proyectos de producción de gas no convencional admitidos bajo el programa, se pague a los productores una compensación económica por el gas producido en los términos de esa resolución.

Finalmente y como consecuencia de la Audiencia Pública N° 83 celebrada el 16 de septiembre de 2016 con el objetivo de continuar adecuando los precios de gas para reducir los subsidios otorgados por el Estado Nacional e incentivar la oferta doméstica, la Resolución MEyM N° 212 E/2016 con vigencia a partir del 7 de octubre de 2016 determinó nuevos precios del gas PIST. Simultáneamente, el gobierno argentino presentó, dadas sus intenciones de reducir los subsidios sobre el precio del gas, el sendero del precio promedio para el gas PIST el cual alcanzará los US\$ 6,78/MMBTU hacia octubre de 2019. En esta línea, mediante la Resolución 74/2017 del MEyM, se aprobaron los nuevos valores del gas PIST a partir del 1 de abril de 2017. Con posterioridad, mediante la Resolución 474/2017, el mismo organismo aprobó los nuevos valores del gas PIST a partir del 1 de diciembre de 2017.

De esta manera, el precio del gas en Argentina ha presentado diferentes etapas en los últimos años caracterizándose por: (i) una tendencia ascendente desde 2007 en adelante, dejando atrás los años iniciales post-crisis del 2001-2002 donde permaneció congelado, y (ii) por una bifurcación en función del usuario final que lo consume, generando así una gran estacionalidad en el precio final recibido por los productores en los meses de invierno (como puede observarse en el gráfico a continuación) debido a la mayor participación de la demanda residencial que aún posee precios del gas inferiores a los correspondientes a la demanda de grandes usuarios (industrias y usinas).

Evolución del Precio del Gas Natural en Boca de Pozo (2003-2017)



Fuente: MEyM

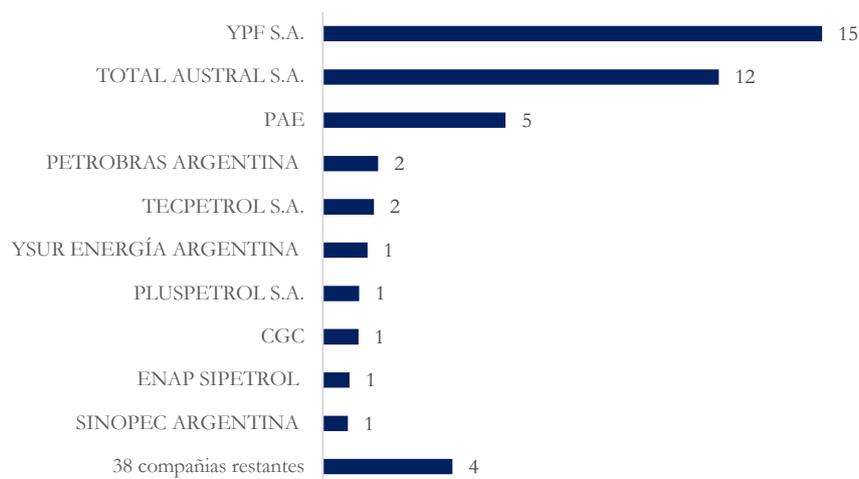
Estructura de la Industria

Producción

Las principales áreas de producción de gas son las cuencas Neuquina, Austral y el Golfo de San Jorge que contienen el 94% de las reservas probadas de gas natural de Argentina. Neuquina es la mayor reserva de gas natural que representa el 46% de las reservas argentinas. El campo de gas más grande del país se encuentra en la provincia de Neuquén y se denomina Loma de la Lata, representando el 25% de las reservas de la cuenca neuquina.

La exploración y producción de gas en Argentina en las diferentes cuencas es realizada por aproximadamente 50 compañías privadas siendo YPF el mayor productor de gas natural, seguido por Total Austral y Pan American Energy. Los 10 operadores líderes en producción cubren el 90% de la producción total argentina.

Producción Doméstica de Gas Natural (año 2017) – MMm3



Fuente: MEyM

Transporte

La unidad de negocios de transporte de GdE fue transferida a TGN y Transportadora de Gas del Sur S.A. (“TGS”).

TGN posee aproximadamente 9.000 km de gasoductos con dos secciones principales: Gasoducto Norte (comenzando en Campo Duran - Salta) y Gasoducto Centro-Oeste (comenzando en Loma la Lata - Neuquén) con una capacidad de hasta 59MMm3/d. La red de TGN atraviesa 14 provincias argentinas y transporta gas natural desde y hacia el norte y el centro Chile, a Uruguay y al sur de Brasil (a través de las conexiones de la red de transporte TGN con Gasoducto Andes, Gasoducto Entrerriano y Gasoducto Uruguayana, respectivamente). El sistema de TGN está conectado a cinco sistemas de distribución que atienden el norte y centro de la Argentina. También se conecta a los sistemas de distribución que abastecen al Gran Buenos Aires y en menor medida, al sistema de distribución que atiende a la Provincia de Buenos Aires (con exclusión del Gran Buenos Aires).

TGS opera un red de gasoductos la cual cuenta con una capacidad de transporte de 82,5MMm3/d y transporta el 59% del gas consumido en Argentina desde las cuencas Neuquina, San Jorge y Austral a sus clientes a través de siete provincias argentinas, con más 9.100 km de gasoductos. El sistema de transporte de TGS está conectado a dos sistemas de distribución que atienden el Gran Buenos Aires: a uno que abastece a la Provincia de Buenos Aires (con exclusión del Gran Buenos Aires), y a otro que abastece el sur de Argentina.

De esta manera, TGN y TGS prestan el servicio de transporte de gas natural para las compañías de distribución y a los grandes usuarios que se encuentran conectados directamente a sus sistemas de transportes. TGN y TGS son responsables del suministro a Metrogas, Gas Natural BAN, Camuzzi Gas Pampeana y Litoral Gas, siendo TGS el principal proveedor en los primeros tres casos. TGN suministra, en exclusiva, a Gas Cuyana, Gas del Centro, Gasnor, Gasnea y Litoral Gas, mientras que TGS brinda servicios a Camuzzi Gas del Sur.

	TGN	TGS	TOTAL
Longitud Gasoductos (Km)	8.983	9.183	18.116
Estación de Comprensión	20	32	52
HP	374.000	752.000	1.126.000

Fuente: estados financieros de TGN y TGS

La Ley del Gas prohíbe que las empresas transportadoras se involucren en la comercialización del gas natural. Asimismo:

- los productores de gas, las distribuidoras y los clientes que contraten directamente con los productores no pueden ser titulares de una participación mayoritaria (según se define en la Ley del Gas y decretos reglamentarios) en una compañía transportadora;
- los productores y los transportistas no pueden ser titulares de una participación mayoritaria en una compañía distribuidora;
- los clientes que adquieran el gas directamente de los productores no pueden ser titulares de una participación mayoritaria en una distribuidora en su misma región geográfica; y
- los contratos entre sociedades vinculadas que participan en diferentes etapas de la industria del gas natural deben ser aprobados por el ENARGAS que podrá desaprobar estos contratos en caso de determinar que no fueron celebrados entre empresas independientes.

Distribución

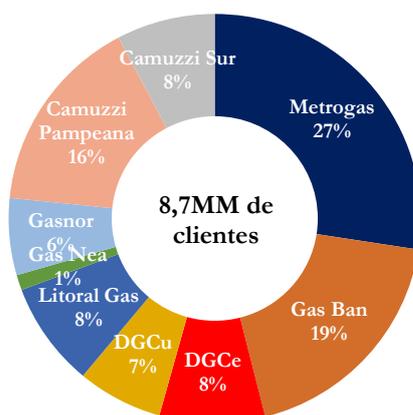
Los activos de GdE utilizados en segmento de distribución fueron divididos en ocho sub-sistemas siguiendo un criterio geográfico y en la forma especificada en la licencia de cada una de las ocho compañías de distribución privatizadas. La unidad de negocios de distribución de GdE se dividió en las siguientes compañías: Metrogas S.A. ("Metrogas"), Gas Natural BAN S.A. ("Gas Natural BAN"), Camuzzi Gas Pampeana S.A. ("Camuzzi Gas Pampeana"), Camuzzi Gas del Sur S.A. ("Camuzzi Gas del Sur"), Gas Cuyana, Gas del Centro, Gasnor S.A. ("Gasnor") y Litoral Gas S.A. ("Litoral Gas"). En 1997, Gasnea S.A. ("Gasnea"), la novena compañía de distribución, fue creada para abastecer a la región noreste del país.

Desde la privatización de GdE, el sector argentino de distribución de gas es estructurado como un monopolio natural regulado en el que los proveedores del servicio de distribución de gas por redes se distribuyen entre las diferentes regiones del país. La siguiente figura muestra las áreas de transporte y distribución por empresa.



(*) Dato al 31/12/2016

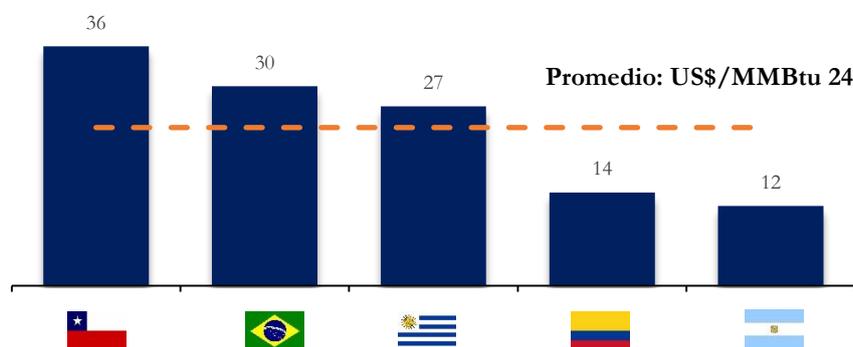
El segmento de distribución atiende a lo largo del país a 8.709.144 clientes, los cuales se encuentran distribuidos a lo largo de diecinueve provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Al 31 de diciembre de 2017, los clientes conectados al servicio de distribución de gas por redes ascienden en la provincia de Buenos Aires, Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Córdoba a 3.904.697, 1.455.164 y 684.810, respectivamente. Estas tres zonas concentran el 69% del total de clientes de la Argentina. El gráfico a continuación exhibe la participación de cada distribuidora en el total de clientes del segmento. DGCE posee una participación del 8% del total de clientes.



Fuente: ENARGAS

Las tarifas que reciben las distribuidoras son fijadas por el Enargas por períodos de cinco años y las mismas fueron ajustadas de acuerdo al proceso de RTI 2017 para cada compañía en particular. Luego de estos ajustes, las tarifas finales recibidas por el sector distribución en Argentina al 31 de diciembre de 2017 aún se encuentran significativamente por debajo del promedio observado en países de la región tales como Chile, Brasil y Uruguay.

Tarifas Finales (promedio) por distribución de gas natural (US\$/MMBtu)



Fuente: DGCe

Entorno Macroeconómico

El 25 de octubre de 2015 tuvieron lugar en Argentina elecciones presidenciales y parlamentarias, en las cuales el ingeniero Mauricio Macri asumió la presidencia el 10 de diciembre de 2015. Desde que asumió sus funciones, el gobierno del presidente Macri ha implementado varias reformas económicas y políticas estructurales que apuntan a la convergencia de la Argentina a un sendero de crecimiento económico estable a mediano plazo.

Asimismo, en octubre de 2017 se llevaron a cabo las elecciones legislativas en el país, en donde se renovó un tercio del Senado y la mitad de los miembros de la Cámara de Diputados. El resultado de estas elecciones ha sido en favor del oficialismo, obteniendo aproximadamente un 40% de los votos en todo el país, demostrando así que el gobierno y sus nuevas políticas aún cuentan con el respaldo de la población.

Se espera que luego de las reformas aplicadas, la estabilidad en el marco institucional y la reducción de la inflación junto con la recuperación económica vislumbrados desde el año 2017 incrementen las inversiones en actividades intensivas en bienes de capital, tales como la industria del gas, que cuentan con plazos de recupero de la inversión más extensos frente a otras actividades.

Entre las principales reformas realizadas por la administración actual que buscan dinamizar la actividad económica se encuentran la flexibilidad al régimen cambiario para el ingreso y salida de fondos; la reducción de impuestos a las exportaciones e importaciones; reducción y eliminación de impuestos internos tales como el impuesto a los bienes personales (reducción al 0,25%), la eliminación del impuesto a los dividendos, eliminación desde el año 2019 en adelante del impuesto a la ganancia mínima presunta; una nueva ley del mercado de capitales ("LMC"); la corrección de los desequilibrios monetarios y de la política fiscal. Las principales reformas por el EN implementadas en el último año se exponen a continuación:

Reforma al Mercado de Cambios. Luego de los estrictos controles cambiarios introducidos a partir de fines de 2011, en especial, la adopción de medidas que limitaron el acceso de empresas privadas e individuos a divisas extranjeras (entre ellas, la necesidad de obtener una autorización de la AFIP para acceder al mercado de divisas) a partir de diciembre de 2015, se fueron levantando paulatinamente la mayoría de las restricciones cambiarias que se encontraban vigentes y, finalmente, el 8 de agosto de 2016, el BCRA emitió la Comunicación "A" 6037 a través de la cual modificó radicalmente las regulaciones cambiarias aplicables, eliminando restricciones para acceder al MULC. Entre otras reformas, se eliminó el monto límite para la compra de divisas sin afectación específica o necesidad de autorización previa. Adicionalmente, el 30 de diciembre de 2016, el BCRA continuó eliminando controles cambiarios, mediante la eliminación de la repatriación obligatoria de fondos provenientes de la exportación de servicios. Posteriormente, el 4 de enero de 2017, el Ministerio de Hacienda decidió reducir a cero el plazo mínimo aplicable a (i) el ingreso de fondos al MULC proveniente de cierta deuda financiera y (ii) cualquier ingreso de fondos al MULC realizado por no residentes. Continuando con el proceso de normalización del MULC, el BCRA dispuso a través de la Comunicación "A" 6244 (tal como fuera modificada por la Comunicación "A" 6312), un reordenamiento integral de las normas cambiarias que regulariza y elimina toda restricción para el acceso al MULC tanto para transferencias desde y hacia el exterior en cualquier moneda. Dicho reordenamiento entró en vigencia el 1 de julio de 2017.

Reformas al Comercio Exterior. Se eliminaron los derechos de exportación para trigo, maíz, carne vacuna y otros productos regionales, y se redujo el derecho de exportación para la soja en 5%, reduciéndolo de 35% a 30%. Además, se eliminó el derecho de exportación de 5% para la mayoría de las exportaciones industriales. Con respecto a los pagos por la importación de bienes y servicios, el nuevo gobierno anunció la eliminación de las limitaciones de montos para acceso al mercado de divisas para las transacciones nuevas a partir del 17 de diciembre de 2015 y para las deudas existentes por importaciones de bienes y servicios al 22 de abril de 2016. El 2 de enero de 2017, el gobierno federal aprobó otra reducción en las tasas de derecho de exportación establecidas para soja y productos de soja, fijando una quita mensual de 0,5% en la tarifa de derechos de exportación desde enero de 2018 hasta diciembre de 2019.

Reformas en la Política Fiscal. La administración Macri anunció su intención de reducir el déficit fiscal primario a mediano plazo principalmente a través de la eliminación de subsidios, reorganizar ciertas erogaciones y generando mayores ingresos a través de un sinceramiento fiscal y el crecimiento de la actividad. El déficit fiscal para 2016 fue de aproximadamente el 4,3% del PBI. El 22 de febrero de 2017 el Ministro de Hacienda, Nicolás Dujovne, ratificó el objetivo previsto en el presupuesto 2017, que establecía un déficit primario del 4,2% del PBI para el 2017 y anunció un sendero de reducción del déficit primario del 3,2% para 2018, 2,2% para 2019 y 1,2% en 2020. En enero de 2018, el Ministerio de Hacienda informó sobre el cumplimiento de la meta estipulada para el 2017 (4,3%) alcanzando el déficit primario de Argentina un 3,9% del PBI.

Reforma Impositiva: el 31 de octubre de 2017, el gobierno de Mauricio Macri anunció una reforma impositiva integral. Entre los puntos de la misma se encuentran: (i) se modificaron las alícuotas de impuestos internos, en productos electrónicos las alícuotas se redujeron al cero por ciento; (ii) se comenzaron a gravar la mayor parte de las rentas financieras, anteriormente exentas, con tasas del 15% para las colocaciones en UVA/CER/moneda extranjera y 5% para las colocaciones en pesos, con un mínimo no imponible para preservar a los pequeños ahorristas; y (iii) se eliminó el impuesto a la transferencia de inmuebles pero se introdujo un gravamen a la ganancia de capital realizada con la venta de inmuebles no destinados a casa-habitación. La reforma fue aprobada por ambas Cámaras y desde el día 27 de diciembre de 2017 el Proyecto goza de carácter de Ley.

Reforma previsional. La reforma previsional impulsada por el Poder Ejecutivo de la Nación busca realizar una reforma integral al régimen previsional argentino, incluyendo modificaciones a la fórmula de ajuste de los haberes jubilatorios y los planes sociales. El cambio de la fórmula de ajuste apuntó a una reducción del déficit primario al ajustar los haberes en un 70% por la inflación trimestral observada y un 30% por el aumento salarial promedio; dejando así de estar vinculados a la variación de la recaudación impositiva. El 18 de Diciembre de 2017, la Cámara de Diputados decidió por mayoría aprobar el proyecto y la ley fue promulgada por el Poder Ejecutivo el 28 de Diciembre de 2017.

Reformas a la política monetaria. El gobierno nacional buscó dotar de independencia al Banco Central para la toma de decisiones sobre la política monetaria. Este último adoptó un régimen de metas de inflación en paralelo al régimen de tipo de cambio flotante y se establecieron metas de inflación decrecientes para los próximos cuatro años. La inflación alcanzó el 39% durante el año 2016 y el 24,8% durante el 2017, ubicándose por encima de las metas establecidas, en parte vinculado a las reformas implementadas en las tarifas de servicios regulados como la distribución de gas y electricidad, entre otros. En consecuencia, el 28 de Diciembre de 2017 el jefe de Gabinete, Marcos Peña, el ministro de Hacienda, Nicolás Dujovne, el ministro de Finanzas, Luis Caputo, y el titular del BCRA, Federico Sturzenegger, comunicaron los nuevos lineamientos actualizados con metas de inflación para los años 2018, 2019 y 2020 del 15%, 10% y 5%, respectivamente.

Reformas en regulación del sector energético. En respuesta al creciente déficit de energía el nuevo gobierno comunicó sus intenciones de regresar al cumplimiento de los marcos regulatorios originales en diferentes sectores tales como transporte, aguas, gas y electricidad. El nuevo gobierno inició la eliminación de ciertos subsidios a la energía y un sustancial aumento en las tarifas de energía eléctrica, al igual que un incremento en el precio del gas y las tarifas de transporte y distribución de gas. El Ministerio de Energía y los entes reguladores respectivos culminaron las revisiones tarifarias integrales de las empresas del sector dando así sustentabilidad económica a las concesiones otorgadas, comprometiendo inversiones por los próximos cinco años y contribuyendo a las reformas fiscales al reducir progresivamente los subsidios a estas industrias.

Consenso Fiscal con las provincias. Con fecha 16 de noviembre de 2017 el Poder Ejecutivo Nacional, las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires suscribieron el “Consenso Fiscal” mediante el cual, entre otros puntos, las provincias (excepto San Luis) acordaron desistir de los juicios contra el Gobierno Nacional, a aprobar y adherir al proyecto de una nueva Ley de Responsabilidad Fiscal, y a reducir ciertos impuestos, como Ingresos Brutos y Sellos.

Proyecto de Ley de Financiamiento Productivo. El 13 de Noviembre de 2017 el Poder Ejecutivo envió al Congreso un proyecto de Ley de Financiamiento Productivo que introduciría importantes modificaciones a las leyes de Mercado de Capitales, de Obligaciones Negociables y de Fondos Comunes de Inversión, entre otra legislación complementaria y relevante en la materia, con el fin de modernizar y favorecer el desarrollo del mercado de capitales. El proyecto cuenta con media sanción de la Cámara de Diputados.

Proyecto de Ley de Reforma Laboral. El 19 de noviembre de 2017 la administración de Macri envió al Congreso Nacional un proyecto de ley de reforma de la Ley de Contrato de Trabajo actualmente vigente, mediante el cual se establece un plazo para que las empresas puedan regularizar a sus empleados obteniendo beneficios y evitando la aplicación de ciertas sanciones que impone la ley laboral y se establecen, entre otras, modificaciones a los montos que deben tenerse en cuenta al momento del cálculo de las indemnizaciones por despidos. A la fecha del presente Prospecto, dicho proyecto de ley todavía no ha sido aprobado.

Ley de responsabilidad penal empresaria. Con fecha 8 de noviembre de 2017, el Congreso de la Nación aprobó la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria que busca implementar ciertos estándares internacionales que sancionan a las personas jurídicas involucradas en casos de corrupción. La ley entrará en vigencia 90 días después de que sea promulgada por el Poder Ejecutivo y publicada en el Boletín Oficial.

DNU 27/2018 de Desburocratización y Simplificación: El Poder Ejecutivo Nacional emitió un decreto de necesidad y urgencia (Decreto 27/2018 de Desburocratización y Simplificación - B.O. 11.01.2018) mediante el cual modificó varias normas y tomó diversas iniciativas con el fin de simplificar y modernizar la forma en que los particulares se relacionan con el Estado.

MARCO REGULATORIO DEL SECTOR GASÍFERO EN LA ARGENTINA

La información con respecto a la industria gasífera en la Argentina consignada a continuación ha sido preparada en base a material obtenido de diversas fuentes públicas tales como el Gobierno, leyes, decretos y reglamentaciones y otras fuentes identificadas más adelante. Los datos contenidos no han sido verificados en forma independiente por la Sociedad ni ninguno de sus asesores en relación con la presente oferta pública secundaria.

El Contrato de Licencia

Antecedentes Históricos

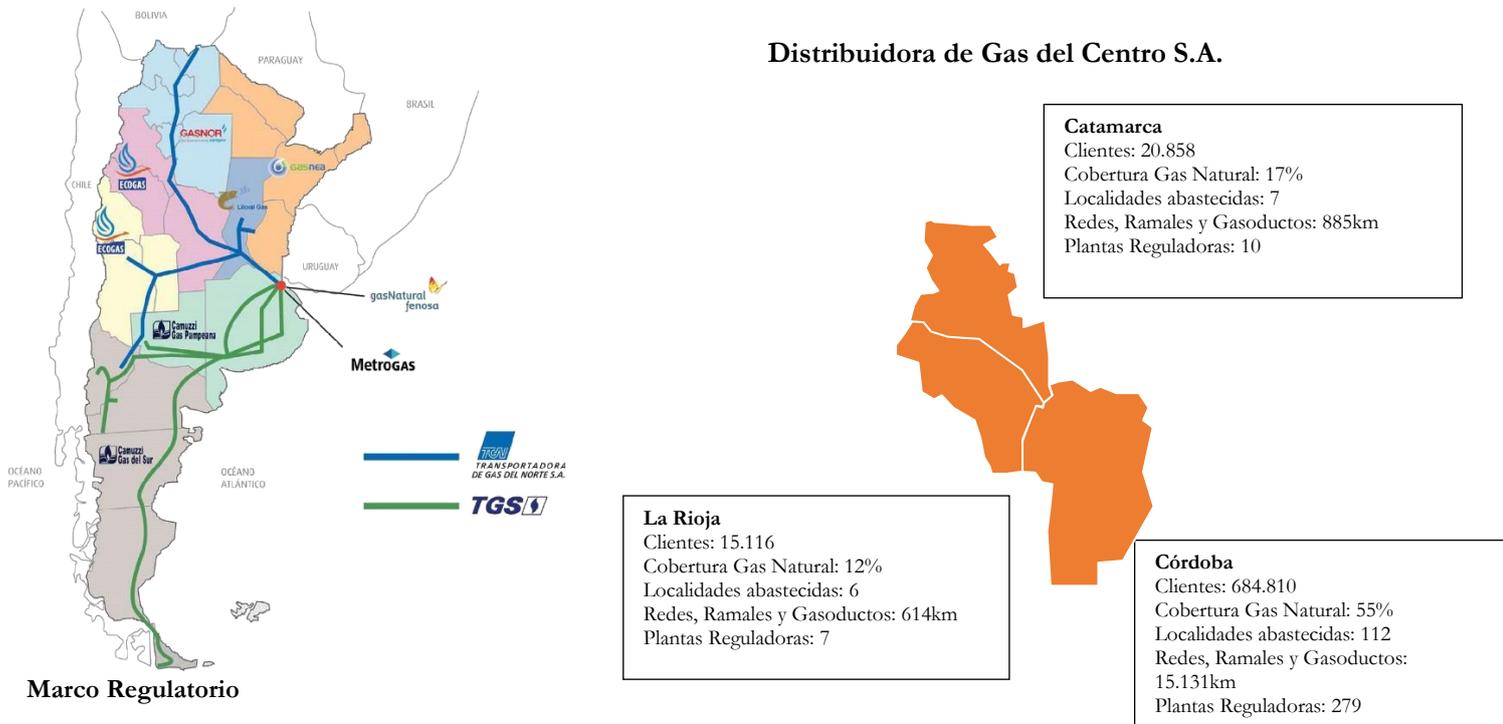
Durante la segunda parte del siglo XX los activos y la operación del sector gasífero en materia de transporte y distribución, estuvieron en manos de Gas del Estado S.E. En 1992 el sector fue reformado, produciéndose la privatización de Gas del Estado y organizándose la actividad gasífera en un segmento desregulado (producción, captación y tratamiento, regido por la Ley 17.319) y dos segmentos regulados (transporte y distribución, servicio público nacional regido por la Ley del Gas).

En junio de 1992 se sancionó la Ley del Gas que dispuso la privatización de GdE. La Ley del Gas y los decretos relacionados establecieron, entre otras disposiciones, la transferencia de sustancialmente todos los activos de GdE a dos compañías de transporte y a ocho compañías de distribución. El Gobierno Nacional implementó un proceso de licitación pública internacional con respecto a estas diez nuevas compañías y vendió participaciones mayoritarias a consorcios de oferentes privados, conservando en algunos casos un porcentaje de titularidad.

Los activos de GdE utilizados en la distribución fueron divididos en ocho sistemas siguiendo un criterio geográfico. Los activos utilizados en el transporte de gas en Argentina fueron divididos en dos sistemas: un sistema norte y un sistema sur de gasoductos troncales, diseñados para vincular las fuentes de gas con los principales centros de demanda. Como resultado de la división, el sistema de distribución de la Sociedad se encuentra directamente conectado al sistema de gasoductos troncales norte operado por TGN.

En virtud de lo dispuesto por la Ley del Gas y decretos afines, se otorgó a cada compañía privatizada una licencia para operar los activos transferidos, se estableció un marco regulatorio para la industria privatizada en base al acceso abierto e indiscriminado y se creó el ENARGAS, un ente encargado de regular el transporte, distribución, comercialización y almacenamiento del gas natural en la Argentina.

El siguiente mapa muestra la ubicación geográfica en la que opera la Sociedad y el resto de las licenciatarias:



Marco Regulatorio

Generalidades

Los instrumentos legales que establecen los principios y disposiciones generales del servicio público de distribución de gas natural son los siguientes: la Ley del Gas sancionada el 20 de mayo de 1992, promulgada parcialmente por el Decreto N° 885/1992, y reglamentada por los Decretos N° 1.738/1992 y 2.255/1992, que incluyen también las Reglas Básicas de la Licencia y el Reglamento de Servicio, siendo este conjunto de normas el marco regulatorio básico de la industria del gas natural actualmente vigente (el “Marco Regulatorio”).

La Ley del Gas y las normas correspondientes tienen como finalidad, entre otras, (i) proteger los intereses de los consumidores, (ii) promover mercados competitivos, (iii) regular la venta, transporte y distribución del gas, (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; y (vi) promover la protección del medio y el eficaz transporte, almacenamiento, suministro y uso del gas natural.

La Ley del Gas ha separado verticalmente la actividad gasífera en tres grandes categorías: la producción, el transporte y la distribución, disponiendo que la primera de las categorías (producción) esté regulada por la Ley N° 17.319, mientras que las restantes (transporte y distribución), conforman un servicio público nacional regido por la Ley del Gas.

Son sujetos activos de la industria del gas natural los productores, captadores, procesadores, transportistas, almacenadores, distribuidores, comercializadores y consumidores que contraten directamente con el productor de gas natural. Y son sujetos de la Ley del Gas los transportistas, distribuidores, comercializadores, almacenadores y consumidores que contraten directamente con el productor (Ley del Gas Art. 1°).

De acuerdo a la Ley del Gas -Marco Regulatorio de la Industria del Gas-, “...el transporte y distribución de gas natural deberán ser realizados por personas jurídicas de derecho privado a las que el PEN haya habilitado mediante el otorgamiento de la correspondiente concesión, licencia o permiso, previa selección por Licitación Pública, excepto aquellos derivados de la aplicación del Art. 28° de la Ley N° 17.319 (...) El PEN determinará, en cada caso, la modalidad a adoptar...” (Art. 4° de la Ley del Gas).

El Contrato suscripto entre el otorgante –Poder Ejecutivo Nacional (PEN) y las Licenciatarias contiene los derechos y obligaciones recíprocas que hacen al funcionamiento de los servicios públicos de transporte y distribución en atención a los requerimientos de calidad y seguridad que, en el corto y mediano plazo, deben signar el funcionamiento del mismo. Asimismo, son partes integrantes del Contrato:

- (i) las Reglas Básicas de la Licencia (“RBL”), que contienen los derechos y obligaciones fundamentales de las partes de la privatización: Otorgante -PEN- y Licenciataria (Anexo I);
- (ii) el Reglamento del Servicio, que –contiene las principales normas que rigen la relación de la Licenciataria con los usuarios (Anexo II)-, y
- (iii) los Cuadros Tarifarios (Anexo III). (Art. 5° del Decreto PEN 2.255/1992).

Las RBL no pueden ser modificadas sin el consentimiento de la Licenciataria. El ENARGAS puede modificar las condiciones del servicio establecidas en la Licencia, siempre que se ajusten en forma correspondiente las tarifas que la Licenciataria puede cobrar por sus servicios, a fin de compensar el impacto económico de la modificación de las condiciones del servicio.

Estructura de la industria

La producción.

La producción de gas natural está regulada por la Ley N° 17.319 (incluyendo las modificaciones introducidas por las Leyes N° 26.197 y N° 27.007) y su reglamentación en lo que se refiere tanto al acceso al recurso natural, como a sus condiciones de explotación y comercialización. La producción de gas natural es considerada como una actividad de interés general afectada al servicio público de transporte y distribución de gas natural, pero realizada en el marco de un mercado competitivo (Resolución SE 265/2004 – Considerando 2°).

Es importante destacar que, a tenor de la Ley N° 17.319, el PEN podría restringir las exportaciones de gas natural con el fin de que los volúmenes objeto de exportación sean comercializados en Argentina a los efectos de satisfacer la demanda doméstica, cuando exista una situación de desabastecimiento del consumo doméstico. Ello es concordante con lo previsto por la Ley del Gas (Art. 3°) y Ley N° 17.319 (Art. 6°).

El transporte.

El transporte de gas natural está regulado por la Ley del Gas, es un servicio público nacional cuyos prestadores cuentan con una Licencia otorgada por el PEN a tales fines. El transportista es responsable del transporte de gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores. Las Licenciatarias del transporte de gas natural son Transportadora de Gas del Norte S.A. (operadora de los gasoductos troncales denominados Gasoducto Norte y Gasoducto Centro Oeste), y Transportadora de Gas del Sur S.A. (operadora de los gasoductos troncales denominados Gasoducto NeuBa I, Gasoducto NeuBa II, Gasoducto San Martín y Gasoducto Cordillerano).

La distribución.

La distribución de gas natural está regulada por la Ley del Gas, es un servicio público nacional cuyos prestadores cuentan con una Licencia otorgada por el PEN a tales fines. El distribuidor es el prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una zona, entendiéndose por tal, una unidad geográfica delimitada. Hay nueve Licenciatarias de distribución de gas natural, en diferentes zonas geográficas de la Argentina.

Algunas áreas de Distribución tienen, a su vez, Subdistribuidores, expresamente autorizados por el ENARGAS en los términos de la Resolución ENARGAS 35/1993.

Es importante destacar que tanto el sector de transporte como el sector de distribución de gas natural están sometidos a restricciones verticales, conforme las disposiciones de la Ley del Gas según las cuales:

- Los transportistas no podrán comprar ni vender gas, con excepción de las adquisiciones que puedan realizar para su propio consumo, y el gas natural necesario para operar los sistemas de transporte; cuyo volumen será determinado por el Ente en cada caso (Ley del Gas Art. 33°).
- Ningún productor, almacenador, distribuidor, consumidor que contrate directamente con el productor, o grupo de ellos, ni empresa controlada o controlante de los mismos, podrán tener una participación controlante, en una sociedad habilitada como transportista.
- Ningún productor o grupo de productores, ningún almacenador, ningún prestador habilitado como transportista o grupo de los mismos o empresa controlada por, o controlante de los mismos, podrán tener una participación controlante, en una sociedad habilitada como distribuidora.
- Ningún consumidor que contrate directamente con el productor, podrá tener una participación controlante, en una sociedad habilitada como distribuidora que corresponda a la zona geográfica de su consumo.
- Ningún comercializador o grupo de comercializadores podrá tener una participación controlante, en las sociedades habilitadas como transportistas o distribuidoras.

La Ley del Gas define en su Art. 33° el término “control”, estableciendo que se consideran sociedades controladas aquellas en que otra sociedad, en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada: (i) posea participación, por cualquier título, que otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones sociales o asambleas ordinarias; (ii) ejerza una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades.

Régimen de prestación del servicio de distribución

La Licenciataria debe prestar el Servicio Licenciado de acuerdo con las Obligaciones del Servicio, y con las demás disposiciones generales o individuales que establezca para la Distribución la Autoridad Regulatoria. La Ley del Gas establece que un distribuidor no debe ejercer una discriminación indebida entre sus clientes, y que tampoco puede brindar a ningún cliente trato preferencial indebido. El distribuidor debe ofrecer acceso abierto a cualquier capacidad disponible del sistema de distribución a todos los interesados sobre bases igualitarias. La Distribución es un servicio público que deber ser prestado asegurando el acceso abierto, sin discriminación, a la Red de Distribución, sujeto a las disposiciones de la Ley, del Decreto Reglamentario, de la Licencia y del Reglamento del Servicio (Art. 4.1.° RBL).

Sin embargo, las extensiones a la red de distribución necesarias para proveer el servicio a terceros que así lo solicitaren, bajo las condiciones previstas en la Licencia, deberán ser realizadas por la Distribuidora, salvo que las tarifas autorizadas para los clientes de la zona donde se solicite la extensión no provean el ingreso suficiente a la Licenciataria para financiar su construcción. De resultar esta circunstancia, el ENARGAS en cumplimiento del Art. 16° de la Ley del Gas, podrá requerir a los terceros interesados a proveer el financiamiento de las obras de extensión necesarias.

En particular, y con los alcances definidos en el Reglamento del Servicio, la Licenciataria debe:

- (i) Recibir, transportar y vender el Gas cuya Distribución le sea encomendada, con el debido cuidado y diligencia y sin demoras, salvo las excepciones, condiciones y regulaciones específicas permitidas por la normativa aplicable;
- (ii) Operar la Red de Distribución y prestar el Servicio Licenciado en forma regular y continua salvo casos de emergencia, caso fortuito o fuerza mayor o situaciones que cuenten con la conformidad de la Autoridad Regulatoria y sin perjuicio del derecho de la Licenciataria de suspender la prestación del servicio a los clientes en mora de acuerdo con lo previsto en el Reglamento del Servicio; en forma prudente, eficiente y diligente y de acuerdo con las buenas prácticas de la industria;
- (iii) Proveer lo necesario para mantener en operación permanente instalaciones adecuadas e idóneas para la Distribución de Gas, y en condiciones tales que no constituyan peligro para la seguridad de las personas y bienes de sus empleados, usuarios y del público en general;
- (iv) Establecer sistemas de control y medición adecuados, pronosticar y planificar adecuadamente la reparación y el mantenimiento de la Red de Distribución;
- (v) Regir sus relaciones con los Transportistas, los clientes y los demás Distribuidores de acuerdo con lo establecido en el Reglamento del Servicio y los Contratos de Servicio;
- (vi) Cumplir con las normas sobre seguridad en el trabajo y demás disposiciones de la legislación laboral aplicable a su personal, y mantener a éste debidamente asegurado contra accidentes de trabajo;
- (vii) Cumplir debidamente con los Contratos de Servicio así como con las obligaciones que establece el Art. 88° de la Ley;
- (viii) Abstenerse de abandonar total o parcialmente los Activos Esenciales, o de prestar el Servicio Licenciado, sin autorización previa de la Autoridad Regulatoria, salvo, en lo que respecta a Activos Esenciales determinados, cuando ello ocurra en el curso normal de la actividad, no se afecte adversamente la prestación del Servicio Licenciado ni la seguridad pública y se

mantenga adecuadamente informada a la Autoridad Regulatoria;

- (ix) Establecer servicios permanentes de recepción de denuncias de escapes de Gas; informar públicamente acerca de la existencia de dichos servicios y atender prontamente las denuncias razonablemente circunstanciadas que al respecto reciba;
- (x) Conducirse con cuidado y responsabilidad en el ejercicio de las servidumbres y otros derechos mencionados en los Capítulos VI y VII, evitando o minimizando en lo razonablemente posible los daños al dominio público y a las propiedades privadas, y acatando las reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales que sean aplicables al respecto;
- (xi) Adecuar su accionar al objetivo de preservar y mejorar los ecosistemas involucrados con el desarrollo de su actividad, cumpliendo las normas nacionales, provinciales y municipales destinadas a la protección del medio ambiente actualmente en vigencia, como asimismo aquellas que en el futuro se establezcan;
- (xii) Abstenerse de realizar actos que impliquen competencia desleal o abuso de una posición dominante en el mercado;
- (xiii) Abonar la Tasa de Control y cumplir con el régimen de seguros previsto en el Art. 5.3.;
- (xiv) Proporcionar a la Autoridad Regulatoria la información que ésta disponga, y llevar su contabilidad de acuerdo con las normas contables vigentes y las reglas que aquella establezca;
- (xv) Interrumpir el servicio a los Usuarios Directos de acuerdo con las normas establecidas en el Reglamento del Servicio de la Licenciataria cuando lo requiera la necesidad de mantener el suministro en los niveles normales de presión, a los clientes prioritarios.
- (xvi) En general, cumplir con las normas de la Ley y del Decreto Reglamentario en lo que le sean aplicables, con las de la Licencia, la Tarifa y el Reglamento del Servicio, con las disposiciones de la Autoridad Regulatoria y, en lo pertinente, con las normas del Contrato de Transferencia, quedando aclarado que las normas operativas y de seguridad que afectan el diseño, construcción, instalación y prueba de resistencia y/o hermetismo, no se aplicarán retroactivamente a los Activos (Art. 4.2. RBL).

Obligaciones de la Sociedad

La Sociedad debe operar de acuerdo con los términos de los Documentos de Privatización y de la Licencia otorgada a la Sociedad por el gobierno para operar las redes de distribución de gas dentro de su área geográfica. Según esta Licencia, la Sociedad debe cumplir con los términos de los Documentos de Privatización, la Ley del Gas y cualquier reglamentación u obligación impuesta por el ENARGAS.

En general, la Licencia exige que la Sociedad asegure el acceso a la red de distribución de gas que opera en forma abierta e indiscriminada. Más específicamente, la Licencia exige a la Sociedad lo siguiente: (i) recibir, transportar y vender en forma continua y regular el gas que está autorizada a distribuir a través de sus propios sistemas, (ii) mantener todos los equipos e instalaciones en buenas condiciones de operación, (iii) establecer sistemas adecuados de medición y control, (iv) ajustar sus actividades a fin de mejorar y preservar aquellos ecosistemas que puedan verse afectados, y (v) interrumpir el servicio a los GU según sea requerido para mantener el adecuado nivel de suministro para los usuarios residenciales y comerciales.

Según la Ley del Gas y los Documentos de Privatización, la Sociedad debe operar y mantener sus instalaciones en condiciones de seguridad y proveer la distribución del servicio sin interrupción, para satisfacer cualquier demanda razonable sin discriminación alguna.

Durante el plazo de la Licencia, la Sociedad está sujeta a determinadas restricciones financieras, como por ejemplo la imposibilidad de asumir deudas de Inversora de Gas del Centro S.A. o de otorgar un derecho real de garantía sobre sus activos a favor de los acreedores de Inversora de Gas del Centro S.A. Durante los primeros 5 años de la Licencia, la Sociedad no puede reducir en forma voluntaria su capital, ni distribuir activos de otro modo que no sea a través de la declaración, pago y distribución de dividendos de conformidad con las leyes argentinas. Luego de transcurridos los primeros cinco años de la Licencia, es posible realizar reducciones de capital y distribuciones restringidas únicamente con el previo consentimiento del ENARGAS.

Obligaciones del Otorgante

El Otorgante se obliga a:

- (i) Permitir a la Licenciataria percibir las Tarifas estipuladas en el Capítulo IX de las RBL, en un todo de acuerdo con lo dispuesto por la Ley.
- (ii) Facilitar, por intermedio de los órganos competentes, la prestación por la Licenciataria del Servicio Licenciado, apoyando asimismo las gestiones que fueren necesarias ante las autoridades provinciales y municipales para que faciliten en sus respectivos territorios dicha prestación y la efectividad del uso y ocupación del dominio público que por esta Licencia se concede a la Licenciataria.
- (iii) Regular la actividad de la Licenciataria en forma de asegurarle un tratamiento no injustamente discriminatorio con los demás Distribuidores actuales o futuros.

Indemnidad.

El Contrato incluye las siguientes disposiciones generales sobre indemnidad:

- (i) La Licenciataria es responsable frente al Otorgante, y deberá mantenerlo indemne por todo reclamo de terceros contra el Otorgante por daños y perjuicios ocasionados por o con los Activos Esenciales o la operación de los mismos.
- (ii) No habrá derecho al aumento de la tarifa ni a indemnización alguna para compensar los efectos de la demora en que se incurra por causas atribuibles a la Licenciataria en poner en aplicación las tarifas iniciales o toda nueva tarifa que posteriormente corresponda.

Plazo de la Licencia

La Licencia autoriza a la Sociedad a suministrar el servicio público de distribución de gas por un plazo inicial de 35 años. La Ley del Gas dispone que la Sociedad podrá solicitar al ENARGAS, una vez transcurrido el plazo inicial de 35 años, una prórroga de la Licencia por un período adicional de diez años. El ENARGAS debe, en ese momento, evaluar el desempeño de la Sociedad y efectuar una recomendación al PEN. La Sociedad tendrá derecho a que se le otorgue la prórroga de 10 años de su Licencia a menos que el ENARGAS pueda demostrar que la Sociedad no ha cumplido sustancialmente con todas sus obligaciones emergentes bajo la Ley del Gas, reglamentaciones y decretos afines y la Licencia.

Finalizado el período de 35 o 45 años, según corresponda, la Ley del Gas exige que se lleve a cabo una nueva licitación para la Licencia, en la cual la Sociedad tendrá la opción, si se ha cumplido con todas las obligaciones descriptas anteriormente, a igualar la mejor oferta presentada al PEN por un tercero.

La Licencia se extinguirá:

- (i) Por el vencimiento del plazo inicial o, en su caso, del correspondiente a la prórroga.
- (ii) Por caducidad declarada por el Otorgante.
- (iii) Por renuncia de la Licenciataria por incumplimiento del Otorgante.

Según el Marco Regulatorio y como norma general, una vez finalizada la Licencia por vencimiento del plazo, la Sociedad tendrá derecho a recibir la suma que resulte menor entre:

- i. el valor de libros, neto de la amortización acumulada, de los Activos Esenciales incluyendo el costo histórico de las inversiones realizadas por la Licenciataria durante la vigencia de la Licencia, que no hubiesen sido objetadas por el ENARGAS, quedando estipulado que a los efectos de este cálculo, (a) el valor de libros de los Activos Esenciales iniciales será determinado sobre la base del precio pagado al momento de la privatización, y el costo original de las inversiones subsiguientes será llevado en dólares ajustado por el índice de inflación PPI de los Estados Unidos, (b) la amortización se computará sobre tales valores en dólares usando las reglas normales sobre vida útil cualquiera fuera el costo histórico en moneda argentina o la amortización acelerada con fines impositivos y c) el ENARGAS deberá dictar las reglas para calcular los valores en dólares y la depreciación mencionados en este punto; y
- ii. el producido pagado por el adjudicatario en una nueva licitación.

Finalizado el plazo de la Licencia, si la Sociedad se ha desempeñado en forma adecuada durante el término de la misma (incluyendo cualquier prórroga, de resultar aplicable), podrá participar en la nueva licitación. En tal caso, tendrá derecho a:

- i. que se compute como su oferta en la nueva licitación un precio igual, y no menor, al Valor de Tasación. Según el Marco Regulatorio, el “Valor de Tasación” es el valor de los activos esenciales resultante de calcular el valor del negocio tal como es conducido por la Licenciataria a la fecha de valuación, como empresa en marcha y sin tomar en consideración las deudas y será determinado con anterioridad al llamado a licitación, por un banco de inversión de reputación internacional elegido por la autoridad regulatoria.
- ii. a igualar a la mejor oferta presentada por terceros en la nueva licitación, si superara su oferta prevista en el inciso anterior. Y en caso de resultar adjudicataria sólo deberá pagar una suma igual al exceso, si lo hubiere, de su oferta por sobre el Valor de Tasación.
- iii. si hubiese participado en la nueva licitación pero no deseara igualar la mejor oferta de un tercero, a recibir como compensación por la transferencia a la nueva licenciataria, el Valor de Tasación, quedando el exceso pagado por el tercero a favor del Estado Nacional.

Al extinguirse la Licencia, la Licenciataria deberá entregar al nuevo licenciataria los Activos Esenciales en las condiciones requeridas en el Art. 5.2. libres de toda deuda, gravamen o embargo. A tal efecto, la Licenciataria se obliga a suscribir toda la documentación y realizar todos los actos que pudieren resultar necesarios para implementar la cesión de los bienes referida en este punto. En caso de incumplimiento de esta obligación, el Otorgante suscribirá la documentación y/o realizará todos los actos necesarios en nombre de aquélla, constituyendo la Licencia un mandato irrevocable otorgado por la Licenciataria a tal fin, y la Licenciataria será responsable por los daños y perjuicios que

su incumplimiento acarree los que en ningún caso serán inferiores al 10% del valor pagadero a la Licenciataria con motivo de la terminación de la Licencia. El impuesto de sellos y demás costos de la transferencia estarán a cargo de quien reciba los Activos Esenciales (Art. 11.4.1. RBL).

Terminación de la Licencia por caducidad declarada por el Otorgante

Las causales que permiten declarar la caducidad de la Licencia son:

- (i) incumplimiento grave y reincidente de obligaciones a cargo de la Licenciataria, debidamente sancionado por la Autoridad Regulatoria, que evidencie un reiterado incumplimiento de la normativa aplicable, de las decisiones de la Autoridad Regulatoria o de las disposiciones de la Licencia;
- (ii) comisión de una infracción grave luego de que el valor acumulado de las multas aplicadas a la Licenciataria en los últimos cinco años haya superado el cinco por ciento (5%) de su facturación del último año calendario en moneda constante neta de impuestos y tasas;
- (iii) la interrupción total de la prestación del Servicio Licenciado, por causas imputables a la Licenciataria, que ocurra por más de quince (15) días consecutivos, o por más de treinta (30) no consecutivos dentro de un mismo año calendario. La interrupción parcial del servicio que afecte en más de un treinta y cinco por ciento (35%) la capacidad del Servicio de Distribución será considerada total a estos efectos;
- (iv) la interrupción parcial de la prestación del Servicio Licenciado, por causas imputables a la Licenciataria, que afecte la capacidad total del Servicio de Distribución en más de un diez por ciento (10%) durante treinta (30) días consecutivos, o durante sesenta (60) días no consecutivos en un mismo año calendario;
- (v) la modificación del objeto social de la Licenciataria sin el consentimiento de la Autoridad Regulatoria, o el traslado de su domicilio legal fuera del territorio de la Argentina;
- (vi) la venta, cesión o transferencia, por cualquier título, de los activos esenciales, o la constitución de gravámenes sobre los mismos, excepto en aquellos casos autorizados por el Art. 5.5., sin la previa autorización de la Autoridad Regulatoria;
- (vii) todo acto que implique una violación de las restricciones impuestas por los puntos 8.4.2. a 8.4.8. del Pliego, o a las restricciones del Capítulo XIX de la Licencia;
- (viii) la quiebra de la Licenciataria;
- (ix) la disolución o liquidación de la Licenciataria;
- (x) el abandono de la prestación del Servicio Licenciado, o el intento de cesión o la transferencia unilaterales, totales o parciales, por cualquier título, de la Licencia sin la previa autorización de la Autoridad Regulatoria, o la renuncia a la Licencia excepto en aquellos casos permitidos por la Licencia;
- (xi) la violación de las limitaciones establecidas en el Título VIII del Capítulo I de la Ley, o en el Art. 4.7. del Pliego;
- (xii) el uso de los Activos Esenciales para un destino distinto que la prestación del Servicio Licenciado, salvo autorización expresa de la Autoridad Regulatoria;
- (xiii) la desobediencia de una orden impartida por la Autoridad Regulatoria que haya quedado firme, y que por su importancia no merezca una sanción menor;
- (xiv) incumplimiento de las tarifas que por su importancia no merezca una sanción menor (Art. 10.6. de las RBL).

Si el Otorgante dispusiera la caducidad de la Licencia con anterioridad al vencimiento de su plazo completo a causa del incumplimiento por parte de la Licenciataria, el Otorgante podrá compensar el valor neto de libros de ésta contra cualquier suma debida por daños y perjuicios causados al Otorgante en razón de los hechos que dieron lugar a la caducidad de la Licencia. Dichos daños y perjuicios nunca podrán ser inferiores al 20% del valor neto de libros. Ello, sin perjuicio del derecho de terceros a efectuar el pendiente reclamo contra la Licenciataria por los daños surgidos como consecuencia de la caducidad. Además, bajo tales circunstancias, la Autoridad Regulatoria puede requerir la transferencia de las acciones y derechos a aportes de capital al Ente Regulador como fiduciario para su posterior venta por Licitación Pública, sin base y en las condiciones que aquél fije (Arts. 10.7.5 y 10.7.6. de las RBL).

Ante la caducidad de la Licencia, el Otorgante está facultado para designar un operador interino, quien continuará prestando los servicios licenciados hasta tanto se designe a un nuevo licenciario. La Licenciataria deberá pagar todos los honorarios y gastos incurridos por dicho operador interino, y no tendrá derecho al pago de lucro cesante o a una indemnización por el uso por el operador interino de los bienes de propiedad de aquélla (Art. 10.7.4. RBL).

Producida la caducidad de la Licencia, la Licenciataria debe transferir al Otorgante (o a quien éste designe) todos los activos esenciales, libres de todo tipo de gravámenes y cargas (Art. 11.4.1. y 5.2. RBL).

Terminación de la Licencia por incumplimiento del Otorgante

La Sociedad tiene derecho, en el caso de incumplimientos graves y reiterados por parte del Otorgante de sus obligaciones, que hayan sido judicialmente determinados y que alteren en forma sustancial y permanente el régimen básico de la tarifa, previa intimación otorgando un plazo de ciento ochenta (180) días al Otorgante para corregir el incumplimiento, a renunciar a la Licencia. La Autoridad Regulatoria podrá obligar a la Licenciataria a que continúe prestando el Servicio Licenciado durante un plazo máximo de ciento ochenta (180) días contados a partir de la fecha de tal renuncia.

En este caso le corresponderá a la Licenciataria el más alto de los dos siguientes valores: el Valor de Libros o el Valor de Tasación de los activos esenciales como única y total indemnización. Este derecho no obsta a la facultad de la Licenciataria de exigir judicialmente el cumplimiento de las obligaciones del Otorgante mientras no haya renunciado a la Licencia. En caso de renuncia, la Licenciataria está obligada a entregar los Activos Esenciales al Otorgante, sin perjuicio de su eventual derecho a percibir la suma que en definitiva se fije administrativa o judicialmente.

Exclusividad

La Ley del Gas establece que únicamente las empresas privadas licenciadas pueden dedicarse a las actividades de distribución de gas. Una licencia otorga a la Licenciataria el derecho exclusivo de distribución de gas natural dentro de un área geográfica específica. Esta exclusividad está sujeta a (i) la existencia previa de Subdistribuidores, y (ii) el régimen de ampliaciones de redes por parte de terceros (y a costa de estos últimos), que está sujeto a la autorización previa del ENARGAS y de su constitución como Subdistribuidores, previendo la ley una instancia previa de negociación con la distribuidora, quien tendría prioridad.

Servidumbres

Si bien la mayor parte de los tendidos de gasoductos, redes de distribución y ramales de alimentación se encuentran en espacios de dominio público sobre los que la Sociedad tiene la libre ocupación, existen instalaciones pertenecientes al sistema de distribución de la Sociedad que afectan inmuebles de dominio privado, situación que debe ser formalizada mediante la constitución de una servidumbre de gasoducto, conforme a la Ley del Gas.

La Licencia también confiere a la Sociedad el derecho de exigir la constitución de servidumbres sobre propiedades privadas que resulten necesarias para la prestación del servicio licenciado, sujeto al pago de una indemnización a sus propietarios. El PEN está obligado a transferir a la Sociedad los derechos sobre las servidumbres vigentes en el área de servicio de la Sociedad a la fecha de la toma de posesión (29 de diciembre de 1992).

El Marco Regulatorio distingue entre las servidumbres existentes, que involucran a las instalaciones transferidas por Gas del Estado a la Sociedad y servidumbres nuevas, que son aquellas que se refieren a instalaciones construidas por la sociedad licenciataria con posterioridad a la privatización.

El Marco Regulatorio dispuso que los gastos que requiriera la registración de las servidumbres existentes y, en su caso, el pago del saldo de las indemnizaciones pactadas o debidas por la constitución y utilización de las mismas hasta que se cumplan cinco años contados desde el 1° de enero de 1993, serían satisfechos por GdE, o en su defecto por el PEN, el que podría recurrir para financiar tales erogaciones al mecanismo de recargo sobre las tarifas. Mediante el Decreto N°186/1999 se prorrogó hasta el final del año 2000 el plazo para que el Estado complete la tarea de regularización de servidumbres de gasoductos existentes en lo atinente a la registración y cumplimiento de las indemnizaciones devengadas.

Para el caso de gasoductos construidos por parte de la Licenciataria, ésta deberá afrontar el costo de las correspondientes servidumbres, a cuyos fines el ENARGAS ha establecido normativamente el procedimiento y los parámetros que tiene en cuenta esa Autoridad Regulatoria para determinar el valor provisorio de las servidumbres de gasoducto en los casos en que no se haya arribado a acuerdo entre propietario y Licenciataria (Resolución ENARGAS N° I1352/2015).

Sanciones

La Licencia establece un sistema de sanciones para el supuesto que la Sociedad incumpla las obligaciones que ella impone, entre las que se incluyen apercibimientos, multas y caducidad de la Licencia. El tipo de sanción dependerá, entre otras consideraciones, de la gravedad del incumplimiento o de sus efectos para el interés público.

Las sanciones de apercibimiento y multa son aplicadas por la Autoridad Regulatoria, en tanto que la caducidad por el PEN, a recomendación de aquélla. La Autoridad Regulatoria puede disponer la publicación de la sanción cuando exista reincidencia en la misma infracción o cuando la repercusión social de ésta haga conveniente el conocimiento público de la sanción.

Se sancionará con apercibimiento o multa toda infracción de la Licenciataria a la Licencia o a la normativa aplicable que no tenga un tratamiento sancionatorio específico. El monto de la multa puede elevarse cuando se hubiere persistido en el incumplimiento pese a la intimación cursada la Autoridad Regulatoria, o se tratase de incumplimientos de grave repercusión social. Dentro del máximo establecido, la Autoridad Regulatoria puede aplicar multas por cada día en que persista el incumplimiento de la obligación.

El ENARGAS

Objetivos

La Ley del Gas creó al ENARGAS, organismo encargado de la verificación del cumplimiento de la Ley del Gas, el marco regulatorio y las condiciones contractuales de aplicación de las empresas dedicadas al negocio del gas natural. La jurisdicción del ENARGAS se extiende a las actividades de transporte, comercialización, almacenamiento y distribución de gas. Sus objetivos, conforme a lo previsto en la Ley

del Gas, incluyen la protección de los consumidores, la promoción de la competencia en la oferta y demanda de gas y el apoyo a las inversiones de largo plazo en la industria del gas.

Estructura

La Ley del Gas establece que el ENARGAS deberá contar con un Directorio integrado por cinco miembros de dedicación exclusiva, designados por el PEN con acuerdo del Senado, luego de informar a una Comisión del Congreso, que debe emitir su dictamen en un plazo de 30 días. El ENARGAS se encuentra dentro de la órbita del Ministerio de Energía y Minería. El mandato de los miembros iniciales del Directorio es por períodos escalonados. Los mandatos de los miembros iniciales del Directorio varían de uno a cinco años. Los posteriores miembros del Directorio cumplirán mandatos de 5 años y pueden ser reelectos. Los miembros del Directorio pueden ser removidos por el PEN, el cual debe hacer expresa mención de las razones que fundamentan dicha decisión. A partir de dicha fecha, una Comisión del Congreso debe pronunciarse dentro de los 30 días.

A partir del año 2007 (Decreto PEN 71/2007), se dispuso la intervención del ENARGAS. Dicha situación fue prorrogada periódicamente con posterioridad, habiendo cesado el 28/7/2017 mediante lo dispuesto en el Decreto N° 594/2017. Este decreto dispuso, a su vez, la designación del Vicepresidente del ENARGAS (por el término de 4 años) y tres vocales del Directorio (el vocal primero por 3 años, el vocal segundo por 2 años y el vocal tercero por 1 año). Hasta tanto se designe Presidente del ENARGAS, las funciones de éste serán ejercidas por su Vicepresidente.

Funciones

Las funciones principales son las siguientes:

- (i) hacer cumplir el Marco Regulatorio y controlar la prestación de los servicios públicos y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los términos de la habilitación;
- (ii) dictar los reglamentos a los que deben ajustarse todos los sujetos del Marco Regulatorio en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de escapes de gas, de acceso a inmuebles de terceros, calidad del gas y odorización. En materia de seguridad, calidad y odorización su competencia abarca también al gas natural comprimido;
- (iii) dictar reglamentos con el fin de asegurar que los transportistas y distribuidores establezcan planes y procedimientos para el mantenimiento en buenas condiciones de los bienes afectados al servicio durante el período de las respectivas habilitaciones y que proporcionen al ENARGAS informes periódicos que permitan determinar el grado de cumplimiento de dichos planes y procedimientos;
- (iv) prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o indebidamente discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y consumidores y dictar las instrucciones necesarias a los transportistas y distribuidores para asegurar el suministro de los servicios no interrumpibles;
- (v) establecer las bases para el cálculo de las tarifas de las habilitaciones a transportistas y distribuidores, y controlar que las tarifas sean aplicadas de conformidad con las correspondientes habilitaciones y con las disposiciones del Marco Regulatorio;
- (vi) aprobar las tarifas que aplicarán los prestadores, disponiendo la publicación de aquéllas a cargo de éstos;
- (vii) publicar los principios generales que deberán aplicar los transportistas y distribuidores en sus respectivos contratos para asegurar el libre acceso a sus servicios;
- (viii) determinar las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de habilitaciones de transporte y distribución de gas natural mediante licitación pública;
- (ix) asistir al PEN en las convocatorias a Licitación Pública y suscribir los contratos de concesión y determinar las condiciones de las demás habilitaciones ad referendum del mismo;
- (x) propiciar ante el PEN, cuando corresponda, la cesión, prórroga, caducidad o reemplazo de las concesiones;
- (xi) autorizar las servidumbres de paso mediante los procedimientos aplicables, de acuerdo a lo dispuesto por el Art. 23°, y otorgar toda otra autorización prevista en la Ley del Gas;
- (xii) organizar y aplicar el régimen de Audiencias Públicas previsto en la Ley del Gas;
- (xiii) velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública, en la construcción y operación de los sistemas de transporte y distribución de gas natural, incluyendo el derecho de acceso a la propiedad de productores, transportistas, distribuidores y consumidores previa notificación, a efectos de investigar cualquier amenaza potencial a la seguridad y conveniencia pública;
- (xiv) promover ante los tribunales competentes, las acciones civiles o penales que tiendan a asegurar el cumplimiento de sus funciones y de los fines del Marco Regulatorio y los términos de las habilitaciones;

- (xv) reglamentar el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando el principio del debido proceso;
- (xvi) requerir de los transportadores y distribuidores los documentos e información necesarias para verificar el cumplimiento del Marco Regulatorio y los respectivos términos de las habilitaciones, realizando las inspecciones que al efecto resulten necesarias, con adecuado resguardo de la confidencialidad de información que pueda corresponder de acuerdo a lo dispuesto por la Ley del Gas;
- (xvii) publicar información y asesorar a los sujetos de la industria del gas natural, siempre que con ello no perjudique indebidamente los derechos de terceros;
- (xviii) aplicar las sanciones previstas en la Ley N° 17.319, en la Ley del Gas y en sus reglamentaciones y en los términos de las habilitaciones, respetando en todos los casos los principios del debido proceso;
- (xix) asegurar la publicidad de las decisiones que adopte, incluyendo los antecedentes en base a los cuales fueron adoptadas las mismas;
- (xx) someter anualmente al PEN y al CONGRESO DE LA NACION un informe sobre las actividades del año y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los consumidores y el desarrollo de la industria del gas natural;
- (xxi) ejercer, con respecto a los sujetos de esta Ley todas las facultades que la Ley N° 17.319 otorga a su «Autoridad de Aplicación»;
- (xxii) delegar en sus funcionarios las atribuciones que considere adecuadas para una eficiente y económica aplicación de la presente Ley;
- (xxiii) aprobar su estructura orgánica;
- (xxiv) delegar progresivamente en los gobiernos provinciales el ejercicio de aquellas funciones que considere compatibles con su competencia;
- (xxv) en general, realizar todo otro acto que sea necesario para el mejor cumplimiento de sus funciones y de los fines de la Ley del Gas y su reglamentación.

Funcionamiento

De acuerdo con las disposiciones de la Ley del Gas, el ENARGAS puede establecer varios mecanismos de suministro de información a fin de supervisar las actividades de las empresas de distribución y transporte de gas y de controlar el cumplimiento de las obligaciones impuestas por la Ley, incluyendo información específica que deberán suministrar en sus estados financieros. El ENARGAS estableció el alcance de dicha obligación de información en la Resolución N° 60 del 23 de agosto de 1994, por la cual la Sociedad deberá suministrar al ENARGAS, entre otras cosas, toda la información necesaria para demostrar el cumplimiento de las inversiones obligatorias, copias firmadas de los estados financieros anuales y trimestrales dentro de un período determinado desde el cierre de cada ejercicio o período, que deberá incluir notas con la descripción de las inversiones realizadas. Asimismo, la Sociedad debe notificar al ENARGAS toda modificación en su participación accionaria o en la de Inversora de Gas del Centro S.A., así como también suministrar documentación relativa a la evolución de impuestos, información laboral, cambios en los activos esenciales, seguros y las resoluciones de las asambleas que aprueben la oferta de las obligaciones negociables, autorización de oferta pública recibidas, documentación presentada a la CNV, todo prospecto preliminar e informe relativo al destino de los fondos.

Las Resoluciones del ENARGAS son susceptibles de impugnación administrativa por vía de Recurso de Alzada ante el Ministerio de Energía y Minería, y pueden ser objeto de revisión judicial por vía de recurso. Los conflictos existentes entre dos entidades reguladas o entre una entidad regulada y un tercero derivado de la distribución, almacenamiento, transporte o comercialización de gas natural deben someterse en primer lugar a la decisión del ENARGAS. Esta decisión podrá ser apelada directamente ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal.

El ENARGAS tiene su propio presupuesto que forma parte del presupuesto nacional que es aprobado por el Congreso. El ENARGAS se financia con los fondos provenientes de los aranceles anuales por control e inspección ("Tasa de Fiscalización y Control") que abonan, entre otras, las empresas de distribución y transporte, los comercializadores y proveedores de instalaciones de almacenamiento y de las multas y sumas percibidas como consecuencia de la aplicación de las reglamentaciones. El ENARGAS determina anualmente el arancel para cada empresa, tomando en cuenta el ingreso bruto de la industria regulada y la parte proporcional correspondiente a la empresa en cuestión.

Determinación de tarifa y utilidad regulatoria

De acuerdo a lo previsto en el Acta Acuerdo y tal como se indica en la sección "Información Sobre la Sociedad" el ENARGAS dispuso que en lo atinente al costo de capital, la tasa de rentabilidad a ser reconocida a la Sociedad se determinaría conforme lo establecen los Arts. 38° y 39° de la Ley del Gas, y que para tal fin se debía ponderar la remuneración del capital propio y de terceros, el ENARGAS estableció que en la remuneración del capital propio se tendría en cuenta un nivel justo y razonable para actividades de riesgo equiparable o comparable, que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria del servicio y que, para determinar el costo de capital de terceros, se debía reflejar el costo del dinero en los términos y condiciones vigentes para la financiación de empresas de servicios públicos. Como resultado de las tareas indicadas, se determinó una tasa WACC en términos reales del 9,33% para todas las distribuidoras de gas.

RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA DE LA SOCIEDAD

El siguiente análisis de la Dirección de los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad debe leerse conjuntamente con la Sección “*Información Clave de la Sociedad*” y los Estados Financieros de la Sociedad. Este análisis de la Dirección de los resultados de las operaciones y la situación financiera incluye manifestaciones a futuro que implican riesgos, incertidumbres y suposiciones. Entre estas manifestaciones a futuro se incluyen, entre otras, palabras tales como “prevé”, “anticipa”, “se propone”, “considera” y terminología similar. Los resultados reales pueden diferir de modo significativo de los previstos en estas manifestaciones a futuro como resultado de varios factores de riesgo, incluyendo los establecidos en la sección “*Factores de Riesgo*” y en otras secciones de este Prospecto.

El análisis es realizado para los ejercicios anuales finalizados al 31 de diciembre de 2017, 2016, 2015 y 2014 sobre la información contable preparada de acuerdo con NIIF.

Período finalizado el 31 de diciembre de 2017 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016

ESTRUCTURA DE RESULTADOS COMPARATIVA (cifras expresadas en miles de pesos, salvo porcentajes)

CONCEPTO	2017	2016	VARIACIÓN (\$)	VARIACIÓN (%)
Ingresos de actividades ordinarias	3.656.921	2.212.689	1.444.232	65%
Costo de ventas	(2.448.608)	(1.849.973)	(598.635)	32%
Gastos de administración	(154.326)	(106.846)	(47.480)	44%
Gastos de comercialización	(390.305)	(211.939)	(178.366)	84%
Otros ingresos operativos	124.964	22.458	102.506	456%
Otros egresos operativos	(15.290)	(11.823)	(3.467)	29%
Resultado operativo	773.356	54.566	718.790	1.317%
Costos financieros	(1.892)	(194.743)	192.851	(99%)
Ingresos financieros	319.136	329.430	(10.294)	(3%)
Participación en los resultados netos de las asociadas	7.797	(7)	7.804	111486%
Resultado antes del impuesto a las ganancias	1.098.397	189.246	909.151	480%
Impuesto a las ganancias	(327.893)	(47.615)	(280.278)	589%
Resultado integral neto del período	770.504	141.631	628.873	444%

El resultado operativo ordinario al 31 de diciembre de 2017 (ganancia de Ps. 773,4 millones) acusa un aumento de Ps. 718,8 millones con respecto al 31 de diciembre de 2016 (pérdida de Ps. 54,6 millones), explicada por un incremento registrado en las ventas de mayor proporción que el verificado en el costo de ventas y los gastos entre ambos ejercicios.

El resultado integral total del período finalizado al 31 de diciembre de 2017 es una ganancia de Ps. 770,5 millones, lo que implica alcanzar una diferencia –ganancia– de Ps. 628,9 millones con respecto a la ganancia registrada al 31 de diciembre de 2016, que ascendió a Ps. 141,6 millones. Esto se debe a diversos factores concurrentes que han afectado los distintos rubros del Estado de Resultados y que a continuación se detallan.

Ingresos por ventas

El aumento de 65% en las ventas en pesos con respecto al ejercicio anterior, que fue originado conjuntamente y con distintos efectos por: un incremento interanual del número de clientes (0,95%); una diferente distribución de la venta por segmentos de clientes; y un incremento de las tarifas originado en las referidas Resoluciones ENARGAS N° 3.729/2016, 3.737/2016, N° 4.050/2016, N° 4.359/2017 y 128/2017, y la incorporación de la venta de gas a GNC a partir de mayo 2016 según Resolución MEyM 34/2016, este efecto es compensado por la adquisición directa de gas natural a productores por parte de las GNC desde agosto del 2017 por la Resolución ENARGAS N° 4.407/2017; mitigado por una disminución de 3% en los volúmenes de metros cúbicos entregados;

	2017	2016	VARIACIÓN (\$)	VARIACIÓN (%)
Ventas de transporte y distribución de gas	3.590.924	2.193.678	1.397.246	64%
Otras ventas	65.997	19.011	46.986	247%
Total de ventas	3.656.921	2.212.689	1.444.232	65%

Volúmenes de gas entregado por principales segmentos (Millones de m3 de gas)	2017	2016	VARIACIÓN (\$)	VARIACIÓN (%)
Prioritarios (residenciales, servicios generales P; Subdistribuidores)	809	968	(159)	(16%)
GNC	407	439	(32)	(7%)
Grandes clientes	1.389	1.267	122	10%
Otros	106	108	(2)	(2%)
Total del volumen de gas entregado	2.712	2.783	(71)	(3%)

Gastos operativos y otros gastos:

El incremento en el costo de ventas más los gastos de administración y de comercialización, que en conjunto aumentaron 38% al 31 de diciembre de 2017 respecto del 31 de diciembre de 2016.

Costos de ventas:

El costo de ventas creció 32% fundamentalmente por: (i) el aumento de 118% en el costo de transporte, debido al aumento de las tarifas determinado en las Resoluciones ENARGAS N° 3.723/2016, 4.053/2016, 4.363/2017 y 121/2017; (ii) el incremento del 19% en el costo de la compra de gas, debido a la incorporación de la compra de gas para las estaciones de GNC (Resolución MEyM 34/2016) y los incrementos del precio del gas establecidos por las Resoluciones MEyM N° 28/2016, 212/2016, 74/2017 y 474/2017; y (iii) el incremento del 33% en los gastos de distribución; estos aumentos fueron mitigados por la disminución en los volúmenes de gas entregado a los usuarios.

Gastos de comercialización y gastos de administración:

Los gastos de administración y comercialización aumentaron en conjunto aproximadamente 71%, principalmente por los aumentos en el costo laboral, juicios y contingencias, gastos de mantenimiento, tasas, gastos de facturación y cobranzas y en los precios de bienes y servicios, que también afectaron a los gastos de distribución.

Otros ingresos y egresos netos:

La diferencia –ganancia– de Ps. 99 millones entre los otros ingresos y egresos netos registrados al 31/12/2017 con respecto a los correspondientes al 31/12/2016 fue como consecuencia, principalmente, del efecto del aumento de los otros ingresos por recupero de intereses impositivos, el aumento de los intereses comerciales y el recupero de provisiones.

Resultados financieros netos:

El aumento de Ps. 182,6 millones en los resultados financieros netos registrados al 31/12/2017 con respecto al 31/12/2016, surge principalmente como consecuencia de la variación –ganancia– de Ps. 191,8 millones de los intereses, mitigado por una disminución en resultados por tenencia de inversiones generados por la cotización de letras del tesoro y diferencia de cotización;

Resultados netos:

La diferencia –pérdida– de Ps. 280,3 millones en el impuesto a las ganancias registrado al 31/12/2017 y al 31/12/2016, que se origina principalmente por la mayor utilidad antes de impuestos a las ganancias, y la diferente composición de las bases imponibles.

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

ESTRUCTURA DE RESULTADO COMPARATIVA (cifras expresadas en miles de pesos, salvo porcentajes)

CONCEPTO	2016(1)	2015 (2)	VARIACIÓN (\$)	VARIACIÓN (%)
Ingresos de actividades ordinarias	2.212.689	757.188	1.455.501	192%
Costo de ventas	(1.849.973)	(596.568)	(1.253.405)	210%
Gastos de administración	(106.846)	(83.392)	(23.454)	28%
Gastos de comercialización	(211.939)	(133.349)	(78.590)	59%
Otros ingresos operativos	22.458	23.190	(732)	(3%)
Otros egresos operativos	(11.823)	(2.370)	(9.453)	399%
Resultado operativo	54.566	(35.301)	89.867	255%
Costos financieros	(194.743)	(75.456)	(119.287)	158%
Ingresos financieros	329.430	146.150	183.280	125%
Participación en los resultados netos de las asociadas	(7)	-	(7)	100%
Resultado antes del impuesto a las ganancias	189.246	35.393	153.853	435%
Impuesto a las ganancias	(47.615)	(16.985)	(30.630)	180%
Resultado integral neto del ejercicio	141.631	18.408	123.223	669%

- (1) Corresponden a las cifras al 31 de diciembre de 2016 presentados con propósitos comparativos en los estados financieros al 31 de diciembre de 2017. Dichas cifras incluyen ciertas reclasificaciones sobre las emitidas originalmente para exponerlas sobre bases uniformes con las del último ejercicio emitido.
- (2) Corresponden a las cifras al 31 de diciembre de 2015 presentados con propósitos comparativos en los estados financieros al 31 de diciembre de 2016. Dichas cifras incluyen ciertas reclasificaciones sobre las emitidas originalmente para exponerlas sobre bases uniformes con las del último ejercicio emitido.

El resultado operativo ordinario al 31 de diciembre de 2016 (ganancia de Ps. 54,6 millones) acusa un aumento de Ps. 89,9 millones con respecto al 31 de diciembre de 2015 (pérdida de Ps. 35,3 millones), explicada por un incremento registrado en las ventas de mayor proporción que el verificado en el costo de ventas y los gastos entre ambos ejercicios.

El resultado integral total del ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 2016 es una utilidad de Ps. 141,6 millones, lo que implica alcanzar una diferencia –ganancia– de Ps. 123,2 millones con respecto a la ganancia registrada al 31 de diciembre de 2015, que ascendió a Ps. 18,4 millones. Esto se debe a diversos factores concurrentes que han afectado los distintos rubros del Estado de Resultados y que a continuación se detallan.

Ingresos por ventas

El aumento de 192% en las ventas en pesos con respecto al ejercicio anterior, que fue originado conjuntamente y con distintos efectos por: (i) un aumento de 13% en los volúmenes de metros cúbicos de gas entregados a usuarios prioritarios; (ii) un incremento interanual del número de clientes (1,67%); (iii) una diferente distribución de la venta por segmentos de clientes; (iv) un incremento de las tarifas originado en las referidas Resoluciones ENARGAS N° 3.351/2015, 3.729/2016, 3.737/2016, 3.764/2016, 3.960/2016, 3.961/2016 y 4.050/2016, y (v) la incorporación de la venta de gas a GNC a partir de mayo 2016 según Resolución MEyM N° 34/2016.

	2016	2015	VARIACIÓN (\$)	VARIACIÓN (%)
Ventas de transporte y distribución de gas	2.193.678	737.496	1.456.182	197%
Otras ventas	19.011	19.692	(681)	(3%)
Total de ventas	2.212.689	757.188	1.455.501	192%

Volúmenes de gas entregado por principales segmentos (Millones de m3 de gas)	2016	2015	VARIACIÓN (\$)	VARIACIÓN (%)
Prioritarios (residenciales, servicios generales P; Subdistribuidores)	968	856	112	13%
GNC	439	459	-20	-4%
Grandes clientes	1.267	1.383	-115	-8%
Otros	108	101	8	8%
Total del volumen de gas entregado	2.783	2.798	-15	8%

Gastos operativos y otros gastos

El incremento en el costo de ventas más los gastos de administración y de comercialización, que en conjunto aumentaron 167% al 31 de diciembre de 2016 respecto del 31 de diciembre de 2015.

Costos de ventas:

El costo de ventas creció 210%, fundamentalmente por: (i) el incremento del 325% en el costo de la compra de gas, debido al aumento en los volúmenes entregados a los clientes prioritarios, la incorporación de la compra de gas para las estaciones de GNC (Resolución MEyM 34/2016) y los incrementos del precio del gas establecidos por las Resoluciones MEyM N° 28/2016 y 212/2016; (ii) el aumento de 189% en el costo de transporte, debido al aumento de las tarifas determinado en las Resoluciones ENARGAS N° 3.348/2015, 3.723/2016 y 4.053/2016; y (iii) el incremento del 19% en los gastos de distribución.

Gastos de comercialización y gastos de administración:

Los gastos de administración y comercialización aumentaron en conjunto aproximadamente 47%, principalmente por los aumentos en el costo laboral, juicios y contingencias, gastos de mantenimiento, tasas, gastos de facturación y cobranzas y en los precios de bienes y servicios, que también afectaron a los gastos de distribución.

Otros ingresos y egresos netos:

La diferencia –pérdida– de Ps. 10,2 millones entre los otros ingresos netos registrados al 31 de diciembre de 2016 con respecto a los correspondientes al 31 de diciembre de 2015, fue consecuencia principalmente del aumento de los intereses, otros egresos y de las diferencias de cambio comerciales, una disminución en los intereses comerciales, mitigado por un aumento de ingresos varios.

Resultados financieros netos:

El aumento de Ps. 64 millones en los resultados financieros netos registrados al 31 de diciembre de 2016 con respecto al ejercicio anterior surge principalmente como consecuencia de un aumento de Ps. 141,2 millones en resultados por tenencia de inversiones generados por la cotización de letras del tesoro y títulos públicos y la cotización de activos financieros valuados en moneda extranjera, mitigado por la variación –pérdida- de Ps. 82,3 millones de los intereses generados por deudas vencidas comerciales y por la composición de la cartera de inversión.

Resultados netos:

La diferencia –pérdida- de Ps. 30,6 millones en el impuesto a las ganancias registrado al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, se origina principalmente por la mayor utilidad antes de impuestos a las ganancias del año 2016, y en la diferente composición de las bases imposables.

Dividendos

Con fecha 15 de febrero de 2018 se ha resuelto la distribución de dividendos en efectivo anticipados a los accionistas (incluyendo los Accionistas Vendedores) correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2017. La suma a distribuir a la totalidad de los accionistas es de \$4,68368448593672 por acción, en proporción a sus participaciones accionarias, lo que representa el 468,368448593672% del capital social a valor nominal de acuerdo con los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017. El pago único y total de los dividendos en efectivo fue puesto a disposición a partir del día 23 de febrero de 2018.

El dividendo será pagado en Dólares Estadounidenses, siendo el valor de conversión a dicha moneda el tipo de cambio de la Comunicación “A” 3500 (Mayorista) del Banco Central correspondiente al día hábil anterior al pago.¹

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014

ESTRUCTURA DE RESULTADO COMPARATIVA

(cifras expresadas en miles de pesos, salvo porcentajes)

CONCEPTO	2015 (1)	2014	VARIACIÓN N (\$)	VARIACIÓN (%)
Ingresos de actividades ordinarias	757.188	597.247	159.941	27%
Costo de ventas	(596.568)	(395.478)	(201.090)	51%
Gastos de administración	(83.392)	(59.928)	(23.464)	39%
Gastos de comercialización	(133.349)	(107.494)	(25.855)	24%
Otros ingresos operativos	23.190	18.239	4.951	27%
Otros egresos operativos	(2.370)	(1.338)	(1.032)	77%
Resultado operativo	(35.301)	51.248	(86.549)	(169%)
Costos financieros	(75.456)	(16.685)	(58.771)	352%
Ingresos financieros	146.150	28.891	117.259	406%
Resultado antes del impuesto a las ganancias	35.393	63.454	(28.061)	(44%)
Impuesto a las ganancias	(16.985)	15.041	(32.026)	(213%)
Resultado integral neto del ejercicio	18.408	78.495	(60.087)	(77%)

- (1) Corresponden a las cifras al 31 de diciembre de 2015 presentados con propósitos comparativos en los estados financieros al 31 de diciembre de 2016. Dichas cifras incluyen ciertas reclasificaciones sobre las emitidas originalmente para exponerlas sobre bases uniformes con las del último ejercicio emitido.

El resultado operativo ordinario al 31 de diciembre de 2015 (pérdida de Ps. 35,3 millones) acusa una diferencia negativa de Ps. 86,5 millones con respecto al 31 de diciembre de 2014 (ganancia de Ps. 51,2 millones), explicada por un incremento registrado en el costo de ventas y los gastos de mayor proporción que el verificado en las ventas entre ambos ejercicios.

El resultado integral total del ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 2015 es una utilidad de Ps. 18,4 millones, lo que implica alcanzar una diferencia –pérdida- de Ps. 60,1 millones con respecto a la ganancia registrada al 31 de diciembre de 2014, que ascendió a Ps. 78,5 millones. Esto se debe a diversos factores concurrentes que han afectado los distintos rubros del Estado de Resultados y que a continuación se detallan.

¹ Aclarar que los inversores no tendrán derecho al cobro de dividendos de 33mm, eventualmente aprobados en la Asamblea a celebrarse el 28 de marzo de 2018.

Ingresos por ventas

El aumento de 27% en las ventas en pesos con respecto al ejercicio anterior, que fue originado conjuntamente y con distintos efectos, por (i) un incremento interanual del número de clientes (1,16%); (ii) por una diferente distribución de la venta por segmentos de clientes; y (iii) por un incremento escalonado de las tarifas establecidos por la Resolución ENARGAS N° 2.848/2014 (que aumentó las tarifas de gas, distribución y transporte) y de la Resolución ENARGAS N° 3.351/2015 (que aumentó la tarifa de transporte).

	2015	2014	VARIACIÓN (\$)	VARIACIÓN (%)
Ventas de transporte y distribución de gas	737.496	578.562	158.934	27%
Otras ventas	19.692	18.685	1.007	5%
Total de ventas	757.188	597.247	159.941	27%

Volúmenes de gas entregado por principales segmentos (Millones de m3 de gas)	2015	2014	VARIACIÓN (\$)	VARIACIÓN (%)
Prioritarios (residenciales, servicios generales P; Subdistribuidores)	856	860	-4	0%
GNC	459	436	23	5%
Grandes clientes	1.383	1.323	59	4%
Otros	101	105	-4	-4%
Total del volumen de gas entregado	2.798	2.724	74	5%

Gastos operativos y otros gastos

El incremento en el costo de ventas más los gastos de administración y de comercialización, que en conjunto aumentaron 44% al 31 de diciembre de 2015 respecto del 31 de diciembre de 2014.

Costos de ventas:

El costo de ventas creció 51%, fundamentalmente por: (i) el incremento del 42% en el costo de la compra de gas, básicamente por el incremento escalonado dispuesto por la Resolución ENARGAS N° 2.848/2014; y (ii) el aumento de 65% en los gastos de distribución y de 63% en el costo de transporte derivado de los incrementos dispuestos por las Resoluciones ENARGAS N° 2.848/2014 y 3.351/2015.

Gastos de comercialización y gastos de administración:

Los gastos de administración y comercialización aumentaron en conjunto aproximadamente 29%, principalmente por los aumentos en el costo laboral, juicios y contingencias, gastos de mantenimiento, tasas, gastos de facturación y cobranzas y en los precios de bienes y servicios, que también afectaron a los gastos de distribución.

Otros ingresos y egresos netos:

La diferencia –ganancia– de Ps. 3,9 millones entre los otros ingresos netos registrados al 31 de diciembre de 2015 con respecto a los correspondientes al 31 de diciembre de 2014, que se origina principalmente en el aumento de los intereses ganados, recupero de contingencias y provisiones varias.

Resultados financieros netos:

El aumento de Ps. 58,5 millones (479%) en los resultados financieros netos registrados al 31 de diciembre de 2015 con respecto al ejercicio anterior surge principalmente como consecuencia de un aumento de Ps. 119 millones en otros resultados por tenencia generados por el resultado de los instrumentos financieros derivados y la cotización de activos financieros valuados en moneda extranjera, mitigado por la variación –pérdida– de Ps. 55,4 millones de los intereses generados por deudas vencidas comerciales.

Resultados netos:

La diferencia –pérdida– de Ps. 32 millones en el impuesto a las ganancias registrado al 31 de diciembre de 2015 y al 31 de diciembre de 2014, que se origina principalmente en la diferente composición de las bases imponibles.

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Liquidez

Las principales fuentes de liquidez potenciales de la Sociedad son:

- fondos generados por las operaciones de los activos destinados a la distribución de gas natural y actividades conexas;
- fondos provenientes de ventas de títulos para inversión;
- fondos generados por colocaciones a corto plazo de los saldos de caja;

Los principales requerimientos o aplicaciones de fondos de la Sociedad (excepto en relación con actividades de inversión) son los siguientes:

- sueldos de los empleados;
- gastos de operación, mantenimiento y adquisición de activo fijo;
- impuestos; y
- servicios y otros gastos generales.

Al respecto, la Sociedad considera que el capital de trabajo existente es suficiente para los requerimientos actuales de la Sociedad.

La siguiente tabla muestra los recursos y la utilización de esos recursos para los períodos anuales 2017 - 2016 - 2015 - 2014 (en miles de Pesos).

Flujo de Fondos	2017	2016	2015	2014
Flujo Neto – Operativo	(809.215)	955.611	354.252	160.553
Flujo Neto - Inversiones	833.941	(1.037.279)	(256.627)	(232.069)
Flujo Neto – Financiero	-	-	(80.000)	(23.900)
Variación de Fondos	24.726	(81.668)	17.625	(95.416)

El flujo neto de fondos utilizado en las operaciones fue de Ps. 809,2 millones en 2017, y los provistos por las operaciones ascendió a Ps. 955,6 millones en 2016, a Ps. 354,3 millones en 2015 y Ps. 160,6 millones en 2014. El aumento de 2014 a 2015 se debe principalmente a un aumento en las cobranzas por la aplicación de los incrementos tarifarios establecidos por Resoluciones ENARGAS N°2.847/2014 y N°3.352/2015; esto fue atenuado por un aumento en los costos de ventas y gastos de administración y comercialización. El aumento de 2015 a 2016 fue originado por un aumento en las cobranzas a los clientes por la aplicación de los incrementos tarifarios de las Resoluciones N° 3.729/2016, 3.737/2016, 3.764/2016, 3.960/2016, 3.961/2016 y 4.050/2016, y la incorporación de la venta de gas a GNC a partir de mayo 2016 según Resolución MEyM N° 34/2016, además de un aumento en las cuentas por pagar. La disminución entre 2017 y 2016 se debe fundamentalmente al pago a los productores de gas, y a un aumento en el costo de transporte y compra de gas debido al aumento de las tarifas determinado en las Resoluciones ENARGAS N° 4.363/2017 y N° 74/2017, además de un aumento en los gastos de administración y comercialización.

El flujo neto de fondos de inversión generado en 2017 fue de 833,9 millones y el utilizado ascendió a Ps. 1.037,3 millones para el año 2016, a Ps. 256,6 millones para el año 2015 y a Ps. 232,1 millones para el año 2014. La variación de 2014 a 2015 se debe principalmente al cambio en la cartera de inversiones, donde hubo una disminución en la compra de activos financieros (Ps 170,0 millones y Ps. 178,8 millones para el 31 de diciembre de 2015 y 2014 respectivamente). Esto fue atenuado por un aumento en las adquisiciones de propiedades, plantas y equipos e intangibles (Ps 86,6 millones y Ps. 53,3 millones para el 31 de diciembre de 2015 y 2014 respectivamente). La variación de 2015 a 2016 se debe por la compra de Títulos Públicos con el fin de atender las necesidades ciertas y eventuales de fondos durante el ejercicio, mediante el uso adecuado del flujo de efectivo de la Sociedad (Ps. 721,9 millones y Ps 170,0 millones para el 31 de diciembre de 2016 y 2015 respectivamente), y un aumento en las adquisiciones de propiedades, plantas y equipos e intangibles (Ps. 315,4 millones y Ps 86,6 millones para el 31 de diciembre de 2016 y 2015 respectivamente). La variación de 2016 a 2017 se debió principalmente a la venta de inversiones para el pago a los productores de gas.

El flujo neto de fondos financieros utilizados ascendió a Ps. 80 millones para el año 2015 y a Ps. 23,9 millones para el año 2014. Las variaciones acaecidas son generadas por los dividendos en efectivo pagados a los accionistas en cada ejercicio económico.

Al respecto, la Sociedad considera que el capital de trabajo existente es suficiente para los requerimientos actuales de la Sociedad.

Deuda financiera

La Sociedad no posee deuda financiera.

Activos fijos

Los principales bienes de uso de la Compañía se refieren a gasoductos, redes, ramales, estaciones de regulación de presión, y plantas compresoras. El valor libro neto de Propiedades, planta y equipos de la Compañía al cierre de los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2017, 2016, 2015 y 2014 fue de Ps.970,1, Ps. 785,6 millones, Ps. 517,3 millones y Ps. 481,6 millones, respectivamente. Para un mayor detalle sobre los activos fijos de la Sociedad véase la nota 10 de los estados financieros de la Sociedad.

DIRECTORES, ADMINISTRADORES, GERENTES Y EMPLEADOS

DIRECTORES Y GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA

Para mayor información sobre los Directores y la Gerencia de Primera Línea de la Sociedad, ver “*Datos sobre Directores y Administradores, Gerentes, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización – Directores Titulares, Suplentes y Gerentes*” del presente Prospecto.

REMUNERACIÓN

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la Sociedad pagó un total de Ps. 810.000 en concepto de honorarios correspondientes al Directorio por ese ejercicio y Ps. 531.946 como remuneraciones a los Directores que también se encontraban en relación de dependencia. La Comisión Fiscalizadora recibió en concepto de honorarios en conjunto, por el ejercicio 2016, la suma de Ps. 190.000.

Para el ejercicio económico 2016, el importe total imputado a resultados en concepto de honorarios al Directorio y remuneraciones a todo el personal Gerencial alcanza los Ps. 11.706.286. Este importe ascendió a Ps. 12.386.985 para el ejercicio 2015 (Nota 16 a los Estados Financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016).

EMPLEADOS

En el siguiente cuadro se detalla la nómina de empleados activos de la Sociedad al cierre de cada una de las fechas indicadas:

	Empleados de DGCE
31 de diciembre de 2017	377
31 de diciembre de 2016	348
31 de diciembre de 2015	330
31 de diciembre de 2014	343

Al 31 de diciembre de 2017 del total de 377 empleados en nómina 174 son fuera de convenio y 203 dentro de convenio. A su vez existen 102 personas core group sobre las cuales se factura el servicio a Distribuidora de Gas Cuyana S.A. El total de empleados FTE al 31 de diciembre de 2017 es de 335 empleados.

La Compañía no ha celebrado acuerdos de tercerización significativos ni opciones de compra sobre acciones para sus empleados.

De acuerdo al Art. 13° del estatuto social, los empleados de DGCE de todas las jerarquías con relación de dependencia, gozan de bonos de participación para el personal en los términos del Art. 230° de la LGS de forma tal de distribuir entre los beneficiarios la parte proporcional que le hubiere correspondido del 0,5% de las ganancias del ejercicio, después de impuestos. Dicha participación debe ser abonada a los beneficiarios contemporáneamente al momento en que debería efectuarse el pago de los dividendos. De acuerdo al estatuto social, los bonos de participación son personales e intransferibles y su titularidad cesará con la extinción de la relación laboral, sea cual fuere su causa, sin dar por ello derecho a acrecer a los demás bonistas.

ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

ACCIONISTAS PRINCIPALES

El capital social de DGCE es de \$160.457.190, representado por 160.457.190 (ciento sesenta millones cuatrocientos cincuenta y siete mil ciento noventa) acciones ordinarias y escriturales de valor nominal pesos uno y con derecho a un voto por acción. No existen acciones pendientes de emisión. Con fecha 22 de diciembre de 2017, la Sociedad resolvió la conversión de las 16.045.719 acciones ordinarias Clase C, que se encontraban sujetas al Programa de Propiedad Participada, en acciones ordinarias, escriturales Clase B. En este sentido, el capital social de la Sociedad actualmente se compone únicamente de (i) acciones ordinarias Clase A de V/N \$81.833.167 y (ii) acciones ordinarias Clase B de V/N \$ 78.624.023, circunstancia que se vio reflejada en la modificación de los estatutos sociales resuelta en la misma fecha.

A continuación se detalla la composición accionaria de la Sociedad a la fecha:

ACCIONISTAS	CANTIDAD DE ACCIONES	CLASE	PORCENTAJE
Inversora de Gas del Centro S.A.(1)	81.833.167	A	51,00%
Central Puerto S.A.	27.597.032	B	17,19%
Sr. Guillermo Pablo Reca	18.306.003	B	11,40%
Sr. Gonzalo Alejandro Pérès Moore	11.313.659	B	7,05%
Sr. Ronaldo Emilio Strazzolini	9.151.580	B	5,70%
Magna Inversiones S.A	6.883.613	B	4,29%
Otros accionistas (2)	5.372.136	B	3,37%
Total	160.457.190		100,00%

(1) Los accionistas de Inversora de Gas del Centro S.A. son los siguientes: (i) Central Puerto S.A. (2.999.329 acciones representantes del 44,10% del capital social); (iii) Magna Inversiones S.A. (748.132 acciones representantes del 11% del capital social); (iii) el Sr. Guillermo Pablo Reca (1.434.830 acciones representantes del 21,10% del capital social); (iv) el Sr. Gonzalo Alejandro Pérès Moore (674.880 acciones representantes del 9,9% del capital social); (v) el Sr. Ronaldo Emilio Strazzolini (439.900 acciones representantes del 6,5% del capital social); y (vi) otros accionistas con participaciones individualmente iguales o menores al 4% del capital social (504.129 acciones que representan el 7,4% del capital social).

(2) Corresponde a participaciones individualmente menores al 2%.

De conformidad con lo dispuesto en la Licencia, la Sociedad sólo podrá reducir voluntariamente su capital, rescatar sus acciones o efectuar distribución de su patrimonio neto, con excepción del pago de dividendos de conformidad con la LGS, previa conformidad del ENARGAS.

Con fecha 5 de julio de 2017 ha entrado en vigencia el acuerdo de accionistas suscripto oportunamente por Magna Inversiones S.A., Central Puerto S.A. y RPBC Gas S.A. y por algunos de sus accionistas personas físicas, en relación con DGCE y DGCu (el "Acuerdo de Accionistas"). El Acuerdo de Accionistas regula el gobierno, administración y fiscalización de DGCE y DGCu.

De conformidad con los términos del Acuerdo de Accionistas, el control de DGCE será ejercido en forma conjunta, según los criterios de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, por los accionistas parte del Acuerdo de Accionistas, con excepción de Central Puerto S.A. (los "Accionistas Controlantes"). Los Accionistas Controlantes tomarán todas las decisiones relativas a la política y la estrategia comercial de DGCE, en los términos y de acuerdo con las condiciones del Acuerdo de Accionistas. Ello por cuanto, los Accionistas Controlantes: (i) designarán, en conjunto, la mayoría de los miembros titulares y suplentes del directorio de DGCE. Los directores serán designados por el plazo de un ejercicio y podrán ser reelectos en forma indefinida, y (ii) designarán, en conjunto, la mayoría de los miembros titulares y suplentes de la comisión fiscalizadora de DGCE. Los síndicos serán designados por el plazo de un ejercicio y podrán ser reelectos en forma indefinida.

Por su parte, Central Puerto S.A. tendrá derechos tendientes a proteger su inversión, sin que ello implique de ningún modo ejercer una influencia determinante sobre la estrategia competitiva de DGCE o de Inversora.

A los efectos de regular, por un lado, el ejercicio del control conjunto por parte de los distintos grupos de Accionistas Controlantes de conformidad con las disposiciones del Acuerdo de Accionistas, y por otro lado, la protección de los derechos de Central Puerto S.A., existen determinadas decisiones (cuestiones reservadas y asuntos especiales) que requerirán para su aprobación el voto favorable y/o la asistencia de ciertos accionistas (y/o directores designados por ciertos accionistas), dependiendo del asunto del que se trate. El Acuerdo de Accionistas prevé asimismo mecanismos para resolver eventuales situaciones de bloqueo (por falta de acuerdo) en la toma de decisiones.

Por su parte, algunas transferencias de acciones por los accionistas parte del Acuerdo de Accionistas se encuentran sujetas a ciertas limitaciones: (i) derechos de preferencia a favor de otros accionistas, conforme un orden de prelación previsto en el mismo Acuerdo de Accionistas; y (ii) derechos de venta conjunta (*Tag Along*) en virtud de los cuales los accionistas no cedentes podrán formar parte de la transferencia de acciones de determinado accionista, en ciertos supuestos y bajo determinadas condiciones.

Reorganización Corporativa

Con fecha 8 de enero de 2018 los directorios de Inversora de Gas del Centro S.A., accionista controlante de la Sociedad, e Inversora de Gas Cuyana S.A., accionista controlante de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. (“**DGCU**”) (conjuntamente, las “**Inversoras**”), han manifestado la intención de llevar adelante una reorganización corporativa con el objetivo de crear una única sociedad (la “**Sociedad Holding**”) que permita simplificar y hacer más eficiente la estructura de las compañías.

Mediante la reorganización propuesta se lograría obtener significativas ventajas operativas y económicas relacionadas con la obtención de mayor eficacia operativa, utilización optimizada de recursos disponibles y aprovechamiento de las estructuras técnicas, administrativas y financieras, entre otras.

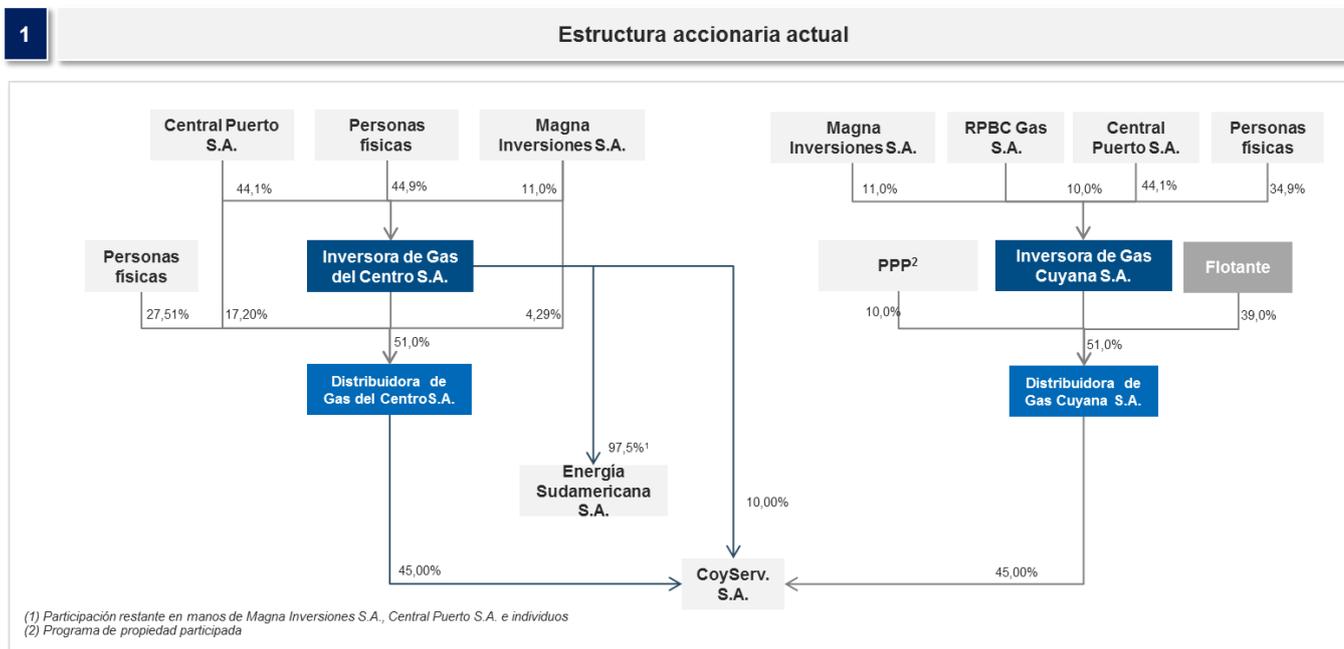
Asimismo, las Inversoras han manifestado su intención de que, sujeto al cumplimiento de condiciones regulatorias y de mercado, la Sociedad Holding se encuentre sujeta al régimen de la oferta pública en la Argentina y los Estados Unidos a los efectos que las acciones representativas del capital de la Sociedad Holding sean negociadas en mercados tanto de la Argentina, como en el formato de ADRs o similares, en mercados de los Estados Unidos.

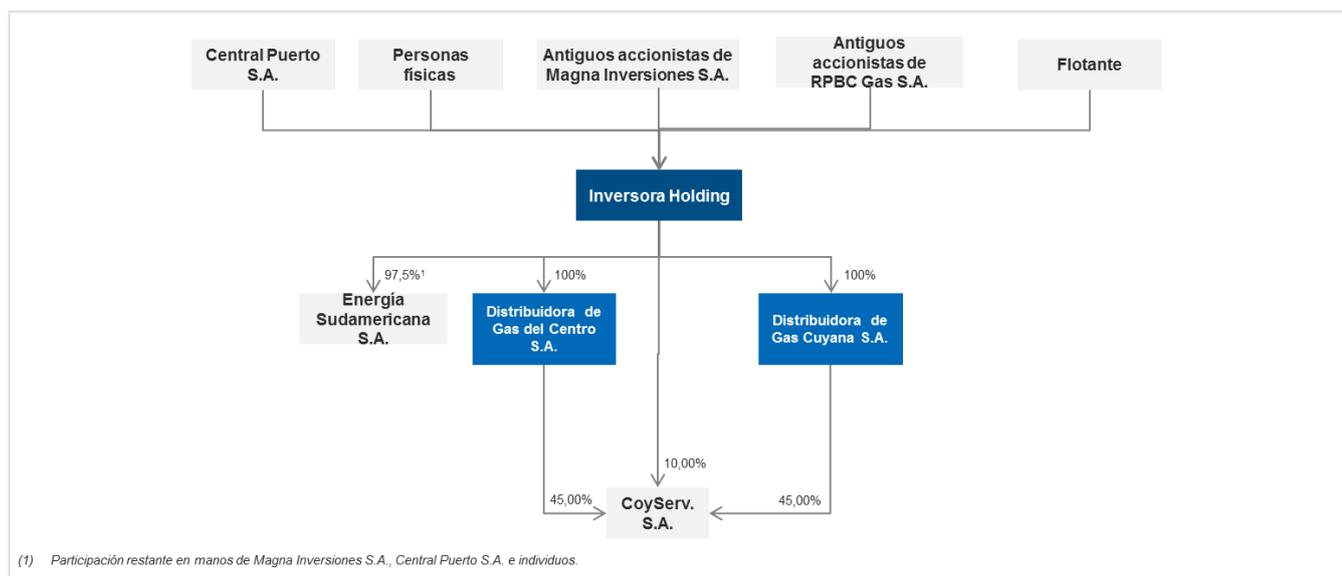
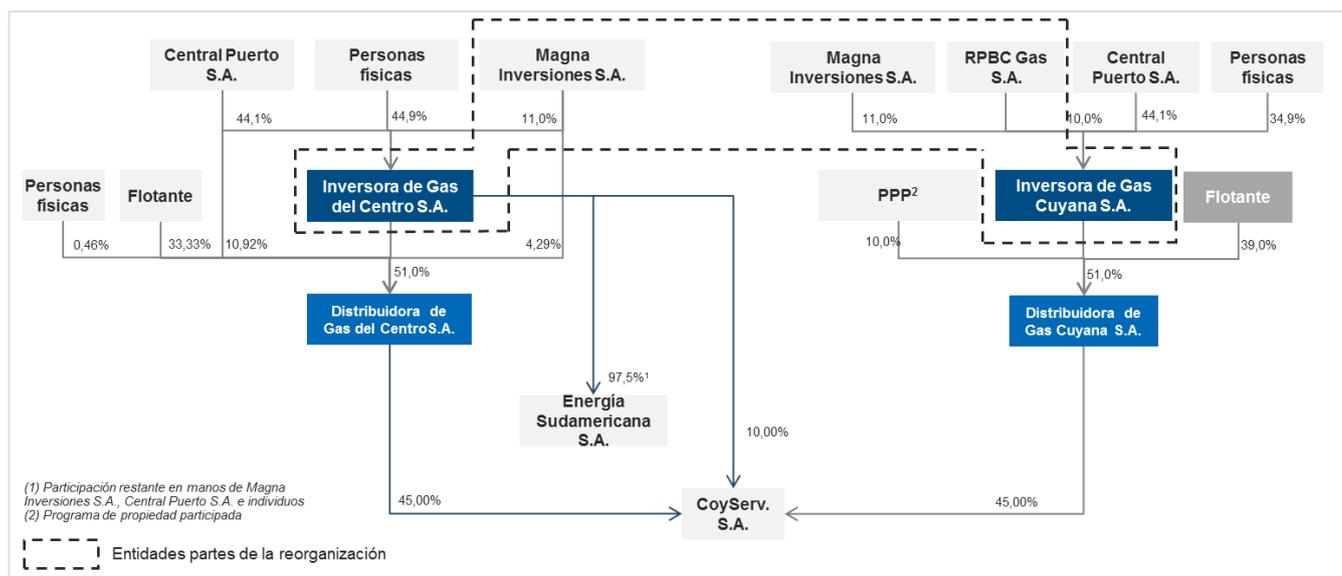
Las Inversoras comunicarán oportunamente los pasos societarios tendientes a llevar adelante la mencionada reorganización corporativa, los cuales serán informados al mercado mediante los respectivos hechos relevantes en cumplimiento de la normativa vigente y se encuentran sujetos a la aprobación del ENARGAS y de la Inspección General de Justicia.

La Sociedad Holding resultará de la fusión donde Inversora de Gas del Centro S.A. absorberá a Inversora de Gas Cuyana S.A., Magna Inversiones S.A. y RPBC Gas S.A., para el posterior ingreso al régimen de la oferta pública por parte de la Sociedad Holding. Los únicos activos de Magna Inversiones S.A. y RPBC Gas S.A. son la titularidad de las acciones en la Sociedad, Energía Sudamericana S.A., Inversora de Gas del Centro S.A. e Inversora de Gas Cuyana S.A. Adicionalmente, la reorganización indicada anteriormente no implicará un cambio de control ni en DGPU ni en la Sociedad por lo que, en opinión exclusiva de la Sociedad, no existe riesgo de que los accionistas deban lanzar una oferta pública de adquisición obligatoria (total o parcial) en base a la normativa vigente a la fecha de este prospecto. Ante el caso concreto, la CNV evaluará oportunamente la necesidad de que los accionistas lancen una oferta pública de adquisición. Adicionalmente, en caso que el Congreso Nacional apruebe el proyecto de Ley de Financiamiento Productivo y la CNV dicte nueva normativa reglamentando la misma, estos criterios podrían modificarse.

A su vez, dado que DGPU y la Sociedad se encontrarían admitidas al régimen de oferta pública y listado, será intención de la Sociedad Holding ofrecer un canje de acciones a los accionistas de DGPU y de la Sociedad con el objetivo de lograr una única compañía pública.

El cuadro a continuación ilustra la estructura accionaria y compañías que formarían parte de la reorganización corporativa.



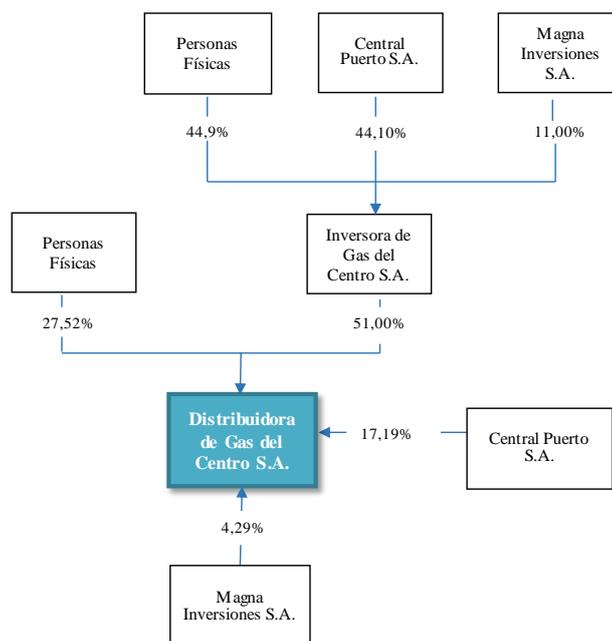


Por último, se prevé que la eventual relación de canje aplicable al canje de acciones de DGCU y la Sociedad por acciones o ADRs de la Sociedad Holding será establecida por los directorios de las sociedades involucradas, en base a un precio equitativo de acuerdo al criterio que establezca la normativa aplicable en ese momento, que se espera que adicionalmente tenga en cuenta: (i) la valuación de mercado durante un lapso razonable de tiempo, de los títulos a ser canjeados, la liquidez de los mismos y la cantidad de clientes de DGCU y la Sociedad, y (ii) el valor de las acciones o ADRs de la Sociedad Holding será equivalente a la suma de: a) el valor determinado de acuerdo al numeral (i) anterior, más b) el valor de las participaciones de la Sociedad Holding en COySERV S.A. y Energía Sudamericana S.A. Ni los Accionistas Vendedores ni la Sociedad han realizado una valuación o análisis adicional del valor de las participaciones de la Sociedad Holding en COySERV S.A. y Energía Sudamericana S.A., no obstante estiman que dicho valor no superará el 5% de la valuación de la Sociedad Holding.

Los inversores deberán tener en cuenta que la reorganización corporativa podría no tener lugar o que el canje indicado anteriormente puede no ocurrir efectivamente. Adicionalmente los inversores deberán tener presente que, la eventual relación de canje podría diferir del precio de venta de las Acciones en la presente Oferta, que dicha relación de canje puede diferir del precio de negociación de la especie en ese momento, o que el mencionado canje puede tener un impacto negativo en la negociación de la especie.

ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DE LA SOCIEDAD Y SU GRUPO ECONÓMICO

La estructura y organización de la Sociedad y su grupo económico es la siguiente:



Transacciones con Partes Relacionadas

Con fecha 15 de junio de 1999, el Directorio de la Sociedad y el de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. decidieron llevar a cabo una centralización de los procesos administrativos que tiene por objeto concentrar bajo una sola estructura las actividades administrativas y financieras de ambas sociedades, manteniendo estos procesos la individualidad propia de cada una de las compañías. Por otra parte en el Directorio de fecha 13 de diciembre de 2012 la Sociedad aprobó la propuesta que fija pautas para la aplicación de recursos y el recupero de costos derivados de la concentración de operaciones entre DGCE y Distribuidora de Gas Cuyana S.A, en función de un programa de re-funcionalización de actividades, enfocado en la modernización y mejora de la gestión de la Sociedad, para promover operar colaborativamente y compartiendo los costos con Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

Asimismo, con fecha 17 de diciembre de 2015, el Directorio de la Sociedad aprobó la celebración de un Contrato de Asistencia Gerencial con la compañía Inversora de Gas del Centro S.A., a fin de que esta última brinde un servicio de asistencia integral externa a la Sociedad para su gestión. El contrato tiene una vigencia de 5 años contados a partir del 1° de enero de 2016, e incluye la asistencia gerencial en el área financiera, administrativa, comercial y de recursos humanos, como así también el planeamiento estratégico y nuevas iniciativas conforme las necesidades que se vayan identificando por parte del Directorio de la Sociedad.

La Sociedad dispone de una línea interna de préstamos hasta el equivalente a dos sueldos, tomando como base la retribución mensual normal y habitual. La tasa de interés a aplicar es similar a la tasa pasiva ofrecida por entidades financieras locales a la Sociedad en colocaciones de plazo fijo.

Para un mayor detalle sobre las transacciones con Partes Relacionadas de la Sociedad véase la nota N° 16 de los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017.

Interés de expertos y asesores

Ninguno de los expertos y asesores designados por la Sociedad en relación con el presente Prospecto es empleado de la Sociedad sobre una base contingente, ni posee acciones de la Sociedad o de sus subsidiarias, o tiene un interés económico importante, directo o indirecto, en la Sociedad o que dependa del éxito de la oferta de las Acciones que se coloquen bajo el presente Prospecto.

INFORMACIÓN ADICIONAL

A continuación se consigna cierta información relacionada con el capital accionario de la Sociedad 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 Sociedad y la legislación argentina aplicable.

Capital Social de la Sociedad

El capital social de DGCE es de \$160.457.190 representado por 160.457.190 (ciento sesenta millones cuatrocientos cincuenta y siete mil ciento noventa), acciones ordinarias, escriturales, de valor nominal \$1 por cada acción y de un voto por acción, de las cuales 81.833.167 son Clase A y 78.624.023 Clase B, encontrándose totalmente suscripto, integrado e inscripto a la fecha. El último aumento de capital fue inscripto en el Registro Público el 9 de noviembre de 1994, no existiendo aumentos de capital pendientes de inscripción. Con fecha 22 de diciembre de 2017, la Sociedad resolvió la conversión de las 16.045.719 acciones ordinarias Clase C, que se encontraban sujetas al Programa de Propiedad Participada, en acciones ordinarias, escriturales Clase B. En este sentido, el capital social de la Sociedad actualmente se compone únicamente de (i) acciones ordinarias Clase A de V/N \$81.833.167 y (ii) acciones ordinarias Clase B de V/N \$78.624.023, circunstancia que se vio reflejada en la modificación de los estatutos sociales resuelta en la misma fecha.

A la fecha, la Sociedad no posee acciones propias en cartera, y tampoco tiene conocimiento de personas que tengan opción o hayan acordado, condicional o incondicionalmente opciones sobre su capital.

Acta constitutiva y estatutos

DGCE fue constituida el 24 de noviembre de 1992 por el Gobierno Argentino como parte del proceso de privatización de GdE. Tiene su domicilio social en la CABA.

Se encuentra inscripta en Registro Público de Buenos Aires de la Capital Federal bajo el registro N° 11.671 del Libro 112 Tomo "A" de Sociedades Anónimas, el 1° de diciembre de 1992. Su término de duración es de 99 años desde la fecha de inscripción del Estatuto Social en el Registro Público (1° de diciembre de 1992).

Objeto social de la Sociedad

Conforme surge del Art. 4° del estatuto social la Sociedad tiene por objeto: "la prestación del servicio público de distribución de gas natural por cuenta propia, o de terceros, o asociada a terceros en el país. La Sociedad podrá realizar a tales efectos, todas aquellas actividades complementarias y subsidiarias que se vinculen con su objeto social, teniendo para ello plena capacidad jurídica para adquirir derechos y contraer obligaciones y ejercer todos los actos que no le sean prohibidos por las leyes o estos Estatutos, inclusive cumplir mandatos y comisiones, prestar servicios de mantenimiento de gasoductos, y asistencia técnica, construcción de obras y demás actividades accesorias o vinculadas a la distribución de gas natural. Podrá, asimismo, realizar cualquier tipo de operaciones financieras, en general, con exclusión de las previstas en la Ley de Entidades Financieras, y constituir y participar en sociedades por acciones invirtiendo el capital necesario a tales fines."

Disposiciones estatutarias respecto del Directorio

De acuerdo a los estatutos de la Sociedad, la dirección y administración de la Sociedad estará a cargo de un Directorio compuesto por siete (7) Directores titulares y siete (7) suplentes, que reemplazarán a los titulares. El término de su elección es de uno (1) a tres (3) ejercicios según lo decida la Asamblea de Accionistas, pudiendo ser reelegidos.

Según fuera indicado anteriormente, el Directorio se encuentra actualmente compuesto por siete (7) Directores Titulares y siete (7) Directores Suplentes, y el término de su elección es de un año. Los Directores titulares y suplentes cuyo mandato hubiese finalizado permanecerán en sus cargos hasta tanto se designe a sus reemplazantes.

En su primera reunión luego de celebrada la Asamblea que designe a los miembros del Directorio, éste designará de entre sus miembros a (1) Presidente, a (1) Vicepresidente y a (1) Vicepresidente Segundo.

Si el número de vacantes en el Directorio impidiera sesionar válidamente, aun habiéndose incorporado la totalidad de los Directores Suplentes, la Comisión Fiscalizadora designará a los reemplazantes, quienes ejercerán el cargo hasta la elección de nuevos titulares, a cuyo efecto deberá convocarse a la Asamblea Ordinaria, según corresponda, dentro de los diez (10) días de efectuadas las designaciones por la Comisión Fiscalizadora.

El Directorio se reunirá, como mínimo, una (1) vez cada tres meses. El Presidente o quien lo reemplace estatutariamente podrá convocar a reuniones cuando lo considere conveniente o cuando lo solicite cualquier Director en funciones o la Comisión Fiscalizadora. La convocatoria para la reunión se hará dentro de los cinco (5) días de recibido el pedido; en su defecto, la convocatoria podrá ser efectuada por cualquiera de los Directores. Las reuniones de Directorio deberán ser convocadas por escrito y notificadas al domicilio enunciado por el Director, con indicación del día, hora, lugar de celebración con por lo menos un día hábil de anticipación e incluirá los temas a tratar; podrán tratarse temas no incluidos en la convocatoria si se verifica la presencia de la totalidad y voto unánime de los Directores Titulares.

El Directorio sesionará con la presencia de la mayoría absoluta de los miembros que lo componen y tomará resoluciones por mayoría de votos de sus miembros presentes en forma física o comunicados entre sí mediante video teleconferencia (medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras), siempre que todos los participantes puedan ser identificados y puedan seguir la deliberación e intervenir en la misma en tiempo real. Los directores que asistan por cualquiera de los medios antes indicados se considerarán presentes

a todos los efectos incluyendo sin carácter limitativo para determinar si existe o no quórum para sesionar. En caso de empate el Presidente o quien lo reemplace tendrá un voto más para desempatar. En caso de que asistan miembros a distancia deberá constar en el acta que directores asisten de tal forma y el voto emitido por ellos; cada director que asista a distancia firmará un ejemplar del acta y la transmitirá por fax a la Sociedad, o, en caso de que así lo resuelva el Directorio, deberá transmitir a la Sociedad por correo electrónico un ejemplar del acta firmada digitalmente. La Comisión Fiscalizadora dejará constancia de la regularidad de las decisiones adoptadas.

El Directorio tiene los más amplios poderes y atribuciones para la dirección, organización y administración de la Sociedad, sin otras limitaciones que las que resulten de la ley y del presente Estatuto.

Disposiciones estatutarias respecto de la Comisión Fiscalizadora

La fiscalización de la Sociedad será ejercida por una comisión fiscalizadora compuesta por tres (3) Síndicos Titulares que durarán un (1) ejercicio en sus funciones. También serán designados tres (3) Síndicos Suplentes que reemplazarán a los titulares en los casos previstos por el Art. 291º de la LGS. Los Síndicos Titulares y Suplentes cuyo mandato hubiese finalizado, permanecerán en sus cargos hasta tanto se designe a sus reemplazantes. Dos Síndicos Titulares y sus respectivos suplentes serán elegidos por los tenedores de acciones ordinarias Clase A y el restante titular y su suplente por los restantes tenedores de acciones ordinarias.

La Comisión Fiscalizadora se reunirá por lo menos una (1) vez al mes; también podrá ser citada a pedido de cualquiera de sus miembros, dentro de los cinco (5) días de formulado el pedido al presidente de la Comisión Fiscalizadora o del Directorio, en su caso.

Todas las reuniones deberán ser notificadas por escrito al domicilio que cada Síndico indique al asumir sus funciones. Las deliberaciones y resoluciones de la Comisión Fiscalizadora se transcribirán a un Libro de Actas, las que serán firmadas por los Síndicos presentes en la reunión. La Comisión Fiscalizadora sesionará con la presencia de sus tres (3) miembros y adoptará las resoluciones por mayoría de votos, sin perjuicio de los derechos conferidos por ley al Síndico disidente. Será presidida por uno de los síndicos elegidos por mayoría de votos, en la primera reunión de cada año. En dicha ocasión también se elegirá reemplazante para el caso de ausencia. Dicho Presidente representa a la Comisión Fiscalizadora ante el Directorio.

Derechos, preferencias y restricciones atribuidas a las acciones

El capital social se encuentra representado por 160.457.190 acciones ordinarias, escriturales de un (1) peso de valor nominal cada una y con derecho a un (1) voto por acción, de las cuales 81.833.167 son Clase A y 78.624.023 Clase B, encontrándose totalmente suscripto, integrado e inscripto a la fecha.

La emisión de acciones ordinarias correspondientes a los futuros aumentos de capital social deberán hacerse en la proporción de cincuenta y uno por ciento (51%) de acciones Clase A, y de cuarenta y nueve por ciento (49%) de acciones Clase B.

De conformidad con lo dispuesto en la Licencia, la Sociedad sólo podrá reducir voluntariamente su capital, rescatar sus acciones o efectuar distribución de su patrimonio neto, con excepción del pago de dividendos de conformidad con la LGS, previa conformidad del ENARGAS.

Las acciones ordinarias Clase A sólo podrán ser transferidas con la previa aprobación del ENARGAS u organismo que lo reemplace en sus funciones.

El Estatuto establece que las ganancias líquidas y realizadas se distribuirán de la siguiente forma: a) No menos del cinco por ciento (5%) y hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del capital suscripto por lo menos, para reserva legal. b) A remuneración de los integrantes del Directorio y a remuneración de la Comisión Fiscalizadora. c) La suma que corresponda para satisfacer el dividendo acumulativo atrasado de acciones preferidas. d) La suma para el pago del dividendo fijo de las acciones preferidas. e) Pago de la participación correspondiente a los Bonos de Participación para el personal. f) Las reservas voluntarias o provisiones que la Asamblea decida constituir. g) El remanente que resultare se repartirá como dividendo de las acciones ordinarias, sin distinción de Clases.

Cuando la Asamblea deba adoptar resoluciones que afecten los derechos de una Clase de acciones, se requerirá el consentimiento o ratificación de esta Clase, que se prestará en Asamblea Especial regida por las normas establecidas en estos estatutos para las Asambleas Ordinarias.

Asambleas de Accionistas

Las Asambleas Ordinarias y/o Extraordinarias serán convocadas por el Directorio o el Síndico en los casos previstos por ley, o cuando cualquiera de ellos lo juzgue necesario o cuando sean requeridas por accionistas de cualquier Clase que representen por lo menos el cinco por ciento (5%) del capital social.

Las Asambleas serán convocadas por publicaciones durante cinco (5) días, con diez (10) días de anticipación por lo menos y no más de treinta (30) días en el Boletín Oficial y en uno (1) de los diarios de mayor circulación general de la Argentina. En tanto la Sociedad esté autorizada a hacer oferta pública de sus acciones, las Asambleas serán convocadas por publicaciones durante cinco (5) días, con veinte (20) días de anticipación por lo menos y no más de cuarenta y cinco (45) días en el Boletín Oficial y en uno (1) de los diarios de mayor circulación general de la Argentina, estando prevista la respectiva actualización estatutaria. Deberá mencionarse el carácter de la asamblea, fecha, hora, y lugar de reunión y orden del día. La asamblea en segunda convocatoria por haber fracasado la primera deberá celebrarse dentro de los treinta (30) días siguientes, y las publicaciones se efectuarán por tres (3) días con ocho (8) de anticipación como mínimo.

Las Asambleas pueden ser citadas simultáneamente en primera y segunda convocatoria en la forma establecida para la primera por el Art. 237° de la LGS, sin perjuicio de lo dispuesto allí para el caso de Asamblea unánime. En caso de convocatorias simultáneas, si la Asamblea en segunda convocatoria ha de celebrarse el mismo día, deberá ser con un intervalo no inferior a una (1) hora de la fijada para la primera.

Para las asambleas ordinarias rigen el quórum y mayoría determinados por el Art. 243° de la LGS.

La Asamblea Extraordinaria se reúne en primera convocatoria con la presencia de accionistas que representen el sesenta y uno por ciento (61%) de las acciones con derecho a voto. En segunda convocatoria estas Asambleas estarán válidamente constituidas cualquiera que sea el número de acciones con derecho a voto. Las resoluciones en ambos casos serán tomadas por mayoría absoluta de los votos presentes que puedan emitirse en la respectiva decisión, salvo lo dispuesto en el último apartado del Art. 244° de la LGS.

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, intereses que se encuentran en conflicto con los intereses de la Sociedad, 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 Sociedad posee un interés en una operación comercial que entra en conflicto con los intereses de la misma, 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.

Derechos de Suscripción Preferente y de Acrecer

Conforme al Art. 194° de la LGS, 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 pueden ser ejercidos a partir de la última publicación realizada en el Boletín Oficial y un periódico argentino de amplia circulación en la Argentina 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.

Acorde a lo expuesto precedentemente, los accionistas Clase A y B tendrán derecho de preferencia en la suscripción de las nuevas acciones que emita la Sociedad, dentro de su misma clase y en proporción a sus respectivas tenencias accionarias, conforme se indica en el apartado "*Derechos, preferencias y restricciones atribuidos a las acciones*", y de acrecer en los términos previstos por el Art. 194° y siguientes de la LGS. De existir un remanente no suscripto de acciones, las mismas podrán ser ofrecidas a terceros.

Podrán emitirse acciones preferidas, las que otorgarán las preferencias patrimoniales que en el Estatuto Social se establecen, según lo determine la Asamblea que resuelva su emisión. Dichas acciones preferidas no gozarán de derecho de voto. Sin perjuicio de ellos, estas acciones tendrán derecho de voto por acción en los siguientes supuestos: (1) en caso que la Sociedad estuviere en mora en el pago de la preferencia, (2) cuando se tratasen los supuestos especiales previstos en la última parte del Art. 244 de la Ley General de Sociedades N°19.550 y (3) cuando cotizaren en bolsa y se suspendiere o retirare esa cotización por cualquier causa, mientras subsista esa situación.

Liquidación de la Sociedad

La liquidación de la Sociedad, originada en cualquier causa que fuere, se regirá por lo dispuesto en el Capítulo I, Sección XIII, Arts. 101 a 112 de la LGS.

Conforme al Estatuto de la Sociedad, la liquidación de la misma estará a cargo del Directorio o de los liquidadores que sean designados por la Asamblea, bajo la vigilancia de la Comisión Fiscalizadora.

Cancelado el pasivo, incluso los gastos de liquidación, el remanente se repartirá entre todos los accionistas, sin distinción de clases o categorías, y en proporción a sus tenencias de la siguiente forma: a) Será pagado el capital integrado de las acciones preferidas con preferencia en la devolución del importe integrado; b) Será pagado el capital integrado de las acciones ordinarias y de las restantes acciones preferidas; c) Serán pagados los dividendos fijos acumulativos de las acciones preferidas pendientes a la fecha; d) El remanente se repartirá entre los accionistas en proporción a sus tenencias.

Contratos importantes

Ni la Sociedad 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 otra sección de este Prospecto.

Controles de cambio

En enero de 2002, con la sanción de la Ley de Emergencia Pública se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria en Argentina y se facultó al PEN a establecer un sistema para determinar el tipo de cambio entre el Peso y las monedas extranjeras y dictar normas y regulaciones cambiarias. En tal contexto, el 8 de febrero de 2002 a través del Decreto 260/2002, el PEN estableció (i) el MULC, a través del cual deben realizarse todas las operaciones de cambio en moneda extranjera, y (ii) que las operaciones de cambio en moneda extranjera deben ser realizadas al tipo de cambio libremente pactado entre partes contratantes y cumplir con los requisitos y regulaciones que establezca el Banco Central (régimen que, con modificaciones, se encuentra aún vigente, y será descripto más abajo con mayor detenimiento en sus aspectos principales).

El 9 de junio de 2005, a través del Decreto 616/2005, el PEN estableció que (i) los ingresos y egresos de divisas al MULC y toda operación de endeudamiento de residentes que pueda implicar un futuro pago en divisas a no residentes, deben ser objeto de registro ante el Banco Central, (ii) todo ingreso de fondos al MULC originado en el endeudamiento con el exterior, de personas humanas o jurídicas pertenecientes al sector privado, excluyendo los referidos a préstamos para comercio exterior y a las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y listado en mercados de valores autorizados que sean ingresado al MULC, debían pactarse y cancelarse de conformidad con el plazo mínimo de permanencia, cualquiera sea su forma de cancelación; y (iii) debía constituirse un depósito nominativo, no transferible y no remunerado en moneda extranjera, durante un plazo de 365 días corridos, de acuerdo a las condiciones que se establezcan en la reglamentación (el “Depósito”).

Con fecha 18 de diciembre de 2015, mediante la Resolución N° 3/2015 del entonces Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas de fecha 18 de diciembre de 2015, redujo a cero (0) el porcentaje del Depósito y mediante la Resolución N° 1/2017 de fecha 4 de enero de 2017 del Ministerio de Hacienda estableció que el plazo mínimo de permanencia en el país de fondos sea reducido a cero.

El 19 de mayo de 2017 el Banco Central modificó estructuralmente las normas cambiarias vigentes, instaurando un nuevo régimen cambiario mediante la Comunicación “A” 6244 (luego modificada por la Comunicación “A” 6312) que flexibilizó significativamente el acceso al MULC. Dicho reordenamiento entró en vigencia el 1° de julio de 2017.

A continuación se detallan los aspectos más relevantes de la normativa del Banco Central en relación con el ingreso y egreso de fondos de Argentina.

1. Acreditación automática en cuentas locales de fondos recibidos del exterior: cuando en la transferencia del exterior se especifique una cuenta del beneficiario, la entidad deberá acreditar los fondos recibidos en forma directa y sin intervención por parte del cliente, salvo que éste haya instruido lo contrario en forma previa y expresa.
2. Todas las personas humanas o jurídicas, patrimonios y otras universalidades (residentes y no residentes argentinos) pueden operar libremente en el MULC.
3. Las entidades financieras y cambiarias podrán determinar libremente el nivel y uso de su posición general de Cambios.
4. Las transacciones cambiarias han sido simplificadas, requiriendo solamente el CUIT, CUIL, CDI, CIE o DNI del cliente que realiza la operación. Las transacciones no necesitan formalizarse a través de contratos y no requieren un código de concepto. No obstante, estos podrán ser requeridos a modo informativo por las entidades financieras.
5. Actualmente (a excepción del ingreso y liquidación de los fondos correspondientes a operaciones de exportaciones argentinas de bienes), no existen plazos mínimos ni máximos para la realización de operaciones cambiarias.
6. Las entidades financieras y cambiarias adheridas al sistema podrán facilitar voluntariamente las cotizaciones de tipo de cambios minorista ofrecidas en la CABA, a través de la página de internet del BCRA.
7. Se han ampliado los tipos de financiamientos que pueden ser cancelados en el exterior a través del uso directo de los ingresos de exportación.

El 1 de noviembre de 2017 el Presidente Macri dictó el Decreto N° 893/17 que derogó parcialmente los Decretos N° 2.581/64, N° 1.555/86 y N° 1.638/01, eliminando así la obligación de los residentes argentinos de transferir a Argentina y luego vender en el Mercado Cambiario los fondos provenientes de sus exportaciones de bienes dentro del plazo aplicable. Posteriormente y de conformidad con el Decreto N° 893/17, el Banco Central emitió la Comunicación “A” 6363 fechada 10 de noviembre de 2017 eliminando así la totalidad de las disposiciones relacionadas con la transferencia y venta de fondos provenientes de exportaciones de bienes en el Mercado Cambiario aplicables a residentes argentinos.

Mediante el Decreto N° 27/2018 con fecha 11 de enero de 2018, con el objetivo de brindar una mayor flexibilidad al sistema, favorecer la competencia, permitiendo el ingreso de nuevos operadores al mercado de cambios y reducir los costos que genera el sistema, se estableció el mercado libre de cambios (“MELI”), reemplazando la figura del MULC. A través del MELI se cursarán las operaciones de cambio que sean realizadas por las entidades financieras y las demás personas autorizadas por el Banco Central para dedicarse de manera permanente o habitual al comercio de la compra y venta de monedas y billetes extranjeros, oro amonedado o en barra de buena entrega y cheques de viajero, giros, transferencias u operaciones análogas en moneda extranjera.

En virtud de la comunicación “A” 6443 del Banco Central, con vigencia desde el 1 de marzo de 2018, las empresas de cualquier sector que operen de manera habitual en el MELI podrán funcionar como agencia de cambios con el único requisito de inscribirse en forma electrónica en el “Registro de operadores de cambio”.

Régimen Informativo Unificado de Relevamiento de Activos y Pasivos Externos

La Comunicación A “6401” del 26 de diciembre de 2017 (en vigencia a partir de la declaración de tipo anual con los datos correspondientes al 31 de diciembre de 2017), dispuso implementar un nuevo régimen informativo que modificó y unificó a los relevamientos de endeudamiento del sector privado con el exterior (Comunicación “A” 3602) y de inversiones directas en el exterior y en el país (Comunicación “A” 4237). La presentación de la información deberá realizarse a través de: (i) una declaración anual que deberá ser presentada únicamente por las personas jurídicas o humanas residentes cuya suma de los flujos o saldos de activos y pasivos externos durante el año calendario anterior alcance o supere el equivalente a US\$1.000.000; y (ii) adicionalmente, un adelanto trimestral para las personas jurídicas o humanas residentes cuya suma de flujos o saldos externos alcance o supere el equivalente a US\$50.000.000.

Los sujetos alcanzados deberán declarar los siguientes pasivos o activos cuya contraparte sea una persona jurídica o humana residente de otro país: (i) acciones y otras participaciones de capital; (ii) instrumentos de deuda no negociables; (iii) instrumentos de deuda negociables; (iv) derivados financieros; y (v) terrenos, estructuras e inmuebles.

Régimen Penal Cambiario

Según lo establecido en la Comunicación “A” 6244 (tal como fuera modificada por la Comunicación “A” 6312), las operaciones cambiarias sólo pueden ser efectuadas a través de las entidades autorizadas a tales efectos por el BCRA (por ejemplo, entidades financieras y casas de cambio). Asimismo, dicha regulación establece que las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa aplicable, estarán sujetas a la aplicación de las sanciones establecidas dentro del régimen penal cambiario (según Ley N° 19.359, Decreto N° 480/1995 y concordantes) que prevén multas de hasta diez veces el monto de la operación en infracción. El Régimen Penal Cambiario se encuentra delineado normativamente por la Ley 19.359 y por las disposiciones del BCRA que regulan el mercado de cambios.

Para un mayor detalle sobre las restricciones cambiarias y de controles de ingreso y egreso de fondos, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa del Decreto N° 616/2005 y la Resolución N° 637/2005 con sus reglamentaciones y normas complementarias, a cuyo efecto los interesados podrán consultar las mismas en el sitio web del Ministerio de Justicia de la Nación (antes en la órbita del Ministerio de Hacienda) (<http://www.infoleg.gov.ar>), o el sitio web del BCRA (<http://www.bcra.gov.ar>).

Consideraciones relevantes sobre los impuestos argentinos

El siguiente resumen de ciertas cuestiones impositivas argentinas se basa en las leyes y regulaciones en la materia a la fecha del presente Prospecto y está sujeto a cualquier cambio posterior en dichas leyes y regulaciones del país que pueden tener vigencia luego de dicha fecha. El día 29 de diciembre se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.430, la que introdujo significativas modificaciones a la legislación impositiva hasta entonces vigente en Argentina. En este sentido, al día de la fecha no se ha dictado el decreto reglamentario de la ley 27.430 por lo que no resulta posible determinar como las recientes modificaciones incorporadas a la ley del impuesto a las ganancias serán reguladas y aplicadas por las autoridades fiscales de Argentina. Se espera que dicha reglamentación sea publicada en los próximos meses. El presente resumen no constituye una descripción integral de todas las consideraciones impositivas que pueden resultar pertinentes a un tenedor de dichos títulos valores. No se puede brindar ninguna seguridad que los jueces o las autoridades fiscales responsables de la administración de las leyes y regulaciones descriptas en este Prospecto estarán de acuerdo con esta interpretación. Los tenedores deberían leer cuidadosamente “Información Clave sobre la Sociedad - Factores de Riesgo” y consultar con sus asesores impositivos respecto del tratamiento impositivo de las acciones ordinarias Clase B de la Sociedad.

Impuesto a las ganancias

Retención sobre la distribución de utilidades

En virtud de las recientes modificaciones introducidas a la Ley del Impuesto a las Ganancias mediante la Ley N° 27.430 el tratamiento aplicable a la distribución de dividendos provenientes de acciones de sociedades argentinas es el que se describe a continuación:

- i. Dividendos provenientes de utilidades generadas en períodos fiscales iniciados con anterioridad al 1° de enero de 2018: no existe ninguna retención impositiva del Impuesto a las Ganancias en Argentina sobre dividendos salvo por la aplicación del “Impuesto de Igualación” (ver “Impuesto de igualación” infra).
- ii. Dividendos provenientes de utilidades generadas en los períodos fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019: los dividendos de acciones de sociedades argentinas pagados a personas humanas y/o sucesiones indivisas residentes en Argentina y/o sujetos no residentes en Argentina (“Beneficiarios del Exterior”) están sujetos a una retención del 7% sobre el monto de dichos dividendos (“Impuesto a los Dividendos”).
- iii. Dividendos provenientes de utilidades generadas en períodos fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2020 en adelante: la alícuota del Impuesto a los Dividendos descripto en el punto anterior se eleva a 13%.

El artículo agregado a continuación del artículo 118° de la Ley del Impuesto a las Ganancias establece que, a los fines de aplicar el Impuesto a los Dividendos se considerará, sin admitir prueba en contrario, que los dividendos o utilidades puestos a disposición corresponden, en primer término, a las ganancias o utilidades acumuladas de mayor antigüedad.

Para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina no inscriptas en el Impuesto a las Ganancias y los Beneficiarios del exterior, el Impuesto a los Dividendos será retenido e ingresado a la Administración Federal de Ingresos Públicos por parte de las entidades pagadoras, con carácter de pago único y definitivo. Asimismo, bajo la ley N° 27.430, se crean reglas que regulan y limitan la posibilidad de compensar las ganancias provenientes de la distribución de dividendos con pérdidas generadas en otras operaciones.

Si los dividendos son distribuidos a entidades argentinas (en general, sociedades constituidas conforme a la legislación de Argentina, ciertos operadores bursátiles e intermediarios, sucursales locales de entidades no argentinas, sociedades unipersonales y personas humanas que desarrollan determinadas actividades comerciales en Argentina) (“Entidades Argentinas”), no resultaría de aplicación el Impuesto a los Dividendos.

Impuesto de igualación:

En relación a las ganancias devengadas en los ejercicios que comenzaron a partir del 1 de enero de 2018 no es aplicable el Impuesto de Igualación. Respecto de las ganancias devengadas en ejercicios anteriores, resulta aplicable el Impuesto de Igualación.

El Impuesto de Igualación se aplica cuando los dividendos distribuidos superan la “ganancia imponible acumulada neta” del período económico previo inmediato desde el cual se realiza la distribución. La alícuota aplicable es del 35% sobre el excedente. A fin de determinar la “ganancia imponible acumulada neta” a partir de la ganancia calculada por la Ley de Impuesto a las Ganancias, debe sustraerse el Impuesto a las Ganancias abonado en el/los mismo/s período/s económico/s que generaron la “ganancia imponible acumulada neta” y los dividendos locales recibidos en el dichos períodos económicos previos deben adicionarse a dicha ganancia.

El Impuesto de Igualación será aplicado como una retención impositiva al accionista que perciba el dividendo. Las distribuciones de dividendos realizadas en bienes (no en efectivo) estarán sujetas a las mismas normas impositivas que los dividendos en efectivo. Los dividendos en acciones sobre acciones totalmente integradas (“acciones liberadas”) no están sujetos al Impuesto de Igualación.

Se recomienda a los tenedores consultar con un asesor impositivo sobre las consecuencias impositivas particulares del Impuesto a las Ganancias en Argentina derivadas de las distribuciones de ganancias realizadas sobre las acciones Clase B de la Sociedad.

Impuesto sobre las ganancias de capital

Los resultados derivados de la transferencia de acciones de sociedades argentinas están alcanzados por el Impuesto a las Ganancias en Argentina, independientemente del tipo de beneficiario que obtenga la renta.

Las ganancias de capital obtenidas por Entidades Argentinas derivadas de la venta, permuta u otros actos de disposición de acciones están sujetas al impuesto a las ganancias a una alícuota del 30% sobre la ganancia neta en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, y a una alícuota del 25% sobre la ganancia neta en los ejercicios fiscales que comiencen a partir del 1° de enero de 2020.

En el caso de las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina, con la sanción de la Ley 27.430, la ganancia obtenida por la venta de acciones u otros títulos valores está exenta del Impuesto a las Ganancias en los siguientes casos: (i) cuando mediere una colocación por oferta pública autorizada por la CNV, (ii) cuando los valores hayan sido colocados por oferta pública y en mercados autorizados por la CNV bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, o (iii) cuando la compraventa, cambio permuta o disposición sea efectuada a través de una oferta pública de adquisición y/o canje autorizada por la CNV. De no resultar procedente la exención la ganancia derivada de la compraventa, cambio, permuta o disposición de acciones estará sujeta al Impuesto a las Ganancias una alícuota del 15% sobre la ganancia neta.

Las pérdidas obtenidas por las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina que surjan de la venta de acciones sólo pueden compensarse con las ganancias derivadas del mismo tipo de operaciones, por un período de traslado de 5 años.

Las ganancias de capital obtenidas por los Beneficiarios del Exterior se encuentran exentas en los siguientes casos: (i) cuando mediere una colocación por oferta pública autorizada por la CNV, (ii) cuando los valores hayan sido colocados por oferta pública y en mercados autorizados por la CNV bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, o (iii) cuando la compraventa, cambio permuta o disposición sea efectuada a través de una oferta pública de adquisición y/o canje autorizada por la CNV. La exención aplicable sobre la venta de acciones argentinas procederá en la medida que el Beneficiario del Exterior no resida o los fondos no provengan de Jurisdicciones Consideradas No Cooperantes. En adición, no se reclamará el pago del Impuesto a las Ganancias a los Beneficiarios del Exterior antes mencionados por las ventas de acciones y otros valores, que se hubieren efectuado en el pasado en mercados autorizados por la CNV siempre que el impuesto no hubiera sido ingresado a la AFIP debido a la ausencia de mecanismo de ingreso.

En caso de no resultar aplicable la exención, la ganancia por la enajenación de acciones obtenida por Beneficiarios del Exterior cuando éstos no residan en o los fondos no provengan de Jurisdicciones Consideradas No Cooperantes estaría sujeta al Impuesto a las Ganancias a una alícuota del 15% (i) sobre el monto neto resultante de deducir del precio de venta el costo de adquisición y los gastos incurridos en el país necesarios para la obtención, mantenimiento y conservación de este activo, así como también las deducciones admitidas por la LIG o (ii) sobre la ganancia neta presunta dispuesta por dicha ley para este tipo de operación (es decir, el 90%), que resulta en una tasa efectiva del 13,5% del precio de venta. Actualmente no existe ninguna regulación, conforme a la legislación argentina, respecto de la forma de realizar esta elección.

Tratándose de ganancias obtenidas por Beneficiarios del Exterior que residan en o los fondos provengan de Jurisdicciones Consideradas No Cooperantes, en la actualidad existe incertidumbre sobre el tratamiento impositivo aplicable dado que dicha situación no se encuentra

expresamente regulada en la ley del impuesto a las ganancias luego de la reformas introducidas por la Ley 27.430. Se espera que la reglamentación brinde precisiones al respecto.

No obstante lo señalado anteriormente, para aquellos sujetos residentes en países con los cuales la Argentina tuviera un Convenio para evitar la Doble Imposición vigente, la alícuota de retención efectiva podría verse disminuida.

Se recomienda a los tenedores consultar con un asesor impositivo sobre las consecuencias particulares del Impuesto a las Ganancias en Argentina derivadas de la tenencia y enajenación de las acciones Clase B de la Sociedad

Impuesto sobre los bienes personales

De conformidad con la Ley N° 23.966, con sus modificaciones, y Decretos N° 127/1996 y 812/1996, las personas humanas domiciliadas en Argentina y las sucesiones indivisas radicadas en la Argentina o en el exterior (en este último caso, sólo respecto de activos ubicados en la Argentina, incluyendo las Acciones) se encuentran sujetas al Impuesto a los Bienes Personales (“IBP”) sobre los activos existentes al 31 de diciembre de cada ejercicio.

Las personas jurídicas con domicilio en el exterior también están alcanzadas por el IBP. En este sentido la Ley N° 25.585 dispuso que se presume de derecho -sin admitir prueba en contrario- que las acciones y/o participaciones en el capital de las sociedades regidas por la LGS, cuyos titulares sean sociedades, cualquier otro tipo de persona de existencia ideal, empresas, establecimientos estables, patrimonios de afectación o explotaciones, domiciliados, radicados o ubicados en el exterior, pertenecen de manera indirecta a personas humanas domiciliadas en el exterior o a sucesiones indivisas allí radicadas.

Las personas jurídicas domiciliadas en Argentina, como la Sociedad, deben pagar el IBP que corresponde a las personas humanas domiciliadas en Argentina y en el exterior y a personas jurídicas domiciliadas en el exterior por la tenencia de las acciones de la Sociedad. La alícuota aplicable es del 0,25% sobre el valor patrimonial proporcional o valor de libros de las acciones que surja del último balance cerrado según las normas contables profesionales vigentes.

Según la Ley del IBP, toda sociedad argentina tiene derecho a procurar de las respectivas personas humanas y/o sucesiones indivisas domiciliadas y/o radicadas en el país o accionistas domiciliados en el exterior el reembolso de dicho impuesto.

Impuesto al valor agregado

La compra, permuta u otro acto de disposición de las acciones Clase B de la Sociedad están exentas del impuesto al valor agregado. La distribución de dividendos no se encuentra alcanzada por el impuesto al valor agregado por encontrarse por fuera del objeto del impuesto, es decir, no verifica la hipótesis de incidencia tributaria.

Impuestos sobre los débitos y créditos bancarios

Los créditos y débitos de cuentas bancarias mantenidas en entidades financieras de Argentina, así como ciertos pagos en efectivo, se encuentran sujetos al Impuesto sobre los Débitos y Créditos Bancarios (“IDC”) que se determina a una alícuota general del 0,6%. Puede regir una alícuota mayor, del 1,2% y reducida del 0,075% que puede ser de aplicación en ciertos casos.

Los titulares de cuentas bancarias sujetos a la alícuota general del 0,6% pueden considerar el 34% del IDC y el contribuyente sujeto al 1,2% el 17% del IDC pagado como un crédito contra el impuesto a las ganancias o el impuesto a la ganancia mínima presunta. Toda vez que las entidades financieras regidas por la Ley N° 21.526 realicen pagos, en nombre y representación propia, la aplicación de este impuesto se encuentra restringida únicamente a ciertas operaciones específicas, como por ejemplo, distribuciones de dividendos o utilidades.

Se encuentran exentos del IDC los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3250 del Banco Central) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país (véase Art. 10°, inciso (s) del anexo al Decreto N° 380/2001).

Impuesto a la ganancia mínima presunta

Las entidades domiciliadas en Argentina están sujetas a este impuesto a una alícuota del 1% aplicable sobre el total de los activos que superen un monto total de Ps. 200.000. Específicamente, la ley establece que los bancos, otras entidades financieras y las compañías de seguros considerarán una base imponible igual al 20% del valor de los activos imponibles. Este impuesto sólo se pagará si el impuesto a las ganancias determinado para cualquier ejercicio económico no es igual ni excede el monto determinado en virtud del impuesto a la ganancia mínima presunta. En dicho caso, se pagará solamente la diferencia entre el impuesto a la ganancia mínima presunta y el impuesto a las ganancias determinado para dicho ejercicio. Todo impuesto a la ganancia mínima presunta que se pague se aplicará como crédito contra el Impuesto a las Ganancias que deba pagarse en los diez ejercicios económicos inmediatamente posteriores. Debe destacarse que las acciones y otras participaciones sociales en entidades sujetas al impuesto a la ganancia mínima presunta están exentas de este impuesto.

Conforme lo establecido en la Ley 27.260, el impuesto a la ganancia mínima presunta ha sido derogado para los ejercicios que se inician a partir del 1° de enero de 2019.

Impuesto sobre los ingresos brutos

El impuesto sobre los ingresos brutos podría aplicarse a personas humanas y jurídicas residentes en el país respecto de la transferencia de acciones o sobre la percepción de dividendos en tanto dicha actividad sea llevada a cabo en forma regular en una provincia argentina o en la CABA. No obstante, conforme al Código Fiscal de la CABA, las operaciones con acciones, así como la percepción de dividendos, están exentas de este impuesto.

Se recomienda a los tenedores de acciones Clase B de la Sociedad consultar con sus asesores impositivos en cuanto a las consecuencias particulares del impuesto sobre los ingresos brutos derivado de la tenencia y disposición de acciones Clase B de la Sociedad.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (ej.: CABA, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Provincia de Buenos Aires, Salta, etc.) han establecido regímenes de percepción del Impuesto sobre los Ingresos Brutos, los cuales 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.

Impuesto de sellos

Se trata de un impuesto local que se aplica a la celebración formal de instrumentos públicos o privados en la medida que se trate de actos celebrados a título oneroso.

Los documentos sujetos al impuesto de sellos incluyen, entre otros, todos los tipos de contratos, escrituras notariales y pagarés. Cada provincia y la CABA cuentan con su propia legislación sobre el impuesto de sellos.

Las alícuotas de este impuesto varían de acuerdo con la jurisdicción y el tipo de acuerdo involucrado. En ciertas jurisdicciones, los actos o instrumentos relacionados con la negociación de acciones y otros títulos valores autorizados para su oferta pública por la CNV se encuentran exentos.

Otros impuestos

A nivel federal, no existen impuestos sobre herencias o sucesiones aplicables a la titularidad, transferencia o disposición de las acciones de la Sociedad. La Provincia de Buenos Aires y la Provincia de Entre Ríos establecen un impuesto a la transmisión gratuita de bienes, incluso herencias, legados, donaciones etc. La libre transmisión de las acciones de la Sociedad podría estar sujeta a este impuesto.

Asimismo, en el caso de juicios que involucren a las acciones iniciados ante un tribunal de la CABA, podría imponerse una tasa de justicia del 3% calculada sobre el monto total del reclamo.

Convenios para evitar la doble imposición

Argentina ha celebrado convenios para evitar la doble imposición fiscal con varios países, encontrándose vigentes los celebrados con Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, Emiratos Árabes Unidos, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Uruguay y Suiza. El convenio celebrado con Emiratos Árabes Unidos aún no ha entrado en vigor. Actualmente no existe vigente ningún tratado o convención para evitar la doble imposición vigente entre Argentina y Estados Unidos.

Ingreso de fondos de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación

De acuerdo con la presunción legal prevista en el Art. 18.1° de la Ley N° 11.683 y sus modificatorias, los fondos provenientes de jurisdicciones no consideradas cooperantes se consideran como incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local, cualquiera sea la naturaleza o tipo de operación de que se trate. Los incrementos patrimoniales no justificados están sujetos a los siguientes impuestos:

- se determinaría un impuesto a las ganancias a la alícuota del 30% (períodos fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2018 y 2019) y del 25% (períodos fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2020 en adelante) sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- se determinaría el IVA a una alícuota del 21% sobre 110% del monto de los fondos transferidos.

Aunque el significado del concepto “ingresos provenientes” no está claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

(i) desde una cuenta en una jurisdicción no cooperante o desde una cuenta bancaria abierta fuera de una jurisdicción no cooperante pero cuyo titular sea una entidad localizada en una jurisdicción no cooperante; o

(ii) a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

El residente argentino a los fines impositivos puede refutar dicha presunción legal comprobando debidamente ante la AFIP que los fondos provienen de actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por una tercera persona en dicha jurisdicción o que dichos fondos fueron declarados con anterioridad.

De acuerdo con el primer artículo agregado a continuación del Art. 15° de la ley del Impuesto a las Ganancias, cualquier referencia a “jurisdicción no cooperante” se deberá entender como a aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo se considerarán jurisdicciones no cooperantes aquellos países que, teniendo un acuerdo vigente

con los alcances antes mencionados, no cumplan efectivamente con el intercambio de información.

A partir de la sanción de la ley de 27.430 se abandonó la denominada “lista blanca” de jurisdicciones cooperantes a los fines de la transparencia fiscal regulada en el decreto 589/2013 y que se encuentra a disposición actualmente en el sitio web de AFIP, debiendo el Poder Ejecutivo elaborar una “lista negra” con las jurisdicciones no cooperantes con base al criterio previsto en el segundo artículo agregado a continuación del Art. 15 de la Ley del Impuesto a las Ganancias.

Con relación a la aplicación de la presunción legal indicada en los párrafos anteriores a los ingresos que provengan de jurisdicciones consideradas de nula o baja tributación (definidas en el segundo artículo agregado a continuación del Art. 15 de La ley del Impuesto a las Ganancias), se esperan precisiones sobre este tema con el dictado del decreto reglamentario por parte del Poder Ejecutivo.

EL RESUMEN PRECEDENTE NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TITULARIDAD O LA ENAJENACIÓN DE ACCIONES CLASE B. LOS TENEDORES DEBEN CONSULTAR CON SUS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS QUE SURJAN EN CADA SITUACIÓN PARTICULAR.

Prevención de Lavado de Dinero y el Financiamiento del Terrorismo

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

El 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 N° 25.246 – modificada y complementada, entre otras, por las Leyes N° 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.831, 26.860, 27.260 y 27.304 – (la “Ley Antilavado”). La Ley Antilavado se encuentra actualmente reglamentada por el Decreto N° 290/2007 (modificado, entre otros, por el Decreto N° 1.936/2010, modificado a su vez por los Decretos N° 146/2016 y 360/2016, entre otros). La Argentina también ha aprobado y ratificado, entre otras, a la Convención de las Naciones Unidas contra el tráfico ilícito de estupefacientes y sustancias sicotrópicas o Convención de Viena de 1988 (Ley N° 24.072), la Convención de las Naciones Unidas contra la delincuencia organizada transnacional o Convención de Palermo de 2001 (Ley No. 25.632), la Convención de las Naciones Unidas contra la corrupción o Convención de Mérida de 2003 (Ley N° 26.097), la Convención Interamericana contra la corrupción (Ley N° 24.759), la Convención Interamericana contra el Terrorismo (Ley N° 26.023) y la Convención Internacional de las Naciones Unidas para la Supresión de la Financiación del Terrorismo (Ley N° 26.024); aprobación de las Resoluciones N° 1.267/1999 y 1.373/2001 del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas (“CSNU”) por los Decretos N° 253/2000 y 1.235/2001 respectivamente, como así también la publicidad de las Resoluciones del CSNU dispuesta por el Decreto N° 1.521/2004 y modificatorios. Todas estas en conjunto, la “Normativa sobre Prevención del Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo”.

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 de la Nación, luego de la modificación operada por Ley N° 27.260 y del 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 agentes habilitados 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 habilitados inscriptos en los mercados de futuros y opciones cualquiera sea su objeto”.

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 Antilavado, 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 Antilavado, entre otras. No obstante, dada la variedad de Sujetos Obligados, la Ley Antilavado 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.

Así, mediante la Resolución UIF 229/2011 y modificatorias o complementarias (Resoluciones UIF 140/2012, 3/2014, 104/2016, 141/2016 y 4/2017, entre otras) se reglamentaron las obligaciones de los agentes habilitados 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.

Asimismo, todos los Sujetos Obligados –o su mayoría, según el caso- se encuentran alcanzados, entre otras, por las Resoluciones 29/2013 (sobre prevención de la financiación del terrorismo), 11/2011 (modificada por la Resolución UIF 52/2012, sobre Personas Expuestas Políticamente), 50/2011, 51/2011 y 460/2015 (sobre registración de Sujetos Obligados y oficiales de cumplimiento y reporte on-line 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).

Por su parte, el Art. 1°, de la Sección I, del Título XI sobre “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 Art. 20° de la Ley Antilavado 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 Antilavado y modificatorias, en las normas reglamentarias emitidas por la Unidad de Información Financiera y en la presente reglamentación. Ello incluye los decretos del PEN 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. Además, los Arts. 3° y 4° del referido Título XI establecen 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 Art. 1° ya mencionado pueden recibir en efectivo (conforme el Art. 1° de la Ley N° 25.345). Finalmente, el Art. 5° establece ciertos requisitos para la realización de operaciones por parte de clientes provenientes de o que operen desde paraísos fiscales, o a través de sociedades off shore o sociedades cáscara (conforme el listado de países cooperativos previsto en el Art. 2° inciso b) del Decreto N° 589/2013).

Asimismo, los Sujetos Obligados mencionados deben cumplir lo dispuesto en el Decreto N° 918/2012 y Resolución UIF 29/2013. El Art. 1° de esa Resolución establece que los Sujetos Obligados enumerados en el Art. 20° de la Ley Antilavado y sus modificatorias deberán reportar, “sin demora alguna” (en un plazo máximo de 48 horas), como operación sospechosa de financiación del terrorismo a las operaciones realizadas o tentadas en las que se constata 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 1.267 (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 1.267 (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 Arts. 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 Art. 1° 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 1.267 (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 Art. 1° 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.

Respecto de la detección de operaciones inusuales o sospechosas de lavado de activos, cuando un sujeto obligado detecta una operación que considera inusual, deberá profundizar el análisis de dicha operación con el fin de obtener información adicional, dejando constancia y conservando documental de respaldo y haciendo el reporte correspondiente en un plazo de 30 días corridos contados a partir de que la operación fue calificada como tal, y dentro de un plazo máximo de 150 días corridos desde que la operación hubiera sido realizada o tentada. A su vez, conforme la resolución UIF 30/2017, las entidades financieras deberán realizar los reportes de operaciones sospechosas por lavado de activos dentro de un plazo de 15 días corridos contados desde que los hubieren calificado como tales, manteniéndose el plazo máximo de 150 días corridos desde que hubieran sido realizados o tentados.

Por otro lado, el Art. 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 infractor.

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”.

Por último, se informa que el Código Penal argentino tipifica los delitos de lavado de activos, terrorismo y financiación del terrorismo en sus Arts. 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 Arts. 303 y 304. El Art. 303° del Código Penal tipifica el delito de lavado de activos. El Art. 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;

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 Art. 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 partícipes, 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 Art. 41° quinquies y el Art. 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 Art. 306° del mismo Código tipifica el delito de financiamiento del terrorismo:

“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 Art. 41° quinquies; b) Por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el Art. 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 Art. 41° quinquies.

2. Las penas establecidas se aplicarán independientemente del acaecimiento del delito al que se destinara el financiamiento y, si éste se cometiere, aún 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 encontraran fuera del territorio nacional, en tanto el hecho también hubiera estado sancionado con pena en la jurisdicción competente para su juzgamiento”.

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 EN 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.

Los adquirentes de los valores fiduciarios asumirán la obligación de aportar la información y documentación que se les requiera respecto del origen de los fondos y su legitimidad.

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

El 11 de enero de 2017, la UIF dictó la Resolución N° 4/2017, mediante la cual se establece que los sujetos obligados comprendidos en los incisos 1, 4 y 5 del Art. 20° de la Ley Antilavado (los “Sujetos Obligados de la 4/2017”), podrán aplicar medidas de debida diligencia especial de identificación a inversores extranjeros y nacionales (los cuales para calificar como tales deben cumplir los requisitos establecidos por dicha norma) en la Argentina al momento de solicitar la apertura a distancia de cuentas especiales de inversión. La debida diligencia especial no eximirá a los Sujetos Obligados de la 4/2017 de realizar el monitoreo y seguimiento de las operaciones durante el transcurso de dicha relación con un enfoque basado en el riesgo.

Asimismo, la Resolución N° 4/2017 regula las medidas de debida diligencia entre los sujetos obligados financieros. Así, establece que en los casos de apertura de cuentas corrientes especiales de inversión solicitadas por agentes de liquidación y compensación, la entidad bancaria local cumplirá con las normas vigentes en materia de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo cuando hayan realizado la debida diligencia sobre los referidos agentes, siendo estos últimos los responsables por la debida diligencia de sus clientes. La Resolución N° 4/2017 establece expresamente que ello no exime a las entidades financieras de realizar un monitoreo y su seguimiento de las operaciones durante el transcurso de su relación con su cliente con un enfoque basado en el riesgo.

De acuerdo con la Resolución N° 30/2017, que derogó y reemplazó a la Resolución UIF 121/2011, las entidades financieras desarrollarán una metodología de identificación de riesgo y evaluación para prevenir riesgos de acuerdo con su naturaleza y actividades. La Resolución N° 30/2017 prevé un plan de implementación gradual mediante el cual: (i) se deberá haber desarrollado dicha nueva metodología antes del 31 de diciembre de 2017 por los sujetos obligados; (ii) deberá emitirse un informe técnico que refleje los resultados de dicha metodología antes del 31 de marzo de 2018; y (iii) deberá completarse la implementación de políticas y procedimientos para junio de 2018. A su vez, se incorpora la figura del Oficial de Cumplimiento Corporativo que las Entidades podrán designar, siendo este responsable de velar por la implementación y observancia de los procedimientos y obligaciones establecidos en la referida Resolución.

Para un análisis más exhaustivo del régimen de prevención del lavado de dinero vigente al día de la fecha, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa del Capítulo XIII, Título XI, Libro Segundo del Código Penal Argentino, a cuyo efecto los interesados podrán consultar en el sitio web del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas o en www.infoleg.gob.ar. Asimismo los inversores podrán consultar los sitios web del BCRA (www.bcr.gov.ar), UIF (www.argentina.gob.ar/uif) y CNV (www.cnv.gob.ar).

El presente aviso a los inversores es un breve resumen de la normativa referida a la prevención del lavado de dinero a meros fines informativos. A pesar de este resumen, se aclara que resultan de aplicación a las co-emisoras la totalidad de la normativa de prevención del lavado de dinero y financiamiento del terrorismo.

DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

(a) La Oferta

Oferta de hasta 53.485.730 (cincuenta y tres millones cuatrocientos ochenta y cinco mil setecientos treinta) acciones ordinarias y escriturales Clase B con derecho a un (1) voto y de valor nominal \$1 (un pesos) por acción, y con derecho a dividendos en igualdad de condiciones que las acciones ordinarias y escriturales Clase B en circulación, que serán ofrecidas por los Accionistas Vendedores al público inversor en general en la Argentina a través de los Colocadores. De acuerdo al acta de directorio de Central Puerto S.A. de fecha 23 de febrero de 2018, se aprobó la venta de Acciones por un monto de hasta 27.597.032. De acuerdo a lo informado por apoderado de Central Puerto S.A. con fecha 2 de marzo de 2018, las Acciones a ser ofrecidas por Central Puerto S.A. en el marco de la Oferta no podrán exceder el monto total de 10.075.952 acciones ordinarias y escriturales clase B con derecho a un (1) voto y de valor nominal \$1 (un peso) por acción, representativas del 6,3% del capital social de la Sociedad. Asimismo se hace saber al público inversor que, en la presente Oferta, Magna Inversiones S.A. no ofrecerá públicamente sus acciones. El monto final de Acciones a ser vendidas por Central Puerto S.A. será anunciada mediante la publicación de un hecho relevante a través de la AIF.

Las Acciones no han sido registradas bajo la Ley de Títulos Valores bajo ninguna ley de valores de ningún estado ni bajo ninguna ley de ninguna otra jurisdicción. A menos que estén registradas, las Acciones pueden ofrecerse solo en transacciones que estén exentas de registro según la Ley de Títulos Valores o las leyes de valores de cualquier otra jurisdicción. Asimismo, las Acciones podrán ofrecerse solamente a personas fuera de los Estados Unidos en virtud de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores.

Condición

La Oferta se encuentra condicionada a la colocación de la totalidad de las Acciones. Sin perjuicio de ello, dicha condición podrá ser dispensada por la Sociedad y los Accionistas Vendedores, informando tal decisión en el Aviso de Resultados.

Precio

El Precio Definitivo será informado oportunamente mediante el Aviso de Resultados. En base a la curva generada por las Manifestaciones de Interés ingresadas en el SICOLP, en la Fecha de Adjudicación, los Accionistas Vendedores, en conjunto con los Colocadores, determinarán el Precio Definitivo. Una vez determinado el mismo, la Sociedad informará el Precio Definitivo mediante la Publicación del Aviso de Resultado que será publicado en la Fecha de Adjudicación, durante un (1) Día Hábil en el Boletín Diario de la BCBA, actuando esta entidad en virtud del ejercicio de facultades delegadas por ByMA en favor de aquella, y en la Página Web de la CNV, bajo el ítem “Información Financiera”. A los efectos de determinar el Precio Definitivo, se aplicará el sistema de bookbuilding y se basará en estándares de mercado habituales y razonables para operaciones de similares características. Una descripción del mecanismo para la determinación del Precio Definitivo se detalla en la Sección titulada “Plan de Distribución” del presente Prospecto.

Rango de Precio Indicativo de las Acciones

A los fines de la determinación del Precio Definitivo, se ha establecido un rango de precio indicativo entre US\$3,30 y US\$3,95 por acción Clase B (el “Rango de Precio Indicativo”). Dicho Rango de Precio Indicativo ha sido determinado por los Accionistas Vendedores en conjunto con los Colocadores, en virtud del flujo de fondos esperado y un análisis de valores comparativos entre compañías afines del mercado, y podrá ser modificado en el Aviso de Oferta y/o periódicamente durante el Período de Colocación en función a las condiciones de mercado y al nivel de precios que sean ofrecidos a los Accionistas Vendedores. Dicha alteración del Rango de Precio Indicativo durante el Período de Colocación será informada mediante un aviso complementario al Aviso de Oferta a ser publicado en: (i) el Boletín Diario de la BCBA, actuando esta entidad en virtud del ejercicio de facultades delegadas por ByMA en favor de aquella; y (ii) en la Página Web de la CNV, bajo el ítem “Información Financiera”; donde además se les informará expresamente a aquellos potenciales inversores que hubieren presentado una Manifestación de Interés que tienen derecho de retirar y/o modificarla. Asimismo, en caso que dicho Rango de Precio Indicativo fuera modificado el día anterior a la Fecha de Adjudicación, los Accionistas Vendedores prorrogarán el Período de Colocación durante al menos un (1) día a fin de que los potenciales inversores cuenten con tiempo suficiente para poder retirar, modificar y/o ratificar sus Manifestaciones de Interés. Los Accionistas Vendedores podrán (pero no estarán obligado) a recibir y aceptar Manifestaciones de Interés que se encuentren por fuera del Rango de Precio Indicativo. En caso de modificarse el Rango de Precio Indicativo, se ampliará el período de difusión en 1 día. Para mayor información véase “Plan de Distribución” del presente Prospecto. **No se han realizado valuaciones independientes para fijar el Rango de Precio Indicativo. El Rango de Precio Indicativo es sustancialmente superior al valor libros de la Sociedad. La CNV no ha emitido opinión sobre el rango de precio fijado para la venta por parte de los Accionistas Vendedores. La fijación del Rango de Precio Indicativo es de exclusiva responsabilidad de los Accionistas Vendedores. Se advierte a los inversores que el precio de la Acción de la Sociedad podría sufrir bajas o fluctuaciones en la negociación luego de la liquidación de la Oferta.**

Destino de los Fondos

La Sociedad no recibirá fondos provenientes de la venta de las acciones Clase B por parte de los Accionistas Vendedores.

Relación precio/valor libro

La relación precio/valor libros de las acciones de la Sociedad es de \$8,43 por acción. El valor libros surge del patrimonio neto al 31 de diciembre de 2017, según consta en los estados financieros de la Sociedad a esa fecha \$1.352.817.000 dividido por el número de acciones de la Sociedad en circulación 160.457.190 acciones.

Restricciones a la transferencia

Durante el período de ciento ochenta (180) días siguientes a la Fecha de Liquidación, y sin el previo consentimiento por escrito de los Colocadores, (i) la Compañía ha acordado no emitir, ofrecer, vender, gravar ni celebrar contratos para la emisión o venta ni disponer de otro modo, directa o indirectamente, ni presentar un prospecto ante la CNV, de cualquier clase de acciones de la Compañía,

incluyendo las Acciones, o de cualquier título convertible o canjeable por dichas acciones o instrumentos de participación en, o que otorguen derecho a recibir, tales acciones, a excepción de las Acciones ofrecidas en la Oferta, y (ii) los Accionistas Controlantes y los Accionistas Vendedores han acordado no ofrecer, vender, gravar, o celebrar contratos para la venta ni disponer de otro modo, directa o indirectamente, de acciones ordinarias de la Sociedad de las que son propietarios a la fecha del presente o de títulos convertibles o canjeables en tales acciones de la Sociedad u otro instrumento representativo de participaciones en acciones de la Sociedad que representen el derecho a recibir cualquiera de dichos títulos o cualquier derecho sobre los mismos tanto en forma privada como a través de negociaciones en ByMA u otros mercados de valores, todo ello siempre que aquellas no sean (a) las transferencias de Acciones como donaciones u obsequios de buena fe, en la medida que, previa o simultáneamente a dichas transferencias, los donatarios suscriban acuerdos similares, (b) transferencias o distribuciones de Acciones a los miembros, accionistas, subsidiarias o afiliadas de los Accionistas Vendedores, en la medida que, previa o simultáneamente a dichas transferencias, suscriban acuerdos similares, (c) transferencias de Acciones a cualquier fideicomiso para el beneficio directo o indirecto de los Accionistas Vendedores o su familia inmediata, en la medida que dicho fideicomiso suscriba, previa o simultáneamente a dichas transferencias, un acuerdo similar, (d) transferencias de Acciones a otra persona que haya suscripto un acuerdo similar y/o (e) Acciones adquiridas en transacciones después del cierre de la Oferta.

Listado

Luego de fijar el precio, la Sociedad prevé que las Acciones se listen en ByMA con el símbolo “DGCE”. A tales fines se ha solicitado a ByMA la autorización correspondiente para el listado y la negociación de las Acciones.

Ley Aplicable

Las Acciones se regirán por, y sus términos y condiciones serán interpretados de conformidad con, las leyes de Argentina, y todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Acciones por los Accionistas Vendedores se regirán conforme lo dispuesto en la LGS y la normativa vigente en Argentina que resulte aplicable.

Jurisdicción

Según el Art. 46° de la LMC, las sociedades cuyas acciones se listen en cualquier mercado autorizado (incluido ByMA), tal como es la intención de la Sociedad y de los Accionistas Vendedores respecto de las Acciones, están sujetas a la competencia del tribunal arbitral de dicho mercado autorizado por todos los temas concernientes a la relación de tales sociedades con accionistas e inversores, sin perjuicio del derecho de los accionistas e inversores de presentar sus reclamos ante los tribunales de la CABA.

Dividendos

Sujeto a la ley argentina, los inversores que adquieran Acciones en el marco de la Oferta tendrán derecho a percibir dividendos, si los hubiera, en igualdad de condiciones que los titulares actuales de las demás acciones en circulación de la Sociedad. Para mayor información sobre la política de dividendos, véase “*Información Clave sobre la Sociedad*”.

(b) Plan de distribución

General

Conforme con lo establecido en las Normas de la CNV (Art. 1° del Capítulo IV, Sección I), la colocación de las Acciones se realizará por medio del mecanismo de formación de libro, conocido como “*book building*”, el cual estará a cargo del Organizador y Colocador. El registro informático del libro del “*book building*” del Organizador y Colocador contendrá la totalidad de las Manifestaciones de Interés que fueran presentadas ante los Colocadores y/o los Agentes Intermediarios Habilitados, e ingresadas en el SICOLP.

El Organizador y Colocador será el encargado de generar en el SICOLP, la habilitación de la rueda de “*book building*” de las Acciones. La modalidad de “*book building*” a través del SICOLP será cerrada lo que implica que solamente los Colocadores tendrán acceso a la visualización de la totalidad de las Manifestaciones de Interés ingresadas en el SICOLP.

Los Accionistas Vendedores y la Sociedad, conjuntamente con los Colocadores, realizarán una serie de actividades de promoción en Argentina a los fines de la colocación de las Acciones entre inversores en Argentina. A tal fin, los Accionistas Vendedores, la Sociedad y los Colocadores han celebrado el correspondiente contrato de colocación que regula dichas actividades y las condiciones bajo las cuales actuarán estas entidades de acuerdo a la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y demás normativa aplicable (el “*Contrato de Colocación*”). Bajo el Contrato de Colocación, los Colocadores deberán realizar sus mejores esfuerzos, en los términos del Art. 774° inc. a) del Código Civil y Comercial de la Nación (conforme prácticas usuales de mercado) para la colocación de las Acciones mediante su oferta pública en Argentina conforme con las leyes y regulaciones vigentes en la materia, pero sin asumir compromiso alguno de suscripción en firme.

Los esfuerzos de colocación podrán consistir en cualquiera de los siguientes métodos de promoción o marketing de la Oferta, entre otros (conjuntamente, los “*Esfuerzos de Colocación*”):

i) puesta a disposición y distribución (ya sea copia impresa y/o distribución electrónica) a través de los Colocadores, a los potenciales inversores (por correo electrónico y/o de cualquier otro modo que estimaren conveniente) del Prospecto y/o versiones preliminares del

mismo. Asimismo, se podrá adjuntar, con los documentos mencionados, una síntesis de los términos y condiciones de las Acciones, según corresponda, que incluya solamente, y sea consistente con, la información contenida en el Prospecto y en los demás documentos de la Oferta;

ii) realización, en conjunto con los Accionistas Vendedores y con la Sociedad, de presentaciones de marketing que contengan exclusivamente la información contenida en el Prospecto, Aviso de Oferta y avisos complementarios que oportunamente se presentaren, a fin de ser utilizadas en las reuniones informativas (*roadshow*) que podrán ser realizadas en Argentina;

iii) realización de reuniones informativas (*roadshow*) en Argentina destinadas a potenciales inversores para presentar la información contenida en el Prospecto referida a la Sociedad y a las Acciones;

iv) realización de conferencias telefónicas, individuales y/o grupales; así como también una reunión informativa y/o una presentación audiovisual a través de Internet, en las cuales los potenciales inversores, que pudieran no haber participado en las reuniones informativas, tendrán la oportunidad de realizar preguntas acerca de los negocios de la Sociedad;

v) publicación de uno o más avisos comerciales en uno o más diarios de circulación general en Argentina en los cuales se indiquen las fechas de inicio y finalización del Período de Colocación; y/o

vi) Cualquier otro acto de marketing o distribución del material de la Oferta que los Accionistas Vendedores, en conjunto con los Colocadores, pudieran considerar oportunamente adecuados.

Proceso de Colocación

Presentación de Manifestaciones de Interés

Los potenciales inversores interesados en adquirir las Acciones deberán presentar durante el Período de Colocación las Manifestaciones de Interés, las que serán puestas a disposición de los mismos por los Colocadores y los Agentes Intermediarios Habilitados. Las mismas incluirán, al menos, la siguiente información: (i) nombre o denominación del inversor; (ii) CUIL/CUIT/CDI/CIE; (iii) la Cantidad Solicitada; (iv) el Precio Ofrecido en dólares estadounidenses, o sólo la Cantidad Solicitada sin indicar el Precio Ofrecido, en cuyo caso se entenderá que el Precio Ofrecido será el Precio Definitivo que oportunamente se decida en la Fecha de Adjudicación, cualquiera que éste sea; (v) la moneda de liquidación (Dólares Estadounidenses o Pesos); (vi) la categoría de inversor, entre las siguientes: (a) Institucional, (b) Minorista, (c) Cartera Propia, y (d) No Residente; y (vi) cualquier otro requisito que a criterio de los Colocadores y/o de los Agentes Intermediarios Habilitados sea necesario para asegurar el cumplimiento de las exigencias normativas y la validez de dichas Manifestaciones de Interés.

Para el caso que el inversor no consignare un Precio Ofrecido, los Colocadores y los Agentes Intermediarios Habilitados deberán ingresar la orden en el SICOLP bajo la solapa “no competitiva”.

La cantidad mínima de suscripción será de 70 Acciones para los potenciales inversores que presentaren Manifestaciones de Interés.

Durante el Período de Colocación, los potenciales inversores de las Acciones deberán presentar las Manifestaciones de Interés ante los Colocadores y/o los Agentes Intermediarios Habilitados en el horario de 10:00 a 16:00 horas. A partir de las 16:00 horas del último día del Período de Colocación (la “Fecha de Adjudicación”) no se recibirán nuevas Manifestaciones de Interés.

Las Manifestaciones de Interés tendrán carácter no vinculante y podrán ser retiradas y/o modificadas en tanto no sean ratificadas por los potenciales inversores. En virtud de las facultades previstas por el Artículo 7, Sección I, del Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV los potenciales inversores podrán renunciar a la necesidad de ratificar expresamente sus respectivas Manifestaciones de Interés, otorgándoles carácter vinculante. A las 16:00 horas de la Fecha de Adjudicación todas las Manifestaciones de Interés recibidas por los Colocadores y los Agentes Intermediarios Habilitados, que hayan sido ingresadas en el SICOLP y no hubieran sido retiradas o modificadas; constituirán ofertas firmes, vinculantes e irrevocables, sin necesidad de acción alguna por parte del potencial inversor.

Los inversores podrán presentar más de una Manifestación de Interés.

Los Colocadores y los Agentes Intermediarios Habilitados serán los encargados de recibir las Manifestaciones de Interés por Acciones. Se recomienda a los Agentes Intermediarios Habilitados que, al recibir las Manifestaciones de Interés de parte de los inversores, las ingresen de a una por vez al SICOLP para una correcta visualización de cada Manifestación de Interés para su posterior ingreso al Registro y su análisis de acuerdo a las pautas de adjudicación.

Las Manifestaciones de Interés recibidas por Santander Investment Securities Inc, serán canalizadas al SICOLP a través del Organizador y Colocador.

Durante el Período de Colocación y hasta la Fecha de Adjudicación, los Colocadores y los Agentes Intermediarios Habilitados podrán recibir Manifestaciones de Interés telefónicas, o en forma digital a través de internet y de los sistemas que los Colocadores pongan a disposición de los potenciales inversores. En todos los casos que los Colocadores así lo dispongan, los potenciales inversores deberán entregar copia escrita de todas las Manifestaciones de Interés (incluso aquellas que hayan sido recibidas en forma telefónica o a través de internet) a los Colocadores y/o a los Agentes Intermediarios Habilitados, según sea el caso, antes de las 16:00 horas de la Fecha de Adjudicación, a fin de asegurar el adecuado procesamiento e ingreso en el SICOLP de dichas Manifestaciones de Interés. Las

Manifestaciones de Interés no podrán rechazarse, salvo en los supuestos que contengan errores y/u omisiones de datos que hagan imposible o indebidamente gravoso su procesamiento o bien en los supuestos que se indican a continuación.

Los inversores que presenten Manifestaciones de Interés podrán verse obligados a suministrar a los Colocadores y/o a los Agentes Intermediarios Habilitados a través de los cuales hubieran ingresado la Manifestación de Interés toda aquella información y documentación que pueda ser requerida por aquéllos, a su solo criterio y como condición previa a presentar sus respectivas Manifestaciones de Interés, a fin de dar cumplimiento a las regulaciones aplicables, incluso, a título enunciativo, las leyes y reglamentaciones relacionadas con la prevención del lavado de activos y financiamiento del terrorismo. En los casos en que la información señalada precedentemente: (i) resultare insuficiente, incompleta y/o (ii) no fuera proporcionada en tiempo y forma debida; los Colocadores y/o los Agentes Intermediarios Habilitados podrán rechazar las Manifestaciones de Interés recibidas, sin ningún tipo de responsabilidad, ni derecho de indemnización alguno a favor de los potenciales inversores. Asimismo, los Colocadores y los Agentes Intermediarios Habilitados podrán requerir la presentación de garantías suficientes que aseguren el pago de tales Manifestaciones de Interés en caso de resultar adjudicadas, y en caso de que los correspondientes inversores, no las suministraren, ni los Colocadores ni ningún Agente Intermediario Habilitado, estarán obligados a aceptar tales Manifestaciones de Interés. En caso de rechazo por este motivo, ni los Colocadores ni ningún Agente Intermediario Habilitado, tendrá ningún tipo de responsabilidad frente a los potenciales inversores.

Los Accionistas Vendedores, los Colocadores y los Agentes Intermediarios Habilitados a través de quienes se presenten las Manifestaciones de Interés se reservan el derecho de rechazar cualquiera de las Manifestaciones de Interés si cualquiera de ellos considerara razonablemente que no se han cumplido las leyes y regulaciones aplicables, leyes y reglamentaciones relacionadas con el lavado de activos, incluidas las normas del mercado de capitales para la prevención del lavado de activos y financiamiento al terrorismo emitidas por la UIF y demás normas similares de la CNV, y/o del BCRA; respetando en todos los casos el principio de trato igualitario entre los inversores, sin que tal circunstancia otorgare a los inversores derecho a indemnización alguna. Las Manifestaciones de Interés rechazadas quedarán automáticamente sin efecto.

Ni los Accionistas Vendedores, ni la Sociedad, ni los Colocadores tendrán en ningún caso responsabilidad alguna por las Manifestaciones de Interés presentadas a los Agentes Intermediarios Habilitados. En el caso de Manifestaciones de Interés que se ingresen a través de Agentes Intermediarios Habilitados, tales Agentes Intermediarios Habilitados serán, respecto de las mismas, los únicos responsables de cumplir con la normativa aplicable, incluyendo sin limitación, la normativa sobre prevención del lavado de activos y financiamiento del terrorismo y de que existan garantías suficientes que aseguren el pago de tales Manifestaciones de Interés en caso de resultar adjudicadas, no teniendo los Colocadores responsabilidad alguna. Los Agentes Intermediarios Habilitados serán responsables frente a los Accionistas Vendedores, la Sociedad y/o frente a los Colocadores por los daños y perjuicios que la falta de pago de las Manifestaciones de Interés adjudicadas y cursadas por su intermedio ocasione a los Accionistas Vendedores, la Sociedad y/o a los Colocadores. Ni los Accionistas Vendedores, la Sociedad ni los Colocadores serán responsables por problemas, fallas, pérdidas de enlace errores en la aplicación y/o caídas del software al utilizar el SICOLP. Para mayor información respecto de la utilización del SICOLP, se recomienda a los interesados leer detalladamente el manual que se encuentra publicado en la Página Web del ByMA “*Sistema de Colocaciones Primarias – SICOLP*”.

Terminación, suspensión, interrupción o prórroga del Período de Colocación

Los Accionistas Vendedores podrán terminar, suspender, interrumpir o prorrogar el Período de Colocación, en cuyo caso dicha alteración será informada con anticipación a la finalización de dicho período mediante un aviso complementario al Aviso de Oferta a ser publicado en: (i) el Boletín Diario de la BCBA, actuando esta entidad en virtud del ejercicio de facultades delegadas por ByMA en favor de aquella; y (ii) la Página Web de la CNV, bajo el ítem “Información Financiera”. En dicho caso, los inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés durante el Período de Colocación podrán, a su solo criterio y sin penalidad alguna, retirar tales Manifestaciones de Interés en cualquier momento anterior a las 16:00 horas de la Fecha de Adjudicación.

La terminación interrupción, suspensión o prórroga del Período de Colocación no generará responsabilidad alguna ni para los Accionistas Vendedores, ni la Sociedad, ni para los Colocadores, ni otorgará a los inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés, ni a los Agentes Intermediarios Habilitados, derecho a compensación o indemnización alguna. En caso de terminación del Período de Colocación, las Manifestaciones de Interés que se hayan presentado quedarán automáticamente sin efecto.

Proceso de Adjudicación

General

Durante el Período de Colocación, los Colocadores y los Agentes Intermediarios Habilitados ingresarán las Manifestaciones de Interés recibidas en el SICOLP. En la Fecha de Adjudicación, tan pronto como sea posible después de las 16:00 horas de la Fecha de Adjudicación, el Organizador y Colocador procederá al cierre del SICOLP (el “Cierre del Registro”).

En la Fecha de Adjudicación, con posterioridad al Cierre del Registro por parte del Organizador y Colocador, los Accionistas Vendedores determinarán: (i) el Precio Definitivo; (ii) la cantidad de Acciones a adjudicarse; y (iii) la adjudicación de las Acciones.

Procedimiento para la determinación del Precio Definitivo

Durante el Período de Colocación, los Colocadores mantendrán una curva de demanda que incluirá la totalidad de los Precios Ofrecidos de las Acciones en base a las Manifestaciones de Interés recibidas.

En la Fecha de Adjudicación, los Accionistas Vendedores y el Organizador y los Colocadores analizarán la curva de demanda que incluirá la totalidad de los Precios Ofrecidos de las Acciones en base a las Manifestaciones de Interés recibidas.

El Rango de Precio Indicativo podrá ser modificado en el Aviso de Oferta y periódicamente durante el Período de Colocación en función de las condiciones de mercado y al nivel de precios que sean ofrecidos en las Manifestaciones de Interés. Dicha alteración del Rango de Precio Indicativo será informada mediante un aviso complementario al Aviso de Oferta a ser publicado en la: (i) BCBA para su publicación en el Boletín Diario de la BCBA actuando esta entidad en virtud del ejercicio de facultades delegadas por el ByMA en favor de aquella; y (ii) Página Web de la CNV, bajo el ítem “Información Financiera”; donde además se les informará expresamente a aquellos potenciales inversores que hubieren presentado una Manifestación de Interés que tienen derecho de retirar y/o modificarla. Asimismo, en caso de que dicho rango de precio indicativo fuera modificado el día anterior a la Fecha de Adjudicación, los Accionistas Vendedores prorrogarán el Período de Colocación durante al menos un (1) día a fin de que los potenciales inversores cuenten con tiempo suficiente para poder retirar, modificar y/o ratificar sus Manifestaciones de Interés. Los Accionistas Vendedores podrán (pero no estarán obligados) a recibir y aceptar Manifestaciones de Interés que se encuentren por fuera del Rango de Precio Indicativo. En caso de modificarse el rango de precio indicativo, se ampliará el período de difusión en 1 día

En base a la curva generada por las Manifestaciones de Interés ingresadas en el SICOLP, y basándose en estándares de mercado habituales y razonables para operaciones de similares características, en la Fecha de Adjudicación, los Accionistas Vendedores, en conjunto con los Colocadores, determinarán el Precio Definitivo. Una vez determinado, la Sociedad informará el Precio Definitivo mediante la Publicación del Aviso de Resultado que será publicado durante un (1) Día Hábil en el Boletín Diario de la BCBA, actuando esta entidad en virtud del ejercicio de facultades delegadas por ByMA en favor de aquella y en la Página Web de la CNV, bajo el ítem “Información Financiera” en la Fecha de Adjudicación.

Todas las Acciones que hubieren sido adjudicadas en virtud de las Manifestaciones de Interés lo serán al Precio Definitivo.

Proceso de Adjudicación de las Acciones

A los efectos de poder contar con la mayor información para el correcto desarrollo del proceso de adjudicación, los Accionistas Vendedores tendrán la facultad de consultar a cada uno de los Colocadores y a los Agentes Intermediarios Habilitados, respecto de la identificación de cada inversor que ingresó las Manifestaciones de Interés por cada uno de ellos a los fines de verificar las pautas de adjudicación indicadas en la presente sección.

Se prevé colocar las Acciones pudiendo dar prioridad a las Manifestaciones de Interés que se hayan recibido de inversores que califiquen como inversores minoristas en Argentina y por una Cantidad Solicitada de hasta treinta mil (30.000) Acciones por inversor minorista interesado. Asimismo, se podrá dar prioridad a compradores institucionales internacionales y argentinos, incluyendo, sin limitación fondos comunes de inversión, fondos de pensión, compañías de seguros, entidades financieras, agentes de liquidación y compensación y administradores de cuentas de banca privada. En tal caso, se dará prioridad a aquellas Manifestaciones de Interés que se reciban de inversores que en general mantengan este tipo de valores negociables en su portafolio a largo plazo, con el objetivo de que el precio del mercado secundario de las Acciones se beneficie de una base de inversores estable, interesados en mantener posiciones de largo plazo. Los criterios de adjudicación de las Acciones entre inversores a ser utilizados por los Accionistas Vendedores se basarán, entre otros, en los antecedentes del inversor en relación con la participación en operaciones similares, la magnitud de la Manifestación de Interés, la competitividad de la indicación del Precio Ofrecido durante el Período de la Oferta, el interés del inversor en el perfil de la Sociedad y la calidad crediticia del inversor.

Las adjudicaciones de las Acciones serán efectuadas a un mismo Precio Definitivo para todos los inversores que resultaren adjudicados.

Ni los Accionistas Vendedores, ni la Sociedad ni los Colocadores pueden asegurar a los inversores que sus Manifestaciones de Interés serán efectivamente adjudicadas ni que, en caso de que ello sucediera, que se les adjudicará la cantidad total de las Acciones que hayan solicitado, ni que se les adjudicarán las Acciones al Precio Ofrecido, ni que el porcentaje de adjudicación sobre la cantidad total solicitada entre dos Manifestaciones de Interés de iguales características será el mismo.

Ningún inversor que haya presentado una Manifestación de Interés con un Precio Ofrecido inferior al Precio Definitivo recibirá Acciones.

Ni los Accionistas Vendedores, ni la Sociedad, ni los Colocadores ni los Agentes Intermediarios Habilitados, tendrán ningún tipo de obligación de informar individualmente a cualquier inversor cuyas Manifestaciones de Interés hayan quedado total o parcialmente excluidas, que tales Manifestaciones de Interés han sido excluidas total o parcialmente.

En la Fecha de Adjudicación, se publicará el Aviso de Resultado en la página web de la CNV en el ítem “Información Financiera” y en el Boletín Diario de la BCBA, actuando esta entidad en virtud del ejercicio de facultades delegadas por ByMA en favor de aquella, indicándose (i) la cantidad de Acciones adjudicadas y (ii) el Precio Definitivo.

La colocación de las Acciones podría declararse desierta cuando: (i) no se hayan recibido Manifestaciones de Interés por lo menos por una cantidad de Acciones satisfactoria para los Accionistas Vendedores; (ii) los Precios Ofrecidos hubieren sido inferiores a los esperados por los Accionistas Vendedores; y/o (iii) hubieran sucedido cambios adversos en los mercados financieros y/o de capitales locales, así como en las condiciones generales de la Sociedad y/o de Argentina, incluyendo, con carácter meramente enunciativo, condiciones políticas, económicas, financieras y/o de tipo de cambio en Argentina y/o crediticias de la Sociedad que pudieran hacer que no resulte aconsejable efectuar la transacción contemplada en el presente Prospecto.

Los potenciales inversores deberán tener presente que en caso de ser declarada desierta la colocación de las Acciones por cualquier causa que fuere, las Manifestaciones de Interés recibidos quedarán automáticamente sin efecto. Tal circunstancia no generará responsabilidad de ningún tipo ni para los Accionistas Vendedores, ni la Sociedad, ni para los Colocadores y/o los Agentes Intermediarios Habilitados, ni otorgará a los inversores que presentaron dichas Manifestaciones de Interés derecho a compensación ni indemnización alguna. La decisión de declarar desierta la colocación será informada mediante un aviso complementario al presente, que se publicará en la Página Web de la CNV y por 1 (un) Día Hábil en el Boletín Diario de la BCBA, actuando esta entidad en virtud del ejercicio de facultades delegadas por ByMA en favor de aquella.

Proceso de Pago

Forma y Plazo de Pago de las Acciones

Los inversores cuyas Manifestaciones de Interés hayan sido adjudicados deberán realizar el pago del Monto a Pagar a través de los Colocadores y los Agentes Intermediarios Habilitados, a través del cual hubieren cursado las mismas.

Las Acciones adquiridas en el marco de la Oferta deberán pagarse en Dólares Estadounidenses o en Pesos al tipo de cambio vendedor billete del Banco de la Nación Argentina informado el día anterior a la Fecha de Liquidación. Los pagos se podrán realizar mediante transferencia bancaria u otro medio electrónico de pago no más tarde de la Fecha de Pago, según las instrucciones de pago contenidas en el Aviso de Suscripción o en el Aviso de Resultados, según corresponda.

Los Agentes Intermediarios Habilitados a través de quienes se hayan presentado Manifestaciones de Interés por las Acciones que hayan resultado adjudicadas de acuerdo a lo detallado más arriba, deberán transferir los fondos recibidos de parte de los inversores que hubieren cursado las Manifestaciones de Interés a la cuenta que oportunamente les indique ByMA a fin de pagar las Acciones que les hayan sido adjudicadas. Luego de que se hayan recibido los fondos provenientes de los Agentes Intermediarios Habilitados, ByMA transferirá dichos fondos a la cuenta que será indicada oportunamente por el Organizador y Colocador, actuando como agente de liquidación. Asimismo, AR Partners, deberá transferir los fondos recibidos del pago de parte de los inversores que hubieren cursado las Manifestaciones de Interés a través suyo a la cuenta que oportunamente le indique el Organizador y Colocador, en su carácter de Agente de Liquidación.

Mora en el pago de las Acciones

La mora en el pago de las Acciones se producirá en forma automática en la Fecha de Pago, por el mero vencimiento de los plazos antes mencionados y otorgará el derecho a los Accionistas Vendedores a reclamar judicialmente el pago. La mora implicará la pérdida del derecho a adquirir las Acciones requeridas. En tal sentido, en caso de que cualquiera de los inversores no abonaren total o parcialmente el Monto a Pagar, mediante el pago de los fondos a la hora que se especifique oportunamente en el Aviso de Oferta, los Accionistas Vendedores, a su sólo criterio, podrán declarar caduco el derecho de dicho inversor de recibir tales Acciones y tenerlas por no vendidas, o tomar cualquier otra medida respecto de ellas que acuerde con los Colocadores, sin que sea necesario el consentimiento del inversor.

Forma y Fecha de Liquidación de las Acciones

La Fecha de Liquidación tendrá lugar no más tarde del tercer Día Hábil contado desde la fecha de fijación del Precio Definitivo y será informada en el correspondiente Aviso de Resultado. Las Acciones adquiridas en el marco de la Oferta serán acreditadas en las cuentas que al efecto indiquen los inversores en las Manifestaciones de Interés o los Agentes Intermediarios Habilitados a través de quienes hubieran ingresado sus Manifestaciones de Interés.

En la Fecha de Liquidación: el Organizador y Colocador, actuando como agente de liquidación, procederá a transferir: (a) contra la recepción del Monto a Pagar, las Acciones que les fueran adjudicadas a los inversores que hayan ingresado las Manifestaciones de Interés a través suyo, a las cuentas comitentes en Caja de Valores que los inversores le hubieran indicado previamente (salvo en aquellos casos de inversores institucionales que hayan ingresado las Manifestaciones de Interés exclusivamente a través suyo y que por cuestiones regulatorias, sea necesario transferir las Acciones previamente a ser abonado el correspondiente Monto a Pagar); (b) las Acciones correspondientes a los inversores que hayan ingresado las Manifestaciones de Interés a través de AR Partners S.A., a ByMA quien procederá a transferir las mismas a la cuenta en Caja de Valores que AR Partners S.A. le hubiera indicado previamente, quien a su vez, contra la recepción del Monto a Pagar, transferirá las Acciones que les fueran adjudicadas a los inversores que hayan ingresado las Manifestaciones de Interés a través suyo, a las cuentas comitentes en Caja de Valores que los inversores le hubieran indicado previamente (salvo en aquellos casos de inversores institucionales que hayan ingresado las Manifestaciones de Interés exclusivamente a través suyo y que por cuestiones regulatorias, sea necesario transferir las Acciones previamente a ser abonado el correspondiente Monto a Pagar); y (c) contra la recepción del Monto a Pagar, a ByMA, quien en su carácter de agente de liquidación de los Agentes Intermediarios Habilitados, procederá a transferir las Acciones que hayan sido adjudicadas a los inversores que hubieren cursado las Manifestaciones de Interés a través de los Agentes Intermediarios Habilitados a las cuentas en Caja de Valores que los inversores hayan indicado previamente a dichos Agentes Intermediarios Habilitados.

(c) Notificación para posibles inversores fuera de Argentina

Las Acciones Clase B no han sido autorizadas para su oferta pública en jurisdicción diferente de la de Argentina ni han sido registradas ante ningún otro organismo de contralor diferente de la CNV en Argentina. Las Acciones Clase B no podrán ser vendidas por oferta

pública fuera de la Argentina y, en su caso, sólo podrán ofrecerse de forma privada sujeto a la legislación vigente y los procesos establecidos en la jurisdicción relevante.

Estados Unidos

Las Acciones Clase B no podrán ser ofrecidos ni vendidos dentro de los Estados Unidos ni a personas estadounidenses, salvo en operaciones que estén exentas de los requisitos de registro de la Securities Act.

Las Acciones no han sido registradas bajo la Ley de Títulos Valores bajo ninguna ley de valores de ningún estado ni bajo ninguna ley de ninguna otra jurisdicción. A menos que estén registradas, las Acciones pueden ofrecerse solo en transacciones que estén exentas de registro según la Ley de Títulos Valores o las leyes de valores de cualquier otra jurisdicción. Asimismo, las Acciones podrán ofrecerse solamente a personas fuera de los Estados Unidos en virtud de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores.

Uruguay

La oferta de las Acciones Clase B no se encuentra autorizada para ser ofrecida por oferta pública en la República Oriental del Uruguay ni registrada en el Banco Central uruguayo. Las Acciones Clase B no pueden ser ofrecidas conforme la Ley de Mercado de Valores de Uruguay N° 18.627 salvo que sean registradas de conformidad con los términos y condiciones establecidos en dicha ley. Las Acciones Clase B podrán ser ofrecidas en forma privada y no podrán ser ofrecidas directamente a personas físicas o determinadas personas jurídicas y no podrán ser ofrecidas en ningún mercado de valores o bolsa de comercio uruguayo ni podrán hacerse actividades de marketing o publicidad relacionadas con las mismas. La oferta de las Acciones Clase B es estrictamente confidencial y no podrá ser distribuida.

Paraguay

Las Acciones Clase B no han sido autorizadas para su oferta pública dentro de la República del Paraguay ni han sido registrados en la Comisión Nacional de Valores de la República del Paraguay. Las Acciones Clase B no podrán ser vendidas por oferta pública conforme la Ley de Mercado de Valores 1.284/1998, según la misma fuera modificada y complementada, de la República del Paraguay a menos que sean registrados conforme los términos de dicha norma. Las Acciones Clase B podrán ser ofrecidas de forma privada y no pueden ofrecerse a personas físicas ni jurídicas indeterminadas y no podrán ser ofrecidos en bolsas de valores de la República del Paraguay ni publicitados en ningún medio.

Chile

La oferta de las Acciones Clase B se encuentra sujeta a la regla general N° 336 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile ("SVS"). Las Acciones Clase B ofrecidas no han sido registrados en el Registro de Valores ni en el Registro de Valores Extranjeros de la SVS y, por lo tanto, no se encuentran sujetos a supervisión de la SVS. En su calidad de valores negociables no registrados, la Sociedad no está requerida a comunicar información pública de las Acciones Clase B en Chile. Las Acciones Clase B no podrán ser ofrecidas públicamente en Chile a menos que sean registradas en el registro de valores correspondiente.

(d) Mercados

Luego de fijado el precio de la Oferta, es intención de la Sociedad que las acciones Clase B de la Sociedad se listen y se negocien en ByMA con el símbolo "DGCE". A tales fines se han solicitado, las autorizaciones correspondientes.

(e) Accionistas Vendedores

Los Accionistas Vendedores son Gonzalo Pérès Moore, Jorge Bledel, Guillermo Pablo Reca, Nicolás Martín Caputo, Ronaldo Emilio Strazzolini, Central Puerto S.A., Diego Miguel Pando Soldati, Santiago Miguel Pando Soldati, Rafael Miguel Pando Soldati y María Pía Pando.

(h) Gastos de la Oferta

Se calcula que los gastos en relación con la Oferta, serán los siguientes:

	Monto a pagar en Pesos	Porcentaje que representa en la Oferta
Aranceles CNV	1.953.496	0,050%
Aranceles por listado en el ByMA	488.374	0,013%
Honorarios de los Colocadores	101.581.797	2,6%
Honorarios y gastos de asesoramiento legal	1.500.000	0,038%
Honorarios y gastos de asesoramiento contable	200.000	0,005%
Gastos de publicación	200.000	0,005%
Total	105.923.667	2,711%

Todos los montos del cuadro son estimados.

Los gastos serán soportados por la Sociedad, excepto los Honorarios de los Colocadores y Aranceles de CNV, que corresponden a las acciones a ser vendidas por los Accionistas Vendedores, los cuales serán a cargo de los Accionistas Vendedores.

Régimen de oferta pública de adquisición obligatoria

La Compañía está sujeta a las normas sobre oferta pública de adquisición obligatoria establecidas en la Ley N° 26.831, las cuales disponen que en ciertas circunstancias debe lanzarse una oferta pública de adquisición obligatoria con respecto a una parte o la totalidad de las acciones en circulación de una sociedad. Estas circunstancias incluyen situaciones en las que una persona pretenda adquirir a título oneroso, actuando en forma individual o concertada con otras personas en un sólo acto o en actos sucesivos, durante un período de 90 días corridos, una cantidad de acciones con derecho de voto, derechos de suscripción u opciones para la compra de acciones, títulos negociables convertibles, o títulos similares, que junto con la actual participación de dicha persona podrían, directa o indirectamente, dar derecho a la misma a suscribir, comprar o convertir acciones con derecho de voto, acciones con derecho a una “participación significativa” o, que una vez ejercidas, confieran el derecho a una “participación significativa” del capital social con derecho de voto de una sociedad que lista en un mercado autorizado.

En tales circunstancias, el potencial comprador debe lanzar la oferta pública de adquisición (“OPA”) dentro de los 10 días de haber tomado la decisión de participar en la adquisición.

Dicha obligación no será aplicable en los casos en que la adquisición no provocara una toma de control de la sociedad. Tampoco sería aplicable en los casos en que exista un cambio de control como consecuencia de una reorganización societaria o como una consecuencia de meras redistribuciones de acciones entre compañías del mismo grupo.

Concepto de “participación significativa”

Las normas establecen la obligación de llevar a cabo una oferta con respecto a una parte o la totalidad de las acciones en circulación de la compañía en base al porcentaje del capital social con derecho de voto a ser adquirido. Las normas establecen las siguientes obligaciones en relación la OPA:

- Cuando el objetivo sea adquirir una participación igual o mayor al 35% del capital social con derecho de voto y/o de los votos de la sociedad, la oferta debe efectuarse por una cantidad de títulos que permitiría al comprador adquirir como mínimo el 50% del capital social con derecho de voto de la sociedad afectada.
- Cuando se pretenda una participación igual o mayor al 50% del capital social con derecho de voto o de los votos de la sociedad, la oferta deberá hacerse por la cantidad de títulos que permitirían al comprador obtener el 100% del capital social con derecho de voto de la sociedad afectada. La aplicación de esta disposición tendrá prioridad sobre la disposición prevista en el párrafo anterior.

Determinación del precio de la OPA en el supuesto de cambio de control

El precio a ofrecer será un precio equitativo establecido por el oferente.

Con el objeto de determinar el precio equitativo a ofrecer, se deberán ponderar los siguientes criterios, de acuerdo con las Normas de la CNV: (i) el valor patrimonial de las acciones; (ii) valor de la compañía valuada según criterio de flujos de fondos descontados y/o indicadores aplicables a compañías o negocios comparables; y (iii) el precio promedio de las acciones durante el semestre inmediatamente anterior a la “oferta”. En base a ciertas interpretaciones de la Ley N° 26.831 y las Normas de la CNV, la CNV interpretó que el precio promedio de las acciones durante el semestre anterior a la “oferta” debería ser considerado como un precio mínimo. La CNV podría objetar el precio, así como cualquier accionista oferente.

Sanciones por incumplimiento

Sin perjuicio de las sanciones establecidas por las Normas de la CNV, la Ley N° 26.831 dispone que con respecto a las adquisiciones que violen dicho régimen la CNV podrá declarar irregular e ineficaz a los efectos administrativos y dispondrá la subasta de las participaciones adquiridas en infracción, sin perjuicio de las sanciones que pudieren corresponder.

Régimen de oferta pública de adquisición en el caso del retiro voluntario del sistema de oferta pública y listado en Argentina

La Ley N° 26.831 y las Normas de la CNV establecen asimismo que cuando una sociedad, cuyas acciones fueran ofrecidas públicamente y listaran en Argentina, acordara retirarse voluntariamente del régimen de oferta pública y listado, deberá cumplir de igual modo con los procedimientos que prevén las Normas de la CNV, y deberá también lanzar una OPA por el total de sus acciones o derechos de suscripción, o títulos convertibles en acciones, u opciones para la compra acciones, en virtud de los términos previstos en dicha reglamentación. No es necesario extender la OPA a los accionistas que votaron por el retiro en la asamblea de accionistas.

La adquisición de acciones propias deberá efectuarse con ganancias realizadas y líquidas o con reservas libres, toda vez que estén plenamente integradas, y con motivo de su amortización o enajenación, según los términos establecidos en el Art. 221° de la Ley General de Sociedades de Argentina, y la sociedad deberá acreditar ante CNV que cuenta con la liquidez necesaria para efectuar dicha adquisición y que el pago de las acciones no afectará su solvencia.

De acuerdo con el Art. 98° de la Ley N° 26.831, el precio ofrecido en el caso de un retiro voluntario del régimen de oferta pública y listado en Argentina deberá ser un precio equitativo, pudiéndose ponderar para tal determinación los criterios indicados a continuación:

- el valor patrimonial de las acciones, considerándose a ese fin un balance especial de retiro del régimen de oferta pública y listado;
- el valor de la compañía valuada según criterios de flujo de fondos descontados e indicadores aplicables a compañías o negocios comparables;
- el valor de liquidación de la sociedad;
- cotización media de los valores durante el semestre inmediatamente anterior al del acuerdo de solicitud de retiro, cualquiera sea el número de sesiones en que se hubieran negociado; y
- el precio de la contraprestación ofrecida con anterioridad o la colocación de nuevas acciones, en el supuesto de que se hubiese formulado alguna una oferta pública de adquisición respecto de las mismas acciones o emitido nuevas acciones, según corresponda, en el último año, a contar de la fecha del acuerdo de solicitud de retiro.

El precio equitativo ofrecido no podrá ser inferior al precio indicado en el cuarto apartado precedente en ningún caso.

Oferta pública de adquisición obligatoria o voluntaria en el supuesto de control casi total

Si un accionista o grupo de accionistas fuera titular, directa o indirectamente, del 95% o más del capital social en circulación de una sociedad argentina cuyas acciones listen en mercados de valores, cualquier accionista minoritario podrá solicitar que el accionista controlante lance una OPA respecto de todas las acciones en circulación de dicha sociedad. Asimismo, toda persona que sea titular, directa o indirectamente, del 95% o más del capital social en circulación de una sociedad argentina cuyas acciones listen en mercados de valores podrá emitir una declaración unilateral de su intención de comprar todas las acciones en circulación de dicha sociedad dentro de los seis meses siguientes a la fecha de adquisición del control casi total, y retirar a la sociedad de la oferta pública y a sus acciones del listado y negociación. El precio ofrecido deberá ser un precio equitativo, en función de los criterios fijados por la Ley N° 26.831, pero en ningún caso podrá ser menor al precio de negociación promedio de tales acciones durante el período de seis meses anterior a la solicitud de OPA.

ANEXO A – ESTADOS FINANCIEROS DE DGCE

Los estados financieros anuales correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017, 2016, 2015 y 2014 se encuentran a disposición de los interesados en las oficinas de la Sociedad ubicadas en Av. Presidente Figueroa Alcorta N° 7.174, 3° piso, C1428BCU, CABA, Argentina.

Anexo B

Plan de Inversiones 2017-2022

**PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS -
Distribuidora de Gas del Centro S.A.**

Denominación del Proyecto	Descripción	Provincia	Monto (en miles de Pesos)
Actualización Software, drivers, etc. p/Sist. Scada.	La inversión consiste en la adquisición de las licencias y software que correspondan según el análisis de cada caso en el momento de su implementación.	Varias	0,64
Adquisición de Instrumentos de Medición - Control de calidad	Adquisición de instrumentos para medición de azufre y sulfuro de hidrógeno	Córdoba	0,48
Big Data (Análisis predictivo, comportamiento de consumos, pagos, demanda, Forecast, etc.)	Big Data - Consultoría + Viáticos	Varias	2,39
Big Data (Análisis predictivo, comportamiento de consumos, pagos, demanda, Forecast, etc.)	Big Data - Hardware	Varias	2,39
Big Data (Análisis predictivo, comportamiento de consumos, pagos, demanda, Forecast, etc.)	Big Data - Licencias	Varias	0,80
CRM Sistema integral de manejo de la relación con el Cliente integrado a SAP	Gestión de relación de Clientes y Gestión por Twitter, Instagram, WS, Facebook Licencias	Varias	1,95
CRM Sistema integral de manejo de la relación con el Cliente integrado a SAP	Gestión de relación de Clientes y Gestión por Twitter, Instagram, WS, Facebook Consultoria	Varias	1,05
CRM Sistema integral de manejo de la relación con el Cliente integrado a SAP	Gestión de relación de Clientes y Gestión por Twitter, Instagram, WS, Facebook Servodor	Varias	0,29
Digitalización de Documentos y Formularios	Digitalización de Documentos y Formularios - Consultoría + Viáticos	Varias	1,20
Digitalización de Documentos y Formularios	Digitalización de Documentos y Formularios - hardware	Varias	0,83
Digitalización de Documentos y Formularios	Digitalización de Documentos y Formularios - Licencias	Varias	0,80
Equipo Williamson (de 4 a 12 pulgadas Serie 300)	Equipo Williamson	Varias	44,59
Instalación de sistema de medición en PRP 25/1,5 kg/cm ²	Instalación de sistema de medición en PRP 25/1,5 bar Poeta Lugones. Ciudad de Córdoba	Córdoba	0,52
Instalación de sistema de medición en PRP 70/4 bar Etruria	Instalación de sistema de medición en PRP 70/4 bar Etruria	Córdoba	0,18
Instalación Nuevos Puntos Scada	De acuerdo a las necesidades requeridas por los distintos sectores de la compañía se preve la contratación de Mano de Obra (con materiales menores) para la instalación de 75 nuevos puntos remotos en el período 2017 - 2021. Previamente se iniciarían los procesos de compra del equipamiento más relevante (y que más demora de entrega tiene) para disponerlos en el momento de su instalación.	Varias	35,66
Instalación y puesta en funcionamiento de skids mecánicos 25/4 bar	Instalación y puesta en funcionamiento del Skid mecánico 25/4 bar Arroyo Los Patos, Las Rabonas y Los Hornillos - Sistema Traslasieras	Córdoba	5,94
Inteconexiones de redes Zona Sur Catamarca	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 1430 metros de cañería de PE Ø 180mm, un tramo de 1140m de cañería de PE Ø 125mm, y otro tramo 1160m de cañería de PE Ø 90mm haciendo un total de cañería de 3730 metros.	Catamarca	5,22
Master Plan Planta Cba (1ra. Etapa)	Edificio de capacitación (Ex Matriculados).	Córdoba	1,38
Master Plan Planta Cba (1ra. Etapa)	Nuevo instalación interna de Gas Natural en edificio del predio de Planta Córdoba	Córdoba	0,34
Master Plan Planta Cba (1ra. Etapa)	Adecuación estacionamiento clientes	Córdoba	1,04
Master Plan Planta Cba (2da. Etapa)	Ejecución de edificio pre moldeado para nuevas vacantes	Córdoba	9,93

Master Plan Planta Cba (2da. Etapa)	Infraestructura Energia electrica de emergencia y de respaldo. (Grupo electrogeno y UPS)	Córdoba	1,72
Nueva PRP 10/1,5 bar	Instalación y puesta en funcionamiento de una nueva PRP 10/1,5 bar Q=5.000 m ³ /h para la ciudad de Bell Ville.	Córdoba	5,91
Nueva PRP 25/4 bar Parque Siquiman	Provisión e instalación de los componentes mecánicos para una Planta Reguladora de Presión 25/4 bar	Córdoba	3,41
Nueva PRP 25/4 bar Villa de Soto	Provisión e instalación de los componentes mecánicos para una Planta Reguladora de Presión 25/4 bar caudal 800 m ³ /h.	Córdoba	3,41
Nueva PRP 25/1,5 bar Zona Sur Catamarca	obras civil y montaje para instalación de una Planta Reguladora de Presión 25/1,5 bar caudal 4.000 m ³ /h.	Catamarca	2,84
Nueva PRP 25/4 bar Zona Sur La Rioja	Provisión e instalación de los componentes mecánicos y las obras civiles para instalación de una Planta Reguladora de Presión 10/1,5 bar caudal 7.500 m ³ /h.	La Rioja	5,91
Nueva PRP 40/4 bar Los Cocos - San Esteban	Provisión e instalación de los componentes mecánicos para una Planta Reguladora de Presión 40/4 bar caudal 4.000 m ³ /h.	Córdoba	8,75
Nueva PRP 40/4 bar San Marcos Sierras	Provisión e instalación de los componentes mecánicos para una Planta Reguladora de Presión 40/4 bar caudal 800 m ³ /h.	Córdoba	8,53
Nueva red de distribución para Villa santa Cruz del Lago - Estancia Vieja	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	11,64
Nueva red de distribución para Agua de Oro / El Manzano / Villa Cerro Azul	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø varios. Sobre la R.P. E-53	Córdoba	11,64
Nueva red de distribución para Alejo Ledesma	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	5,82
Nueva red de distribución para Alto Alegre	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 2.480 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,90
Nueva red de distribución para Ambul	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 1.720 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	2,22
Nueva red de distribución para Ana Zumarán	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 900 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	0,58
Nueva red de distribución para Arias	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	5,82
Nueva red de distribución para Arroyo Los Patos	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø varios.	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Ascochinga	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø 125 mm	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Avellaneda	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 1.040 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,34
Nueva red de distribución para Bengolea	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	2,32
Nueva red de distribución para Benjamín Gould	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,73

Nueva red de distribución para Biale Massé	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios.	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Bower	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 1.400 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,81
Nueva red de distribución para Cabalango	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 1.100 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,42
Nueva red de distribución para Canals	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	5,82
Nueva red de distribución para Cavanagh	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Charras	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	2,79
Nueva red de distribución para Chilibroste	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 2.160 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,48
Nueva red de distribución para Chucul	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	0,95
Nueva red de distribución para Cintra	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	3,10
Nueva red de distribución para Colonia Silvio Pellico	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 4.500 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,04
Nueva red de distribución para Colonia Tirolesa	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø varios.	Córdoba	5,82
Nueva red de distribución para Corralito	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Cruz de Caña - La Ramada - Quebracho Ladeado	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	11,64
Nueva red de distribución para Despeñaderos	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Guatimozín	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para La Granja	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø varios.	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para La Higuera	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 1.240 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,60
Nueva red de distribución para La Paz - Loma Bola - Las Chacras	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	11,07
Nueva red de distribución para Las Calles	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø varios.	Córdoba	6,01

Nueva red de distribución para Las Rabonas	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios.	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Las Varas	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	3,28
Nueva red de distribución para Los Cerrillos	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	4,14
Nueva red de distribución para Los Cocos	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios.	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Los Hornillos	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios.	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Los Molinos	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 1.520 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,97
Nueva red de distribución para Lozada	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Luyaba - Corralito - La Travesía	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	11,64
Nueva red de distribución para Mayu Sumaj - San Antonio de Redondo	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	11,64
Nueva red de distribución para Monte Ralo	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 1.560 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	2,02
Nueva red de distribución para Noetinger	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	5,82
Nueva red de distribución para Olaeta	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,68
Nueva red de distribución para Panaholma	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 900 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,16
Nueva red de distribución para Parque Siquiman	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios.	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Paso Viejo	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Rafael García	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 1.780 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	2,30
Nueva red de distribución para Río Primero	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Saira	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 2.400 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	2,46
Nueva red de distribución para Salsacate - Taminga	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	11,64

Nueva red de distribución para Salsipuedes / El Pueblito	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios.	Córdoba	11,64
Nueva red de distribución para San Agustín	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para San Antonio de Litín	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	3,38
Nueva red de distribución para San Carlos Minas	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para San Esteban	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios.	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para San Javier - Yacanto - El Pueblito	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	11,64
Nueva red de distribución para San José	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 900 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	5,18
Nueva red de distribución para San Marcos Sierra	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios.	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para San Vicente	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	3,00
Nueva red de distribución para Sarmiento	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Saturnino Laspiur	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Serrezuela	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Tala Cañada	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 1.480 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,91
Nueva red de distribución para Tuclame	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Vicuña Mackenna	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Villa Cura Brochero	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Villa de Soto	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios.	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución para Villa Gutiérrez	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 900 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,16
Nueva red de distribución para Villa Icho Cruz - Cuesta Blanca - Tala Huasi	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	11,64
Nuevo Portal Web para Trámites y Consultas On Line	Nuevo Portal Web para Trámites y Consultas On Line	Varias	2,92

Piping 3D (Diseño de Cañerías)	Software de DISEÑO DE CAÑERÍAS, MAQUETAS 3D, DIAGRAMAS P&IDs Y DOCUMENTACION	Varias	0,41
Potenciamiento PRI 40/20,5 bar Ferreyra	Potenciamiento de la PRI Ferreyra (Pe 40 bar - Pr 20,5 bar - Q=120.000 m³/h.)	Córdoba	0,00
Potenciamiento PRI 40/20,5 bar Yofre	Potenciamiento de la PRI Yofre (Pe 40 bar - Pr 20,5 bar - Q=120.000 m³/h.)	Córdoba	0,00
Ramal de alimentación a nueva PRP 10/1,5 bar	Ramal de alimentación Ø152mm y aproximadamente 2700 metros de longitud a nueva PRP 10/1,5 bar Ciudad de Bell Ville	Córdoba	16,53
Ramal de alimentación a PRP Zona Sur Catamarca	Construccion de un Ramal Ø4" long.:640m MAPO 25bar en la Zona Sur Catamarca	Catamarca	2,61
Ramal de refuerzo a PRP 25/1,5 Country Los Molinos	Loop de refuerzo (3.150 m - Ø2")al ramal de aproximación a la PRP 25/1,5 del Country Los Molinos	Córdoba	6,43
Ramal Tramo 2 Zona Sur La Rioja	Construccion de un Ramal Ø6" long.: 4.100m y Ø4" long.: 40m MAPO 10bar en la Zona Sur de La Rioja	La Rioja	25,45
Ramal Tramo 3 Zona Sur La Rioja	Construccion de un Ramal Ø6" long.: 720m, Ø4" long.: 1526m MAPO 10bar en la Zona Sur de La Rioja	La Rioja	10,64
Ramal Tramo 4 Zona Sur La Rioja	Construccion de un Ramal Ø4" long.: 770m MAPO 10bar en la Zona Sur de La Rioja	La Rioja	3,14
Recambio Central Telefónica	Recambio Central Telefónica	Varias	0,67
Reemplazo Call Center	Reemplazo Call Center	Varias	1,19
Reemplazo de Puntos de Scada existentes	La inversión consiste en la adquisición del equipamiento necesario para la readecuación de 40 puntos existentes de Scada y PMAC. Dicho equipamiento incluye computadores de caudal, paneles solares, reguladores de carga, baterías, gabinetes, modems GPRS, etc.	Varias	14,64
Reemplazo válvulas reguladoras	Reemplazo válvulas reguladoras	Varias	13,08
Relevamiento Aéreo de Trazas, Topología, Inspección (Drone)	Relevamiento Aéreo de Trazas, Topología, Inspección (Drone)	Varias	1,43
Relevamiento con GPS Sub-Métrico	Relevamiento con GPS Sub-Métrico	Varias	0,96
Reemplazo Anillo Industrial	Remplazo Anillo Industrial tramo Córdoba-Saldan aproximadamente 1350m de cañería Ø6" (tramo 1) más 250 metros (tramo 2)	Córdoba	9,80
Reemplazo en Cruces Encamisados de ramales y gasoductos	Reemplazo en Cruces Encamisados de ramales y gasoductos se consideran 30 cruces de Ø 203mm y 30 metros de longitud. (60 x 8 x 30= 14.400 u\$s por cruce)	Varias	9,17
Repotenciamiento PRP 10/1,5 bar Ciudad de Marcos Juárez	Repotenciamiento PRP 10/1,5 bar Ciudad de Marcos Juárez	Córdoba	3,98
Reubicación de viviendas aisladas construidas dentro de la franja de seguridad	Reubicación de viviendas aisladas construidas dentro de la franja de seguridad	Varias	14,03
SAP - ISU Actualización de Versión	SAP - ISU Actualización de Versión - Consultoría	Varias	3,58
SAP - ISU Migración de Sistemas Satélites (Apus, Atlas, Lyra, Lync, Draco, etc.)	SAP - ISU Migración de Sistemas Satélites (Apus, Atlas, Lyra, Lync, Draco, etc.)	Varias	14,36
SAP - ISU Recambio Servidor	SAP - ISU Hardware	Varias	3,10
SAP - Migración SAP R3 a SAP Hana	SAP - Migración SAP R3 a SAP Hana - Consultoría	Varias	3,03
SAP - Migración SAP R3 a SAP Hana	SAP - Migración SAP R3 a SAP Hana - Hardware	Varias	1,95
SAP - Modulo de gestión de Activos Lineares	SAP - Modulo de gestión de Activos Lineares - Consultoría	Varias	2,24
SAP - Modulo de gestión de Activos Lineares	SAP - Modulo de gestión de Activos Lineares - Licencias	Varias	2,79
SAP - Modulo Recursos Humanos	SAP - Modulo Recursos Humanos - Consultoría	Varias	2,99
SAP - PM Incorporación de Inspección de GNC en PM + Dispositivos móviles	SAP - PM Incorporación de Inspección de GNC en PM + Dispositivos móviles - Consultoría + Viáticos	Varias	0,36
SAP - PM Incorporación de Inspección de GNC en PM + Dispositivos móviles	SAP - PM Incorporación de Inspección de GNC en PM + Dispositivos móviles - Hardware	Varias	0,54

SAP – Portal de Compras	SAP – Portal de Compras - Consultoría + Viáticos	Varias	1,34
SAP – Portal de Compras	SAP – Portal de Compras - Licencias	Varias	1,19
Servidores de Contingencia SAP y Otros	Servidores de Contingencia SAP y Otros	Varias	3,43
Sistema de Odorización por Inyección Directa El Alto	Sistema de Odorización por Inyección Directa El Alto - Frias - Santiago del Estero	Santiago del Estero	3,63
Software de Escritorio	Software de Escritorio	Varias	1,40
Tele-presencia (video-conferencia) y Tele trabajo empleados y contratistas	Tele-presencia (video-conferencia) y Tele trabajo para empleados y contratistas	Varias	1,91
Terminales Auto- Consultas. (Nuevo Sistema y Terminales)	Terminales Auto- Consultas. (Nuevo Sistema y Terminales) - Consultoría	Varias	1,79
Terminales Auto- Consultas. (Nuevo Sistema y Terminales)	Terminales Auto- Consultas. (Nuevo Sistema y Terminales) - Hardware	Varias	1,27
Work Force Mobility - Soluciones Móviles para tareas Técnicas y Comerciales	Work Force Mobility - Soluciones Móviles - Licencias	Varias	4,78
Hardware Scada	Hardware Scada	Córdoba	0,84
Reubicación de cañería en Calle 1° de Julio de B° Dardo Díaz de La ciudad de La Rioja.	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 30 metros de cañería de PE Ø 50 mm.	La Rioja	0,04
Adquisición y Renovación de Extintores	Adquisición y Renovación de Extintores	Varias	0,43
Mobiliarios y Bancos de Trabajos	La inversión prevé la adquisición de bancos de trabajos, módulos de guarda de Equipamiento, cajones plásticos para estibado de medidores, carros metálicos para traslado de medidores, gaveteros, etc. Previo a la gestión de pedido se realizará el análisis correspondiente a la logística más conveniente de las tareas realizadas para poder así definir con más precisión las características del equipamiento a utilizar como su distribución en el area asignada.	Córdoba	0,17
Sistema de Odorización por Inyección Directa	Sistema de Odorización por Inyección Directa - Alta Gracia - Prov de Córdoba	Córdoba	0,11
Sistema de Odorización por Inyección Directa	Sistema de Odorización por Inyección Directa - Oliva - Provincia de Córdoba	Córdoba	0,11
Reubicación de cañería en Av. Roque A. Luna de la ciudad de La Rioja	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 95 metros de cañería de PE Ø180 mm en reemplazo de la cañería de AC Ø152mm existente (PCO 48309)	La Rioja	0,13
PRP 60/10 bar Ballesteros estudio hidrogeológico	PRP 60/10 bar Ballesteros estudio hidrogeológico	Córdoba	0,18
PRP W. Escalante estudio hidrogeológico	PRP 60/10 bar Ballesteros estudio hidrogeológico	Córdoba	0,18
Master Plan Planta Cba (1ra. Etapa)	Sistema Energía Eléctrica de Emergencia Data Center / Sala de Comunicaciones	Córdoba	0,22
Sistema de UPS Centros Operativos	Sistema de UPS Centros Operativos	Varias	0,26
Renovación de vehiculos no utilitarios por puntaje	Cambio de Vehiculos usados por OK.	Córdoba	2,28
Adquisición de registradores de presión Technolog (Datalogger) para ser instalados en los puntos críticos de los sistemas de distribución de Centro.	Adquisición de aproximadamente 50 registradores de presión Technolog (Datalogger) para ser instalados en los puntos críticos de los sistemas de distribución de Centro.	Córdoba	1,54
Recambio Equipo Video Conferencia	Recambio Equipo Video Conferencia	Varias	0,96
Recambio Impresoras	Recambio Impresoras	Varias	1,44
Master Plan Planta Cba (1ra. Etapa)	Nueva red de agua potable interna en predio Planta Córdoba	Córdoba	0,34
Recambio Teléfonos, Fax, Inalámbricos	Recambio Teléfonos, Fax, Inalámbricos	Varias	0,83
Master Plan Planta Cba (1ra. Etapa)	Proyecto y Dirección técnica	Córdoba	0,36
Estandarización de Centros Operativos y Agencias	Remodelación y adecuación Lay Out Centros Operativos y agencias - Proyecto y Dirección técnica	Varias	0,38
Recambio Dispositivos Móviles	Recambio Dispositivos Móviles	Varias	3,06
Recambio otros equipos	Recambio otros equipos	Varias	1,70
Software Scada	Software Scada	Córdoba	0,42

Ampliación cabina de odorización P.R.P. 61,7/25/10 kg/cm ² El Pantanillo	Ampliación cabina de odorización P.R.P. 61,7/25/10 bar El Pantanillo - ciudad de San Fernando del Valle de Catamarca.	Catamarca	0,43
SAP - ISU Implementación	SAP - ISU Movilidad y Viáticos	Varias	0,45
Master Plan Planta Cba (1ra. Etapa)	Remodelación y adecuación comedor	Córdoba	0,49
Reubicación Válvula en cámara y ramal Ø102mm	Reubicación Válvula en cámara y ramal Ø102mm MAPO 25 bar en derivación a PRP B° Los Paraísos.	Córdoba	1,65
Master Plan Planta Cba (1ra. Etapa)	Iluminación externa Predio Planta Cba	Córdoba	0,50
Cierre perimetral PRP B° Urquiza - Ciudad de Córdoba	Cierre perimetral PRP B° Urquiza - Ciudad de Córdoba	Córdoba	0,50
Adquisición de Máquinas y Herramientas (de mano y de taller)	Adquisición de Máquinas y Herramientas (de mano y de taller)	Córdoba	2,41
Reposición de cañería – Ramal alimentación a Hospital Domingo Funes – Santa María de Punilla.	Reposición de ramal Ø51mm MAPO 25 bar en Cruce de Río Cosquin para la alimentación del Hospital Domingo Funes de la Ciudad de Santa María de Punilla	Córdoba	0,54
Master Plan Planta Cba (1ra. Etapa)	Puesto de Guardia 1	Córdoba	0,54
Adquisición de Instrumentos de Medición - Control de calidad	Adquisición de instrumentos para medición de punto de rocío para agua e hidrocarburos	Córdoba	0,57
Provisión de G.N. a Establecimiento Penitenciario en B° Los Agaves - La Rioja	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 420 metros de cañería de PE Ø 63 mm, sobre calle interna de establecimiento penitenciario	La Rioja	0,59
Potenciamiento de red de distribución Sistema Alta Gracia	Provisión e instalación de un tramo de interconexión de red, en cañería de PE Ø125mm de aprox. 435 m de longitud. A instalar por vereda Norte de calle Brasil, entre calles Paraguay y Del Molino.	Córdoba	0,61
Equip. Específ. p/Mant. Sistemas de Mediciones.	La inversión consiste en la adquisición del equipamiento necesario para poder llevar a cabo tareas de campo como la del mantenimiento en sistemas de mediciones industriales. Para dichas tareas el equipamiento a comprar son básicamente calibradores de presión, calibradores de temperatura y computadoras portátiles de uso industrial. Es importante señalar que los modelos aquí considerados son referenciales ya que los mismos podrían ser modificados (ya sea por la aparición de nuevas necesidades o por el recambio tecnológico de los distintos fabricantes). Además por otro lado se prevé a través de la presente inversión la adquisición de un nuevo sistema de compresión de aire de uso industrial (con secador incluido) para reemplazar al existente en el año 2019.	Varias	1,59
SAP - Módulo Viajes y PORTAL	SAP - Módulo Viajes y PORTAL - Consultoría	Varias	0,63
Work Force Mobility - Soluciones Móviles para tareas Técnicas y Comerciales	Work Force Mobility - Soluciones Móviles - Dispositivos Móviles	Varias	4,78
Equipamiento para vehículos	Equipamiento de vehículos Furgones y Pick Up.	Córdoba	0,66
Potenciamiento de red de distribución Sist. Colonia Caroya - Jesús María - Sinsacate.	Provisión e instalación de un tramo de interconexión de red, en cañería de PE Ø125mm de aprox. 525 m de longitud. A instalar por vereda Noreste de Av. 28 de Julio (RP E66), entre calles Tucumán y José M. Estrada.	Córdoba	0,73
Adquisición Medidores Reemplazos en Clientes Industriales y PRP	Se prevé la compra de medidores del tipo industrial (lobulares, turbinas, etc.) para ser utilizados como reemplazos por mantenimientos en los clientes industriales y en PRP. La presente inversión contempla además la adquisición de unidades correctoras y los accesorios necesarios para su instrumentación.	Varias	5,12
Work Force Mobility - Soluciones Móviles para tareas Técnicas y Comerciales	Work Force Mobility - Soluciones Móviles - Consultoría	Varias	13,89

Telemedición válvulas Line Break	De acuerdo a las necesidades requeridas por los distintos sectores de la compañía se prevé la adquisición del equipamiento necesario y la contratación de Mano de Obra (con materiales menores) para la instalación de 20 nuevos puntos remotos en el período 2017 - 2021.	Varias	3,76
Master Plan Planta Cba (2da. Etapa)	Basado en la incorporación de personal y vehículos de flota, se realizará la ampliación de las cocheras para empleados y vehículos de flota	Córdoba	1,31
Adquisición de Medidores para Nuevos Clientes Industriales	La presente inversión contempla la adquisición de todo el equipamiento necesario para la provisión de los sistemas de mediciones para los nuevos clientes industriales. En la misma se contempla tanto los medidores primarios como los secundarios (unidades correctoras) y los accesorios necesarios para su instrumentación.	Varias	3,95
Instalación y puesta en funcionamiento de skid mecánico 25/4 bar Biale Massé	Instalación y puesta en funcionamiento del Skid mecánico 25/4 bar Biale Masse DC 02786/007 - Sistema Punilla.	Córdoba	0,80
Notebook Industriales para Mantenimiento Técnico en campo	Notebook Industriales para Mantenimiento Técnico en campo	Varias	1,59
Señalización Gasoductos y Ramales	Señalización Gasoductos y Ramales	Varias	4,30
SAP - Módulo HCM y PORTAL	SAP - Módulo HCM y PORTAL - Consultoría	Varias	0,88
SAP - R3 Actualización de Versión	SAP - R3 Actualización de Versión - Consultoría SAP S4 Hana	Varias	4,48
Recambio Equipos de Redes	Recambio Equipos de Redes	Varias	3,61
Readecuación planta descarga GNC	Readecuación planta descarga GNC Chepes - La Rioja	La Rioja	3,23
Readecuación planta descarga GNC	Readecuación planta descarga GNC Aimogasta - La Rioja	La Rioja	3,23
Readecuación planta descarga GNC	Readecuación planta descarga GNC Villa Unión - La Rioja	La Rioja	3,23
Readecuación planta descarga GNC	Readecuación planta descarga GNC Chilecito - La Rioja	La Rioja	3,23
Master Plan Planta Cba (1ra. Etapa)	Remodelación Almacén	Córdoba	0,98
Potenciamiento PRP 20,5/1,5 bar Altos de San Martín	Potenciamiento de la PRP B° Altos de San Martín (Pe 20,5 bar - Pr 1,5 bar - Q=4.000 m³/h.)	Córdoba	3,41
Potenciamiento PRP 20,5/1,5 bar B° Los Gigantes	Potenciamiento de la PRP B° Los Gigantes (Pe 20,5 bar - Pr 1,5 bar - Q=1.500 m³/h.)	Córdoba	3,41
Potenciamiento PRP 20,5/1,5 bar B° San Pablo	Potenciamiento de la PRP B° San Pablo (Pe 20,5 bar - Pr 1,5 bar - Q=1.500 m³/h.)	Córdoba	3,41
Potenciamiento PRP 20,5/1,5 bar Fortín del Pozo	Potenciamiento de la PRP B° Fortín del Pozo (Pe 20,5 bar - Pr 1,5 bar - Q=4.000 m³/h.)	Córdoba	3,41
Potenciamiento PRP 20,5/1,5 bar Villa Cornú	Potenciamiento de la PRP B° Villa Cornú (Pe 20,5 bar - Pr 1,5 bar - Q=4.000 m³/h.)	Córdoba	3,41
Master Plan Planta Cba (1ra. Etapa)	Sistema Energía Eléctrica de Emergencia para Edificios de Planta	Córdoba	1,13
Sistema de Odorización por Inyección Directa - Yocsina	Sistema de Odorización por Inyección Directa - Yocsina - Prov de Córdoba	Córdoba	3,77
Potenciamiento PRP 20,5/1,5 bar Jardín Espinosa	Potenciamiento de la PRP B° Jardín Espinosa (Pe 20,5 bar - Pr 1,5 bar - Q=7.500 m³/h.)	Córdoba	3,98
Potenciamiento PRP 5/1,5 bar plaza Rivadavia	Potenciamiento de la PRP Plaza Rivadavia (Pe 5 bar - Pr 1,5 bar - Q=5.500 m³/h.)	Córdoba	3,98
Potenciamiento PRP 5/1,5 bar plaza Urquiza	Potenciamiento de la PRP Plaza Urquiza (Pe 5 bar - Pr 1,5 bar - Q=5.500 m³/h.)	Córdoba	3,98
SAP – Módulos de Control Presupuestario	SAP – Módulos de Control Presupuestario - Consultoría	Varias	1,19
Recambio Puestos de Trabajo	Recambio Puestos de Trabajo	Varias	13,74

Provisión de G.N. a Albergue Estudiantil Av. Presidente Menem - La Rioja	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 900 metros de cañería de PE Ø 90 mm, sobre calle 1° de Mayo y Av. Presidente Menem.	La Rioja	1,26
Equipamiento Prevención (medición/detección/protección)	Equipamiento Prevención (medición/detección/protección)	Varias	2,35
Master Plan Planta Cba (2da. Etapa)	Proyecto y Dirección técnica Nuevo Edificio	Córdoba	1,32
Equipamiento Tecnológico Nuevo Edificio	Equipamiento Tecnológico Nuevo Edificio (Switches, AP)	Varias	1,35
Inhibición de Corrosión en Cruces Encamisados de ramales y gasoductos	Reemplazo en Cruces Encamisados de ramales y gasoductos	Varias	6,84
Master Plan Planta Cba (1ra. Etapa)	Reubicación de Galpones	Córdoba	1,42
Reubicación Válvula en cámara y ramal Ø203mm	Reubicación Válvula en cámara y ramal Ø203mm MAPO 25 bar en derivación a Malagueño.	Córdoba	4,90
Recambio Servidores	Recambio Servidores	Varias	19,41
Adquisición de Patrones Varios p/Lab. Medic.	La inversión consiste (para el 2017) en la adquisición de un probador de medidores industriales de hasta 650m ³ /h (actualmente se dispone probador de capacidad máxima 280m ³ /h) con lo cual se dará soporte al mantenimiento en sistemas de mediciones industriales. Cabe mencionar que actualmente para la verificación/ensayos de medidores superiores a 280 m ³ /h se deben enviar al Laboratorio de TGS en Bs. As. (Acuerdo Marco 2000003250) por lo que con la adquisición del mismo se reduciría el envío de medidores a TGS (sólo los que superen la nueva capacidad máxima). Para el año 2019 se prevé además la adquisición de un banco de calibración de medidores residenciales 10 estaciones (tobera sónica) con lo cual se busca potenciar la sección de medidores residenciales. Otro beneficio de este banco es que con el mismo se pueden calibrar (compatible) los nuevos medidores residenciales equipados con tele lectura (Gallus GPRS) y del cual se estarían previendo su incorporación en el corto/mediano plazo. Por último se prevé un monto disponible para la adquisición de otros patrones (no definido aún) cuyo uso está orientado en su mayoría en la posibilidad de prestar servicios a terceros (como el rubro de GNC, de la industria alimenticia, automotriz, etc).	Córdoba	4,43
PRP Gral Roca 1.5 bar	Consiste en la ejecución de la parte civil de la PRP en cabina aérea, con la desinfectación de su actual recinto subterráneo. Además incluye las tareas de conexionado del skid mecánico de la nueva planta.	Córdoba	1,57
Instalación y puesta en funcionamiento de skids mecánicos 25/4 bar	Instalación y puesta en funcionamiento del Skid mecánico 25/4 bar Juárez Celman DC 03944, Salsipuedes DC 03607, Agua de Oro DC 03939, La Granja DC 03941 y Colonia Tirolesa DC 04273 - Sistema Sierras Chicas	Córdoba	10,76
Modificación sistemas de Iluminación PRP	Modificación sistemas de Iluminación PRP. Transformación a convertidor 12/220V	Varias	1,61
PRP Leones 1.5 bar	Consiste en la ejecución de la parte civil de la PRP en cabina aérea, con la desinfectación de su actual recinto subterráneo. Además incluye las tareas de conexionado del skid mecánico de la nueva planta.	Córdoba	1,62
Potenciamiento de red salida PRP10/1,5 bar Pza. San Martín - Zona Oeste de Villa María y Villa Nueva	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 1240 metros de cañería de PE Ø 125 y 90mm entre PRP Pza. San Martín y cruce Río Ctalamochita a Villa Nueva.	Córdoba	1,73

Estudios ambientales por nuevas redes y otras obras	Estudios de impacto ambiental según NAG 153	Varias	10,51
Master Plan Planta Cba (1ra. Etapa)	Subestación de Energía Eléctrica	Córdoba	1,96
Sistema Integral de Gestión de Backup	Sistema Integral de Gestión de Backup (Hard y Soft)	Varias	3,90
Recambio Dispositivos de Almacenamiento	Recambio Dispositivos de Almacenamiento	Varias	10,11
Adquisición Medidores Reemplazos Clientes Residenciales / Comerciales	En la misma se contempla la adquisición de los medidores G4 (6 m3/h) y G6 (10 m3/h). Los modelos de medidores como sus cantidades pueden sufrir algunas modificaciones para adaptarse a las realidad o coyuntura del momento.	Varias	12,85
Estandarización de Centros Operativos y Agencias	Remodelación y estandarización de Imagen Corporativa centros Operativos - Obra Civil	Varias	2,26
Potenciamiento PRP 10/1,5 bar Cementerio	Potenciamiento de la PRP Cementerio (Pe 10 bar - Pr 1,5 bar - Q=7.500 m ³ /h.)	Córdoba	4,80
Adquisición de cromatógrafo para medición fiscal en Mina Clavero y General Cabrera, Provincia de Córdoba.	Adquisición de cromatógrafo de gases para instalar en PRP Mina Clavero y en General Cabrera	Córdoba	2,59
Reubicación de ramales por viviendas sobre la traza de la cañería	Reubicación de cañería por viviendas construidas dentro de la franja de seguridad en Ciudad de Córdoba y en La Rioja.	Varias	5,84
Reubicación Anillo Industrial	Reubicación Anillo Industrial Tramo sobre calle La Donosa, Arias, Alianza hasta calle Diaz de la Fuente. Aproximadamente 2150m de cañería en Ø10"	Córdoba	21,94
Nueva red de distribución para Estación General Paz	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø varios.	Córdoba	4,87
Nueva red de distribución para Juárez Celman	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø varios.	Córdoba	5,82
Nueva red de distribución para Las Acequias	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	5,82
Nueva red de distribución para Mina Clavero	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø varios.	Córdoba	5,82
Nueva red de distribución para Nono	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø varios	Córdoba	5,82
Nueva red de distribución para Río Ceballos	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø vaíos.	Córdoba	5,82
Nueva red de distribución para Villa Las Rosas	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø varios.	Córdoba	5,82
Nueva red de distribución para Reducción	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	3,72
Instalación Nuevos Puntos Scada	Corresponde al montaje de 36 nuevos puntos remotos de Scada en PRP, PSMO y otras instalaciones.	Córdoba	3,32
Inspecciones de Obra de terceros REDES	Inspección de obras externas de terceros (no incluye Gasoductos Troncales LPI)	Varias	22,74
Medidas de mitigación que puedan surgir de la aplicación del Apendice G20 de NAG 100	Medidas de mitigación que puedan surgir de la aplicación del Apendice G20 de NAG 100	Varias	17,10
Master Plan Planta Cba (1ra. Etapa)	Sistema Termomecanico	Córdoba	3,59
Telemedición nivel depósito odorante	Telemedición nivel depósito odorante	Varias	3,60
Adquisición e instalación odorizadores por inyección	Adquisición e instalación de odorizadores por inyección	Varias	27,17

Bajada de Cañería Arroyo Chucul	La obra consiste en la instalación de un tramo de cañería de gasoducto MAPO 70 kg/cm ² , diámetro nominal 152mm (6"), de aproximadamente 155 metros de longitud, en la intersección de Ruta Provincial N°4 con el Arroyo Chucul, en las inmediaciones de la localidad de Santa Eufemia, Provincia de Córdoba.	Córdoba	3,89
Renovación de vehículos utilitarios por puntaje	Cambio de Vehículos usados por OK.	Córdoba	17,54
Adquisición de vehículos utilitarios nueva necesidad - Gasoducto Manicero - Gasoductos Troncales y Nuevas aperturas de localidades	Nueva necesidad de flota automotor por vacantes y Gasoducto Manicero y Troncales	Córdoba	18,71
SAP - ISU Implementación	SAP - ISU Personal Eventual	Varias	5,01
SAP - ISU Implementación	SAP - ISU Consultoría	Varias	5,22
Sistemas de Protección Catódica	Sistemas de Protección Catódica	Varias	28,91
Edificio Taller	Construcción edificio taller	Córdoba	5,70
Gasoducto Oncativo Río III / Cruce de río Ctalamochita - Villa Ascasubi	Cruce de río Ctalamochita-Villa Ascasubi 10" MAPO 60 bar 600m se considera el 90% del costo in x m más costo cruce dirigido	Córdoba	11,53
Nueva red de distribución para Unquillo	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø varios.	Córdoba	5,82
Inspecciones de Obra de terceros GASODUCTOS Y RAMALES	Inspección de obras externas de terceros (no incluye Gasoductos Troncales LPI)	Varias	31,65
Renovación de cañería de acero de Barrios Nueva Córdoba, Centro y Alberdi.	El proyecto general a ejecutar por etapas (de 1800m 2017, 1 manzana por mes 18/19 y aprox. 2,5 manzanas por mes para 20/21) involucra la provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 96.600 metros de cañería de PE, que contemplan 300m de cañería de PE Ø203 mm, 8.300m de cañería de PE Ø180 mm, 22.500m de cañería de PE Ø125 mm, 44.800m de cañería de PE Ø90 mm, 17.600m de cañería de PE Ø63 mm, y 3.000m de cañería de PE Ø50 mm, en reemplazo de la cañería de AC existente. A esto se suma la conversión de los clientes existentes sobre estas redes.	Córdoba	49,88
Nuevos Puestos de Trabajo	189 Nuevos Puestos (PC o Notebook, Windows, Office, Antivirus, Teléfono, Impresora, Backup, etc.)	Varias	8,11
Adquisición Medidores Nuevos Clientes Residenciales / Comerciales	En la misma se contempla la adquisición de los medidores G4 (6 m ³ /h), G6 (10 m ³ /h), G10 (16 m ³ /h), G16 (25 m ³ /h) y G25 (40 m ³ /h). Tanto los modelos de los medidores como sus cantidades pueden sufrir algunas modificaciones para adaptarse a las realidades o coyunturas del momento.	Varias	55,29
Reemplazo cañería helicoidal Ø254mm	Reemplazo cañería helicoidal Ø254mm Anillo Industrial Ciudad de Córdoba. Total 2670 metros	Córdoba	27,24
Terminación y puesta en marcha Planta Compresora Casa de Piedra	Terminación y puesta en marcha Planta Compresora Casa de Piedra Sistema Recreo, Chumbicha, Catamarca y La Rioja.	La Rioja	28,43
Gasoducto alimentación a Mi Granja	provisión e instalación de cañería Ø2" long.: 85m MAPO 61,7bar para alimentación a la PRP 61,7/1,5 bar de Mi Granja	Córdoba	0,35
Nueva red de distribución para Bernardo O'Higgins	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 1.720 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	2,22
Nueva red de distribución para Chumbicha	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø Varios	Catamarca	11,64

Nueva red de distribución para Colonia Italiana	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 2.640 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	3,41
Nueva red de distribución para El Fuertecito	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 900 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,16
Nueva red de distribución para La Población	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 1.880 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	2,43
Nueva red de distribución para Mi Granja	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 9.000 metros de cañería de PE Ø varios.	Córdoba	6,94
Nueva red de distribución para Saladillo	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 900 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,16
Nueva red de distribución para Villa Gutiérrez	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 900 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	1,16
Nueva red de distribución para Villa Tulumba	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 6.800 metros de cañería de PE Ø Varios	Córdoba	6,01
Nueva red de distribución Zona Sur La Rioja	Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 28.400 metros de cañería de PE Ø 250, 180, 125 y 90mm.	La Rioja	0,00
Planta Reguladora de Presión Mi Granja	Instalación y puesta en funcionamiento de una nueva PRP 61,7/1,5 bar Q=1.500m ³ /h para Mi Granja.	Córdoba	8,54
Provisión de Gas Natural a Localidad de Chumbicha	Construcción de Planta Reguladora 61,7-25-4 bar Q= 2500 m ³ /h	Catamarca	8,54
Culminación y habilitación ramal EMGASUD	Obras necesarias para la culminación y habilitación del ramal Ø152mm longitud aproximada: 4953m MAPO 40 bar instalado por EMGASUD.	Córdoba	0,00
Nueva ESMO 60/40 bar (TGN)	Nueva ESMO 60/40 bar de alimentación a ramal existente EMGASUD para la ciudad de Bell Ville	Córdoba	0,00
Nueva PRP 40/10 bar	Nueva PRP 40/10 bar alimentada desde ramal EMGASUD para la ciudad de Bell Ville	Córdoba	0,00
TOTAL			1.471,01

SOCIEDAD

DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

Av. Presidente Figueroa Alcorta N° 7174, 3° Piso, (C1428BCU)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ORGANIZADOR Y COLOCADOR

Banco Santander Río S.A.

Bartolomé Mitre 480, Piso 14° (C1036AAH)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

COLOCADOR

AR Partners S.A.

San Martín 344, Piso 22° (C1004AAH)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES DE LA SOCIEDAD Y LOS ACCIONISTAS VENDEDORES

Bruchou, Fernández Madero & Lombardi

Ing. Butty 275 – Piso 12°
(C1001AFA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES DEL ORGANIZADOR Y COLOCADORES

Perez Alati, Grondona, Benites & Arntsen

Suipacha 1111, Piso 18° (C1008AAW)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AUDITORES

Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L.

(firma miembro de Ernst & Young Global Limited.)
25 de mayo 487
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina.