ENARGAS
Actuación
38758 / 16

16 NOV 24 10:43

gasNatural fenosa

Buenos Aires, 23 de noviembre de 2016.

Señor Interventor del
Ente Nacional Regulador del Gas
David José Tezanos González
S / D

REF.: EXPEDIENTE ENARGAS N° 30530 RES. N° 4136/2016 - AUDIENCIA PÚBLICA. REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL.

De mi mayor consideración:

JORGE ALBERTO NIEMETZ, en mi carácter de apoderado de **GAS NATURAL BAN, S.A.**, con domicilio en Isabel La Católica N° 939 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires donde se lo constituye expresamente a los fines de esta presentación, al Sr. Interventor respetuosamente digo:

I. PERSONERÍA

Que conforme acredito con la copia íntegra de la escritura de poder que debidamente suscripta acompaño, la cual declaro bajo juramento es fiel de su original vigente, me presento con facultades suficientes por la Licenciataria GAS NATURAL BAN, S.A. (en adelante GAS NATURAL, la Sociedad, la Licenciataria o la Distribuidora indistintamente).

II. OBJETO DE LA PRESENTACIÓN

En virtud del mandato invocado, y siguiendo expresas instrucciones de mi representada, vengo a **presentar el informe previsto en el artículo 5°, 2° párrafo del "Procedimiento de Audiencia Pública" aprobado por la Resolución ENARGAS N° 4089/2016**, y conforme lo establecido en el artículo 1° de la Resolución ENARGAS N° 4136/2016; mediante el cual GAS NATURAL brindará

Gas Natural BAN, S.A.
Isabel La Católica 939
C1268ACS Buenos Aires
Argentina
Tel.: (54 11) 4309 2800
Fax: (54 11) 4309 2780
www.gasnaturalfenosa.com.ar

Gas Natural BAN, S.A. Isabel La Católica 939 C1268ACS Capital Federal C.U.I.T.:30-65786411-7 IVA Resp. inscripto Ing. Brutos: CM N°901-901191-1 Inicio Actividades: 01/09/1997

información relevante respecto del tema objeto de la audiencia pública a celebrarse y que podrá involucrar los aspectos a tratarse en la audiencia:

(a) La Revisión Tarifaria Integral de GAS NATURAL;

(b) Las propuestas de modificaciones elaboradas por esa Autoridad Regulatoria, en el Reglamento de Servicio de Distribución aprobado por Decreto 2255/92; y

(c) La metodología de ajuste semestral.

Coherente con dicho objeto y de conformidad con lo previsto en el "ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL" suscripta con el ESTADO NACIONAL, con fecha 20 de enero de 2006, aprobada por el Honorable Congreso de la Nación y ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante el Decreto N° 385/2006 (en adelante denominada el "ACTA ACUERDO", cuya copia se adjunta como ANEXO I) mi representada **solicita que oportunamente se apruebe un nuevo régimen de tarifas máximas** y tasas y cargos asociados, por el término de 5 años y su ajuste semestral, conforme lo estipulado por la Cláusula 11 del ACTA ACUERDO, y por el Título I, Capítulo IX "Reglamento del Servicio y Tarifas" de la Ley N° 24.076, su reglamentación y normas complementarias y conexas.

Todo ello, en los términos que se expondrán en esta presentación y sin perjuicio de reservarse **el derecho de acompañar ulterior documentación respaldatoria** en la forma de anexos a la presente y/o que se estime pertinente hasta el momento de su exposición en la audiencia pública conforme lo preceptuado en el artículo 19 del citado "Procedimiento de Audiencia Pública".

Para un mejor análisis de esta presentación, se anticipa a continuación un índice de los siguientes capítulos:

III. LEGITIMACIÓN ACTIVA DE GAS NATURAL PARA LA PARTICIPACION EN ESTA AUDIENCIA.

IV. GAS NATURAL BAN, S.A. – ACTIVIDAD DE LA SOCIEDAD.

SAP 458181

V. EL MARCO REGULATORIO, EL CONTRATO DE LICENCIA, EL ACTA ACUERDO Y LAS OBLIGACIONES ASUMIDAS POR EL OTORGANTE DE LA LICENCIA A LOS FINES DE LA AUDIENCIA PUBLICA CONVOCADA.

VI. INFORMACIÓN RELEVANTE.

1. **Costo de Capital**
2. **Proyección de gastos**
3. **Inversiones Quinquenio**
4. **Esquema de Actualización Tarifaria**

VII. PETITORIO.

Los mismos serán materia de tratamiento seguidamente.

III. <u>LEGITIMACIÓN ACTIVA DE GAS NATURAL PARA LA PARTICIPACION EN ESTA AUDIENCIA</u>

La legitimación de GAS NATURAL se funda en su condición de Licenciataria del servicio público de distribución de gas natural en el ámbito de la LICENCIA del Servicio de Distribución de Gas Natural otorgada por el ESTADO NACIONAL, aprobada por Decreto N° 2460/92 (en adelante "CONTRATO DE LICENCIA" o "LICENCIA"), y por haber celebrado el ACTA ACUERDO.

El interés de GAS NATURAL en participar de esta audiencia pública se vincula no sólo a la defensa del derecho de propiedad, que se ha visto afectado con motivo de la reducción de la remuneración oportunamente acordada producto de su congelamiento por más de una década, sino también en resguardo del derecho a ejercer la actividad económica que resulta de la LICENCIA de Distribución de gas natural y debido a la alteración de las condiciones económicas bajo las cuales se ve obligada a cumplir con sus obligaciones y en protección del interés público en general comprometido en la prestación de un servicio público.

SAP 458181

IV. GAS NATURAL BAN, S.A. – ACTIVIDAD DE LA SOCIEDAD

Desde el año 1992 GAS NATURAL brinda el servicio de distribución en 30 partidos del norte y oeste del Gran Buenos Aires. Es la segunda distribuidora de gas de la República Argentina por volumen de ventas, con 1.572.185[1] clientes residenciales, 52.522[1] comerciales, 1.299[1] industriales, 400[1] estaciones de GNC y 4[1] subdistribuidoras, llegando con su servicio a más de 5,5 millones de personas. La extensión de las redes de gas natural asciende a 25.640[1] kilómetros.

Desde el inicio de la LICENCIA, GAS NATURAL ha realizado inversiones por 600 millones de dólares, período en el cual posibilitó que más de 700.000 nuevos usuarios accedieran al gas natural por redes.

Invergas S.A. controla la Sociedad con una participación del 51,00% y Gas Natural SGD Argentina S.A. con el 19,00%, las cuales a su vez son controladas, con una participación del 72,00% por el grupo Gas Natural Fenosa de España. Del 30% restante, el 26,63% corresponde a la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES) y el 3,37% a inversores privados.

Como compañía del sector energético, su mayor desafío es promover un desarrollo sustentable en las comunidades donde opera y proveer energía de manera segura, responsable y eficiente.

Es por ello que basa su modelo de negocios en el conocimiento, la innovación, la competencia tecnológica y la fidelización de sus clientes. Una de sus prioridades es la promoción y difusión del consumo eficiente y responsable del gas a través de la realización de campañas que generen conciencia en tal sentido. Así, la Sociedad ha sido reiteradamente galardonada por su acción social, tal como puede advertirse de los sucesivos Informes de Responsabilidad Social Corporativa, el último del año 2015, confeccionado tomando como base la última guía publicada por el Global Reporting Initiative, marco G4, alcanzando la opción "de conformidad" esencial que da cuenta del cumplimiento de los estándares internacionales de mayor prestigio en la elaboración de reportes de sustentabilidad, todo ello disponible para su consulta en el ANEXO II.

[1] Cifras al 30-09-2016.

SAP 459181

Por otra parte, año a año la Sociedad trabaja para disminuir el impacto ambiental de sus operaciones, mejorando la eficiencia de los procesos, instalando nuevos equipos y reduciendo la contaminación.

Asimismo, la oferta de un suministro de energía a comunidades con un nivel económico y social por desarrollar, constituye un elemento clave del compromiso de GAS NATURAL con la sociedad. En este sentido, ha desarrollado y llevado a la práctica exitosamente modelos inclusivos de gasificación integral.

Así, el acceso a la energía cumple una labor de impulso a las comunidades, que se encontrarán mejor dotadas para prosperar y alcanzar niveles de desarrollo que, de otra manera, no serían posibles.

Sus proyectos de gasificación en barrios de bajos recursos representan una oportunidad para el sector pero a su vez un gran desafío desde el punto de vista técnico, de obtención de financiación y de impacto social. GAS NATURAL ha sido pionera en la materia con programas tales como "Gas Para Todos" y más recientemente el denominado "Cuartel V" como se explicará más adelante en el capítulo VI.4 y que ha sido incluso materia de análisis en la Universidad Di Tella localmente y en el exterior, en la Universidad de Harvard.

V. EL MARCO REGULATORIO, EL CONTRATO DE LICENCIA, EL ACTA ACUERDO Y LAS OBLIGACIONES ASUMIDAS POR EL OTORGANTE DE LA LICENCIA A LOS FINES DE LA AUDIENCIA PUBLICA CONVOCADA

La industria del gas natural nacional, se rige por la ley federal Nº 24.076 y por las normas complementarias de igual carácter, dictadas en consecuencia y denominadas (en adelante) Marco Regulatorio:

Así, las principales normas federales involucradas son:

- Ley 24.076 (B.O. 12/6/92): Gas natural. Transporte y distribución. Marco Regulatorio.
- Decreto 1738/92 (B.O. 28/9/92): Gas Natural. Reglamentación de la ley 24.076.
- Decreto 1189/92, de fecha 10/07/92: Privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado.

SAP 458181

- Resolución MEYOSP 287/92, de fecha 20/07/92: Aprobación del Pliego de Bases y Condiciones de la Licitación Pública Internacional.
- Decreto 2255/92, de fecha 02/12/92: Aprobación del modelo de Licencia de distribución.
- Resolución MEYOSP 1409/92, de fecha 09/12/92: Transferencia de activos y pasivos determinados en el Contrato de Transferencia a la Sociedad Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte S.A.
- Decreto 2460/92, de fecha 21/12/92: Otorgamiento a Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte S.A. de la licencia para la prestación del servicio público de distribución de gas.

A partir de la sanción de la Ley 24.076, la industria del gas natural en sus aspectos de transporte y distribución, fue dividida en dos compañías de prestación del servicio relativo al primer aspecto y ocho (luego nueve) empresas dedicadas a la distribución.

Luego, de acuerdo con lo dispuesto por el Decreto 1189/92 dictado en consonancia con la referida ley, se dispuso la privatización de la entonces Gas del Estado S.E. y la constitución de esas las que se les transfirieron los activos de la empresa estatal para la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural con lo que, luego de dicho proceso licitatorio, se adjudicó la respectiva licencia (Decreto 2460/92) al consorcio que detenta el 70% de las acciones de mi mandante la Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte S.A., luego GAS NATURAL BAN, S.A.

El esquema tarifario original fue establecido por la Ley 24.076, el Decreto Reglamentario 1738/1992 y la mencionada licencia de distribución.

Allí se establece que la tarifa que abona el cliente es el resultado de considerar:

(1) El precio del gas negociado por la Sociedad y reconocido por el ENARGAS, neutro para la Licenciataria;

(2) El costo de transporte reconocido en tarifa y por fin,

(3) El margen o remuneración de distribución que es el que permite satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable.

SAP 458181

El régimen tarifario adoptado es el denominado sistema de "tarifa máxima" o "*price-cap*" con determinados ajustes previstos en el Marco Regulatorio.

La Ley 24.076, en el art. 38 dispuso que los servicios prestados por los distribuidores "*serán ofrecidos a tarifas que se ajustarán a los siguientes principios: a) Proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente,* ***la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable...".***

Allí también se establece que "*El precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluirá los costos de su adquisición*" (art. 38, inc. c).

Según el art. 39 "*A los efectos de posibilitar una razonable rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia, las tarifas que apliquen los ... distribuidores deberán contemplar:* ***a) Que dicha rentabilidad sea similar a la de otras actividades de riesgo equiparable o comparable; b) Que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios.***"

La Ley 24.076 también establece que cada cinco (5) años el ENARGAS debe revisar el sistema de ajuste de tarifas (art. 42); y que durante cada período quinquenal las tarifas se encuentran sujetas a ajustes periódicos a fin de garantizar a la distribuidora la recuperación de los costos (art. 41), proceso que solamente se cumplió en una ocasión en los casi 25 años de historia de la Licenciataria y que ahora con la conclusión de la RTI, se deberá dar cumplimiento a lo establecido en el Marco Regulatorio y en el ACTA ACUERDO, restableciendo así el equilibrio económico financiero de la LICENCIA.

La licencia de distribución también regula el régimen tarifario disponiendo – entre otras cosas – que las tarifas deben ajustarse:

1. Periódicamente por variación de los indicadores en su día del mercado internacional, hoy mediante uno sujeto a definición por parte del ESTADO NACIONAL en cumplimiento de las obligaciones del ACTA ACUERDO en ámbito del proceso de RTI. Este ajuste involucra la remuneración de la Licenciataria.

SAP 458181

2. Periódicamente, por variaciones en el precio del gas comprado y por variaciones en el costo del transporte (punto 9.4). Este ajuste no involucra la remuneración de la Licenciataria.

3. Cada 5 años (punto 9.5) a los fines de su revisión. Este ajuste involucra la remuneración de la Licenciataria.

4. Ante la existencia de circunstancias objetivas que lo justifiquen. Este ajuste involucra la remuneración de la Licenciataria.

5. Y, por último, por la variación de costos que se originen en cambios en las normas tributarias (punto 9.6). Este ajuste involucra la remuneración de la Licenciataria.

Asimismo, y más allá de la tarifa justa y razonable que pueda resultar de esta RTI, la Distribuidora tiene derecho a una indemnización para compensar los efectos de la demora en la aplicación de los aumentos de tarifas que le hubieren correspondido, toda vez que ello procede cuando las demoras en la determinación de esa tarifa justa y razonable no respondan a causas imputables a la Licenciataria (punto 9.9 de las RBLD) extremo sobre el que para el caso particular de GAS NATURAL se constituye en las consecuencias dañosas del incumplimiento en tiempo y forma del ACTA ACUERDO.

En igual sentido, la norma garantiza que "...no se aplicarán al régimen de tarifas de la Licenciataria congelamientos, administraciones y/o controles de precios. Si a pesar de esta estipulación se obligara a la Licenciataria a adecuarse a un régimen de control de precios que estableciere un nivel menor al que resulte de la Tarifa, la Licenciataria tendrá derecho a una compensación equivalente pagadera por el Otorgante... " (Punto 9.8 de las Reglas Básicas de la Licencia).

Cabe destacar que la LICENCIA ya preveía que "...el Otorgante no modificará estas Reglas Básicas, en todo o en parte, salvo mediante consentimiento escrito de la Licenciataria y previa recomendación de la Autoridad Regulatoria. Las disposiciones que modifiquen el Reglamento del Servicio y la Tarifa que adopte la Autoridad Regulatoria no se considerarán modificaciones a la LICENCIA en ejercicio de sus facultades, sin perjuicio del derecho de la Licenciataria de requerir el correspondiente reajuste de la Tarifa si el efecto neto de tal modificación alterase en sentido favorable o desfavorable, respectivamente, el equilibrio económico financiero existente antes de tal modificación..." (Punto 18.2 de las RBDL).

SAP 458181

Luego, en línea con ello, si la Ley de Emergencia 25.561, a la que nos referiremos más adelante, modificó – como lo hizo – la LICENCIA, corresponde que con el consentimiento otorgado mediante la firma del ACTA ACUERDO, el ESTADO NACIONAL cumpla con las obligaciones asumidas en el mismo, toda vez que es ello condición del acuerdo.

En resumen, es claro que surge tanto del Marco Regulatorio –Ley 24.076 y su decreto reglamentario- como de la licencia de distribución de GAS NATURAL, el **derecho de la Distribuidora al mantenimiento del equilibrio de la ecuación económico-financiera, a que los ingresos sean suficientes para cubrir sus costos operativos, sus inversiones, así como el derecho a que las tarifas posibiliten una razonable tasa de rentabilidad** y ello no ha sido derogado por norma alguna.

Ahora bien, debido a la crisis que afectó al país en el año 2001, el 6 de enero de 2002 mediante la citada Ley 25.561 se declaró la emergencia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria hasta el 31 de diciembre de 2017 (conf. Leyes Nros. 27.200, 26.896, B.O. 22/10/2013, 26.729, B.O. 28/12/2011; 26.563, B.O. 22/12/2009; 26.456, B.O. 16/12/2008; 26.339, B.O. 4/1/2008; 26.204, B.O. 20/12/2006; 26.077, B.O. 10/1/2006; 25.972, B.O. 17/12/2004; y Ley N° 25.820 B.O. 4/12/2003).

Entre otras cuestiones, allí se derogó la Ley de Convertibilidad y se dejaron sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y se estableció la pesificación de las tarifas resultantes a la paridad un peso un dólar (art.8) en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de Derecho Público, comprendidos entre ellos la LICENCIA de GAS NATURAL.

De modo pues que las tarifas fueron "pesificadas" – no congeladas por la norma, se anticipa - en todo aquello donde la moneda extranjera se constituyera como un elemento de cálculo, modificándose así como hemos dicho, unilateralmente la LICENCIA de GAS NATURAL.

La misma Ley de Emergencia autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos mencionados precedentemente (por Ley N° 25.790 se dispuso la extensión hasta el 31/12/2004 del plazo para llevar a cabo la renegociación y por Ley N° 25.972 se prorrogó el plazo de dicha norma hasta el 31/12/2017) y, respecto a los que tuvieran por objeto la prestación de servicios

SAP 458181

públicos, la norma estableció –abundando sobre lo que ya enunciaba el Marco Regulatorio- que deberían tomarse en consideración el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos, la calidad de los servicios y los planes de inversión -cuando ellos estuviesen previstos contractualmente-, el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios, la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas.

Luego, a los fines de reconducir la actividad licenciada en todo aquello no afectado por la normativa de emergencia, la misma norma dispuso la obligación de sometimiento a un proceso de renegociación contractual que concluyó con la firma del ACTA ACUERDO con las firmas del entonces Presidente de la Nación Néstor Kirchner, y los ministros Alberto A. Fernández, Julio M. De Vido y Felisa Miceli.

Cabe resaltar por tanto, que el MARCO REGULATORIO descripto precedentemente, se encuentra vigente en todo aquello que no ha sido derogado o modificado por la Ley N° 25.561 y luego, hoy subsanado con los compromisos asumidos por el ESTADO NACIONAL en el ACTA ACUERDO.

Respecto a los méritos y condiciones del ACTA ACUERDO suscripta, cabe aclarar que la misma recibió de la UNIREN un análisis pormenorizado de la situación contractual, realizando las tratativas orientadas a establecer el que fuera luego, el concluyente entendimiento entre las partes, formalizado inicialmente el 13 de enero de 2005 mediante la propuesta de CARTA DE ENTENDIMIENTO conteniendo los puntos de consenso sobre la adecuación contractual, luego sometida al apropiado proceso de AUDIENCIA PÚBLICA de ley.

Ello a no dudarlo, posibilitó la participación y la expresión de opiniones de los usuarios y consumidores, así como también de distintos sectores y actores sociales, sobre el contenido y alcances del ACTA ACUERDO y sus efectos, respecto de las obligaciones del ESTADO NACIONAL y de las referidas a los usuarios del servicio.

Tal la importancia e influencia de la referida audiencia pública, que a resultas de la misma, se estimó conveniente modificar aspectos del acuerdo, tal como se expuso en el "Informe de Evaluación de la AUDIENCIA PUBLICA" que resultaron en una ADDENDA ACLARATORIA que complementó dicho instrumento. Esto acredita a todas luces la participación ciudadana dada al caso particular de GAS NATURAL.

SAP 458181

Todo ello, como era preceptivo por ley, suscripto "ad referéndum" de la ratificación del Poder Ejecutivo Nacional que en definitiva tuvo lugar como hemos señalado supra, por Decreto N° 385/06 del 10 de abril de 2006, luego de que la PROCURACION DEL TESORO DE LA NACION emitiera dictamen (Artículo 8º del Decreto Nº 311/03); la SINDICATURA GENERAL DE LA NACION, tomara la intervención que le compete (Artículo 14 de la Resolución Conjunta Nº 188/03 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION y Nº 44/03 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS) y el HONORABLE CONGRESO DE LA NACION (Artículo 4º de la Ley Nº 25.790), sin objeciones.

Cabe destacar que en todo este proceso de recomposición de la LICENCIA, GAS NATURAL y sus accionistas han sido desde 2005, precursores en el sector de servicios públicos, habiendo tomado en su momento la iniciativa de acompañar el proceso de renegociación establecido en la Ley 25.561, siendo su LICENCIA la primera que fue renegociada en la industria del gas en Argentina.

Todo lo anterior, con el apoyo de Gas Natural SDG, S.A. de España, su controlante, que procedió a suspender su reclamo ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) e hiciera lo propio, adquiriendo la participación accionaria de LG&E y su crédito por la sentencia favorable obtenida en ese ámbito, de modo de hacer efectiva la garantía de indemnidad prevista a favor del ESTADO NACIONAL en el ACTA ACUERDO.

No obstante ello, y pese al cumplimiento irrestricto por parte de GAS NATURAL de las obligaciones asumidas, el Poder Político mediante su inacción impuso el congelamiento de hecho de la tarifa, con las consecuencias dañosas imaginables.

Ello, cuando el principal propósito del ACTA ACUERDO fue la recomposición de la LICENCIA, en todo cuanto pudo haber sido afectada por la Ley de Emergencia y demás normas concordantes, preservando, en el marco de dichas normas, los principios y aspectos sustantivos de la Ley N° 24.076 y las regulaciones que de ella se derivan en cuanto no hubieran sido derogadas, normas que hoy en el ámbito de la AUDIENCIA PÚBLICA convocada, mantiene su absoluta vigencia.

En este ámbito, el ACTA ACUERDO previó que la RTI debía concluirse el 30 de junio de 2006 y por causas no imputables a GAS NATURAL, recién hoy será objeto de debate en Audiencia Pública, permitiendo la fijación de un nuevo régimen

SAP 458181

de tarifas máximas por un plazo de 5 años. Justamente, entre los compromisos asumidos por el ESTADO NACIONAL, reiteramos, que el principal objetivo y obligación concordante prevista en el ACTA ACUERDO, es la revisión de la tarifa congelada de hecho y la determinación de una tarifa justa y razonable, que recomponga el equilibrio contractual.

En efecto, de acuerdo con la Cláusula 11.2 segundo párrafo del ACTA ACUERDO, la RTI debió culminarse el 30 de junio de 2006; y el nuevo régimen tarifario derivado de este proceso debió entrar en vigencia el 1º de agosto de 2006, ello con el legítimo objetivo, como hemos dicho, de garantizar la viabilidad, continuidad, seguridad y calidad del servicio público en cuestión, y dotar a mi mandante de los recursos necesarios al efecto.

Con el incumplimiento que hasta hoy se patentiza, debemos enfrentar este proceso de RTI en un grave estado de emergencia económica.

El ACTA ACUERDO también establece que el nuevo régimen tarifario deberá ajustarse a lo estipulado en el Capítulo IX "Reglamento de Servicio y Tarifas" de la Ley N° 24.076 y las pautas contenidas en su Cláusula 12.

Es que sólo con la culminación de la RTI y la efectiva entrada en vigencia del cuadro tarifario resultante de tal proceso, GAS NATURAL obtendrá una tarifa que le proveerá la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, inversiones y una rentabilidad razonable, derecho adquirido al ser adjudicatario de su LICENCIA (art. 38, inc. a de la Ley N° 24.076).

Es ilustrativo señalar ahora, cuanto expresara en su día, el Informe de Justificación de la Propuesta de Carta de Entendimiento (abril de 2005) donde el ESTADO NACIONAL reconoció que: *"La regularización del contrato finaliza con la realización de la Revisión Tarifaria Integral, según las disposiciones establecidas en la Ley N° 24.076 y normas vinculadas..."* (Punto 5.13).

Finalmente señalamos que la propia ACTA ACUERDO reconoce que el proceso de RTI debe contemplar mecanismos de adecuación posterior y semestral de la tarifa de distribución de GAS NATURAL, a efectos de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y la calidad del servicio e implementar métodos adecuados para incentivar y medir en el tiempo, las mejoras en la

SAP 458181

eficiencia de la prestación del servicio por parte de la Licenciataria hasta la siguiente y correspondiente Revisión Quinquenal Tarifaria conforme al Marco Regulatorio.

Debe destacarse el extremo esfuerzo realizado por GAS NATURAL y sus accionistas, entre los cuales se cuenta el propio ESTADO NACIONAL (26,63% accionario en ANSES) para sostener la continuidad, calidad y seguridad del servicio público luego de, no solo los efectos expropiatorios de la Ley N° 25.561, sino además de la política de congelamiento tarifario desarrollada por la administración pública hasta 2015, que, sumado a un fuerte proceso inflacionario, convirtió todo el proceso en confiscatorio.

Ello incluso sin contar con el beneficio de ajustes por costos operativos ni de las inversiones, por cuanto el ESTADO NACIONAL no adoptó las medidas transitorias e inmediatas previstas en el ACTA ACUERDO, que importaban trasladar a las tarifas, las variaciones de costos que ocurrieran cuando el Índice de Variación de Costos (IVC), superara semestralmente una variación del 5% o en cualquier momento, si lo hiciera por más del 10% (Cláusulas 4.2 y 4.3).[2] Huelga señalar que, en cada caso, GAS NATURAL presentó la información que acreditaba estos extremos mayormente auditada por el ENARGAS.

Suficientemente ilustrativo en este aspecto, resultan las notas a los estados financieros de GAS NATURAL que se adjuntan y detallan la secuencia de cada presentación efectuada en este sentido (ANEXO III).

Sin embargo el ENARGAS solo dispuso ajustes parciales por las citadas variaciones de costos (Resoluciones ENARGAS Nros. 445/08, 2407/12 FOCEGAS, 2843/14) y el otorgamiento de una asistencia económica en efectivo en el año 2015, todo lo cual no resultó suficiente para cubrir los costos operativos de la Distribuidora.

---

2 "4.2. El ENARGAS calculará cada SEIS (6) meses, contados a partir del ajuste tarifario previsto en el apartado 4.1., el Indice General de Variación de Costos - IVC, de acuerdo con el procedimiento que se establece en el apartado 4.3., sobre la base de una estructura de costos de explotación e inversiones e índices oficiales de precios representativos de tales costos. Cuando del cálculo semestral del Indice General IVC resulte una variación IGUAL O SUPERIOR A MAS / MENOS CINCO POR CIENTO (=/+ a =/- 5%), el ENARGAS iniciará un procedimiento de revisión, mediante el cual evaluará la real magnitud de la variación de los costos de explotación y del PLAN DE INVERSIONES asociado, determinando si correspondiere, el traslado a la TARIFA DE DISTRIBUCION de la LICENCIATARIA. 4.3. El procedimiento de cálculo para la determinación de las variaciones del Indice General IVC que activa el proceso de redeterminación de los ingresos por variación en los precios de la economía, contempla la estructura de costos del servicio reflejada en la PROYECCION ECONOMICO - FINANCIERA..."

SAP 458181

No hay duda que en un escenario como el descripto precedentemente, era solo cuestión de tiempo para que la Licenciataria llegara a un punto de crisis insostenible.

En efecto, es público y notorio que el acceso al crédito quedó gravemente restringido para las empresas de servicios públicos a partir de la intervención y subsiguiente control societario por parte del ESTADO NACIONAL en la petrolera YPF (2012 Ley 26.741), lo cual sumado a las circunstancias expuestas precedentemente, obligaron a esta Distribuidora a incurrir en un importante endeudamiento con sus proveedores de gas.

Luego el incremento tarifario aprobado por Resolución ENARGAS N° 3725/2016, que solo perseguía una cancelación de deudas pendientes con productores y cubrir los mínimos costos operativos, fue declarado nulo (CSJN caso CEPIS) agravando aún más la crisis económica descripta precedentemente.

La implantación de un nuevo marco tarifario a partir de la conclusión de la RTI, deberá permitir el cumplimiento del marco legal vigente, restaurar el equilibrio económico-financiero de GAS NATURAL, tornar a las distribuidoras de gas en empresas sustentables con capacidad de invertir y aportar a la comunidad para impulsar el desarrollo económico y mejoramiento de la calidad de vida de los argentinos y generar un proceso virtuoso de inversiones que incrementará sustancialmente el avance actual de la gasificación en la República Argentina.

Es así que las inversiones proyectadas para este quinquenio, como se dirá oportunamente, más que triplicarían las actuales. Este salto en el proceso inversor permitirá brindar una mayor calidad en la prestación del servicio, tanto desde el punto de vista técnico-operativo como en la atención a nuestros clientes, con un importante desarrollo en la infraestructura de expansión de nuestras redes, lo que mejoraría las condiciones de acceso al servicio a industrias y comercios, colaborando con el desarrollo de la economía nacional.

Asimismo nos permitirá extender el suministro de gas natural por redes a más de un millón de personas que aun no disponen de nuestro servicio, especialmente aquellas de menores recursos que hoy deben usar combustibles alternativos mucho más onerosos e inseguros. Para ellos contamos con la experiencia de haber

SAP 458181

desarrollado modelos inclusivos de gasificación que ya han demostrado ser exitosos tales como el mencionado Cuartel V.

Creemos importante mantener y continuar implementando la tarifa social en función de los criterios establecidos por el ESTADO NACIONAL que permita ayudar a los sectores u hogares que realmente lo necesitan.

Por último es importante que como sociedad en su conjunto, todos los actores sociales vinculados a la energía continuemos generando una mayor conciencia del uso responsable y eficiente de la misma, en especial de las no renovables, promoviendo así la conservación de este recurso para futuras generaciones. Los niveles de consumo en Argentina no han respondido a parámetros de razonabilidad ya que las señales de precios que se dieron en los últimos tiempos no contribuyeron a crear una conducta y cultura de ahorro.

VI. INFORMACIÓN RELEVANTE

A continuación se explicitarán **variables y magnitudes relevantes,** relativas a la conformación tarifaria, sin perjuicio de reservar el derecho de acompañar ulterior documentación respaldatoria en la forma de anexos a la presente en los términos del artículo 19 del "Procedimiento de Audiencia Pública".

1. Costo de Capital

En el presente capítulo se desarrolla la propuesta de determinación del costo de capital para GAS NATURAL, considerando la prestación eficiente del servicio regulado de distribución de gas natural por redes durante los próximos cinco años, que le permita alcanzar un nivel de actividad normalizada luego de más de 14 años desde la Ley de Emergencia.

El costo de capital es uno de los factores más importantes que los reguladores y las compañías precisan estimar. El costo del capital representa el rendimiento mínimo que debe obtener un proyecto o empresa de manera que los mercados financieros estén dispuestos a proveer recursos a ese proyecto o a comprar una participación en esa compañía. El costo de capital requerido a una empresa por los mercados de capitales debe ser igual a la tasa de rendimiento esperada que prevalece en los mercados de capitales para inversiones alternativas de riesgo

SAP 458181

similar. Esto indica que el costo de capital de las empresas reguladas, como el de las que no lo están, está determinado por los mercados financieros.

Ante esta necesidad, las empresas distribuidoras de gas, nucleadas en la Asociación de Distribuidores de Gas (ADIGAS), contrataron a prestigiosos profesores del IAE Business School (IAE), dependiente de la Universidad Austral, para que estimen el costo de capital para la actividad de distribución en Argentina, brindando su opinión objetiva e independiente.

El trabajo solicitado abordó cuatro aspectos de esa estimación:

- Detallar las principales metodologías que se emplean para estimar el costo de capital de empresas reguladas.
- Examinar las modificaciones que habitualmente se aplican a esas metodologías cuando se emplean en mercados emergentes.
- Examinar las metodologías empleadas por otros reguladores para determinar el costo de capital de compañías reguladas.
- Realizar una estimación del costo de capital para la industria de distribución de gas natural por redes.

En el trabajo e informe (ANEXO IV) realizado por los profesores del IAE, la tasa de costo de capital para una empresa de distribución de gas por redes en Argentina se determinó en el rango de 13,52% al 12,47% dependiendo del nivel de apalancamiento.

Por su parte el ENARGAS contrató a la consultora Delta Finanzas S.A. para que calculase el costo de capital para las actividades de transporte y de distribución en Argentina. Con el resultado de dicho trabajo (ANEXO IV) la Autoridad Regulatoria comunicó mediante la Nota ENRG GDyE/GAL/I N° 10.663 los lineamientos para el cálculo del costo de capital y su valor, que fue establecido en 9,33% para las Licenciatarias distribuidoras de gas.

Debido a que GAS NATURAL y el resto de las empresas distribuidoras consideraron que el trabajo realizado por la consultora Delta Finanzas S.A. adolecía de algunas imprecisiones, se requirió a los profesores del IAE para que efectuaran un análisis de dicho informe.

SAP 458181

El resultado del trabajo de análisis realizado estableció que el modelo utilizado por Delta Finanzas S.A. para estimar el costo de capital es el adecuado, pero se apoya en estimaciones y parámetros que en algunos casos no son los apropiados y por tanto el resultado al cual arriba no representa el costo de capital para una empresa de distribución en Argentina.

En consecuencia se presenta este nuevo análisis de los profesores del IAE a los efectos de su consideración en el cálculo tarifario (ANEXO IV).

2. Proyección de gastos

A continuación se expondrá la proyección de gastos operativos para el período 2017-2021 que GAS NATURAL requiere para prestar en forma eficiente el servicio regulado de distribución de gas natural por redes y alcanzar un nivel de actividad normalizada luego de más de 14 años desde la Ley de Emergencia.

El Marco Regulatorio y las disposiciones dictadas en su consecuencia por el ENARGAS tienen por objeto principal el cumplimiento de dos premisas básicas en relación con los gastos operativos:

- Evitar que en un mercado de características monopólicas, las Licenciatarias gocen de tarifas no competitivas.
- Inducir a las Licenciatarias para que adopten decisiones que propicien la "eficiencia productiva".

Así, los gastos operativos de una distribuidora están conformados por los costos de operación y mantenimiento básicamente de carácter técnico, y los necesarios para llevar a cabo las actividades relacionadas con la comercialización y administración de la empresa.

Por otra parte, en el proceso de análisis de los gastos operativos en el marco de una revisión tarifaria, es necesario verificar el cumplimiento de ciertos presupuestos que hacen a su admisibilidad para la adecuada conformación de la tarifa:

- Legitimidad: que los conceptos sean admitidos por la normativa vigente.
- Razonabilidad: que los gastos sean necesarios y estén directamente relacionados con la actividad regulada.

SAP 458181

- Recurrencia: que los gastos sean habituales en períodos de tiempo razonables.
- Existencia: que los gastos sean reales y se hallen adecuadamente respaldados.
- Valuación: que los costos sean correctamente estimados y cuantificados.

GAS NATURAL realizó su estimación de gastos operativos considerando una empresa normalizada, eficiente y sostenible en el tiempo. Este criterio surge como necesario debido a que el nivel de actividad desarrollada en el pasado, incluso el presente año, no es representativo del normal funcionamiento de una distribuidora de gas, habida cuenta la insuficiencia tarifaria que existió a lo largo de más de 14 años y que llevó a la distribuidora a la necesidad de adecuar las tareas a realizar a la disponibilidad de fondos con una fuerte restricción de costos en la contratación de servicios, adquisición de bienes y remuneraciones del personal propio, limitando su actividad al cumplimiento de la normativa vigente.

Debido a que las tarifas son calculadas a una determinada fecha y luego deberán ser actualizadas por un mecanismo de ajuste a fin de recoger el efecto de las variaciones de precios de la economía, las proyecciones de gastos son realizadas en moneda constante. La proyección se estimó en valores monetarios correspondientes a diciembre de 2016.

Resulta necesario señalar que existe una diferencia significativa entre los gastos proyectados para el período 2017-2021 y los efectuados durante el año 2015 solicitados por el ENARGAS, no solo por considerar el nivel de actividad de una empresa normalizada y eficiente, sino también por los efectos de las actualizaciones de precios de la economía, con valores de inflación cercanos a 30% para 2015 y 40% para el presente año.

Con respecto a las variaciones de precios citadas, también es importante destacar que más allá de las actualizaciones que poseen los principales contratos de servicios con los proveedores, que se ajustan por la evolución de salarios y otras variables económicas, en ocasión de efectuarse nuevas licitaciones para estos servicios, se han producido importantes incrementos de precios por sobre la inflación.

Como ejemplo de ello podemos mencionar que las mejores ofertas en las licitaciones de servicios de lectura de medidores, distribución de facturas,

SAP 458181

mantenimiento de instalaciones auxiliares de la red, atención de urgencias y operaciones en los domicilios de los clientes, han tenido incrementos de precios entre 15% a 30% adicionales a la inflación del año.

En este contexto, la proyección de gastos operativos para el período 2017-2021 es:

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021
Remuneraciones y cargas sociales	468	477	479	480	480
Servicios y suministros de terceros	508	516	520	524	529
Mantenimiento y reparación de instalaciones	172	181	189	190	188
Previsiones	130	152	173	189	193
Comisiones por cobranzas	132	148	167	182	185
Tasa de fiscalizacion del ENARGAS	74	74	74	74	74
Honorarios y servicios profesionales	40	40	40	40	40
Materiales diversos	37	37	37	38	38
Alquileres y seguros	23	23	23	23	23
Impuestos tasas y contribuciones	10	10	10	10	10
Total	**1.593**	**1.660**	**1.713**	**1.750**	**1.759**

Para construir la proyección de gastos operativos expuestos en el cuadro anterior, se consideró la actividad desarrollada actualmente, a través de empresas contratistas, incorporando nuevas tareas o mayor nivel de actividad, todo ello, como se dijera, bajo la premisa de gestionar una empresa normalizada, eficiente y sostenible en el tiempo, entre otras:

1. Incremento de 1.100 km anuales de reseguimiento para localización de fugas en la red, por reconfiguración de zonas comerciales y no comerciales.
2. Incremento de la actividad de mantenimiento y adecuaciones de cámaras de regulación (partes mecánica y civil) y válvulas de línea.
3. Incremento de las actividades para mejorar la integridad del sistema de distribución.
4. Mejora de instalaciones industriales. Actualización de planos conforme a obra y del sistema de instrumentación, calibración bimestral de nuevo cromatógrafo y analizador de CO2 y agua, y mantenimiento de dos nuevos odorizadores a inyección.
5. Mantenimiento de 937 nuevos equipos de medición (medidores, unidades correctivas y RTU´s). Adquisición de patrones de calibración para medidor de odorante en línea.

SAP 458181

6. Adquisición anual de gases especiales para el funcionamiento del cromatógrafo. Calibración anual de los equipos.
7. Incremento de tareas operativas vinculadas al crecimiento de las redes de distribución, instalaciones auxiliares y clientes, entre otros: i) garantía de calidad, ii) análisis, estudios y dimensionamiento de la red de distribución, iii) gestión cartográfica, iv) call center y telecobros para los clientes.
8. Mayor control de fraudes y pérdidas: El hecho de que las tarifas a usuarios no reflejaran los costos reales del servicio, llevó a una situación en la cual el consumo prácticamente se independizó del costo real y hace prever que con la normalización de las tarifas, incluido el precio del gas en boca de pozo, va a existir una mayor necesidad en el control de las pérdidas para que la mismas se mantengan dentro de valores razonables. Se contempla incrementar la actividad de detección de medidores defectuosos, revisión de todos los casos de clientes sin consumo, tratamiento avisos de lecturistas de medidores, inspecciones a clientes comerciales, denuncias de terceros, relevamiento de barrios cerrados y relevamiento sistemático de clientes en baja.

Con respecto a la actividad desarrollada actualmente por personal propio, se incorpora nuevo personal (técnico y administrativo) necesario para realizar las tareas de la distribuidora, bajo la premisa de gestionar una empresa normalizada, eficiente y sostenible en el tiempo:

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Empleados	509	578	581	582	583	583

Para algunos gastos específicos se asumirán las siguientes premisas:

- Previsión para deudores incobrables: Estos valores están asociados a los niveles tarifarios de distribución, de transporte y del gas en boca de pozo. Para su cálculo se asumió un nivel tarifario conformado por el precio del sendero del gas en boca de pozo establecido en la Resolución MINEM N° 212/2016, el valor de distribución resultante de la oportuna propuesta tarifaria de la Distribuidora, el de cargo de transporte con igual incremento al proyectado en distribución y el componente impositivo contenido en facturas, y sobre ello se aplicó un porcentaje estimado de incobrabilidad, decreciente a partir de 2017. Es importante destacar la proyección de la previsión por deudores incobrables no puede realizarse sobre la base de la

SAP 453181

realidad del año 2015, debido al incremento de los valores de las facturas para los clientes derivado de los incrementos tarifarios efectuados en 2016, en particular el correspondiente al componente gas en boca de pozo y de la discontinuidad que tuvo la facturación producto de las medidas judiciales sobre las tarifas de abril.

- Comisiones por gestión de cobro: Las comisiones abonadas a las entidades de cobro y a la empresa de transporte de caudales de las oficinas comerciales, al igual que en el caso anterior, están asociadas a los valores de las facturas. Para su cálculo se asumió un nivel tarifario conformado por el precio del sendero del gas en boca de pozo establecido en la Resolución MINEM N° 212/2016, el valor de distribución resultante de la oportuna propuesta tarifaria de la distribuidora, el cargo de transporte con igual incremento al proyectado en distribución y el componente impositivo contenido en facturas, y sobre ello se ha aplicado el porcentaje promedio de comisiones de cobro y transporte de caudales.

- Tasa de fiscalización y control del ENARGAS: Se ha requerido al ENARGAS la proyección. Si bien la definición del valor corresponde a dicho organismo, se asumió el valor del año 2016, siendo el peso de este concepto el 5% del total de gastos operativos de GAS NATURAL.

Por otra parte, no se han incluido en el cuadro precedente:

(I) Las amortizaciones de bienes de uso, que oportunamente se calcularán considerando: i) la vida útil establecida por el ENARGAS en la Resolución N° 1903/2000, ii) el plan de inversiones propuesto para el período 2017-2021 y iii) la base de activos.

(II) El efecto del mayor impuesto a las ganancias generado por la diferencia entre las amortizaciones fiscales y las contables-regulatorias, que debe ser considerado como un costo en el cálculo del requerimiento de ingresos necesarios para GAS NATURAL.

(III) Las tasas de ocupación de espacio público (TOEP) en el entendimiento que se tratarán como traslado particular en las tarifas de los usuarios de cada localidad gravada. De no ser así, deberán contemplarse debidamente como un gasto operativo a incorporar.

SAP 458181

(IV) El impacto de las adecuaciones regulatorias que propondría el ENARGAS en el contexto de este proceso, dado que a la fecha solo se ha comunicado la Nota N°10.191/2016 sobre factores de corrección por presión, temperatura y compresibilidad.

(V) Variaciones de costos del servicio de distribución no controlables por la Licenciataria luego de determinada la tarifa en el proceso de RTI.

Vale recordar que la Ley N° 24.076 en su artículo 46, establece "*...Los transportistas, distribuidores y consumidores podrán solicitar al Ente Nacional Regulador del Gas las modificaciones de tarifas, cargos, precios máximos, clasificaciones o servicios establecidos de acuerdo con los términos de la habilitación que consideren necesarias si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas. Recibida la solicitud de modificación, el ente deberá resolver en el plazo de sesenta (60) días previa convocatoria a audiencia pública que deberá celebrarse dentro de los primeros quince (15) días de la recepción de la citada solicitud...*".

Entre las "*circunstancias objetivas y justificadas*" citadas precedentemente, es claro que deben estar incluidos aquellos cambios en los costos que la Distribuidora no pueda controlar, como los originados en la aplicación de nuevas normativas o en modificaciones regulatorias que entren en vigor con posterioridad a la vigencia de la RTI.

De verificarse cambios normativos y/o mayores exigencias regulatorias que las contempladas en la actualidad, deberá reconocerse el impacto en las tarifas de distribución, en cumplimiento con lo establecido en el Marco Regulatorio. En este contexto el ENARGAS, a pedido de la Licenciataria, debe iniciar un proceso orientado a evaluar la afectación producida y su incidencia en los costos del servicio, cuyo resultado determinaría, de corresponder, la readecuación de la tarifa de acuerdo a lo establecido en el artículo 46 de la Ley N° 24.076.

SAP 458181

gasNatural fenosa

4. Inversiones Quinquenio

El propósito del presente apartado, es el de describir, cuantificar y fundamentar la propuesta de plan quinquenal de inversiones, cuyo monto, desagregado cronológicamente, estará considerado como una de las variables que determinarán el nivel tarifario de GAS NATURAL en el período 2017-2021.

Las inversiones a las que haremos referencia se corresponden con la visión superadora de GAS NATURAL en la industria, dotándola de una mayor calidad en la prestación del servicio, tanto desde el punto de vista técnico - operativo, como de la atención a sus clientes en un marco que propicia una importante inversión en infraestructura de expansión de sus redes, orientado a la captación de aquellos consumidores que de otra manera verían dificultado su acceso al servicio. Todo ello encuadrado en la normativa y estándares vigentes y en el marco generado por el ACTA ACUERDO suscripta con el ESTADO NACIONAL.

Es oportuno aclarar, que la efectiva concreción del plan propuesto está supeditado a los ingresos tarifarios que se determinen, a la obtención del financiamiento necesario, ya sea por la generación de fondos propios o a través del mercado de capitales y/o de bancos, y al efectivo cumplimiento de lo establecido en el ACTA ACUERDO por remisión (trato equitativo) a la Cláusula 12.7 suscripta por Distribuidora de Gas Cuyana S.A. que dispone que la determinación de la base tarifaria debe tener en cuenta "*el principio básico de inversión dispuesto en el Marco Regulatorio que considera el interés general de alentar las inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable...*"

Para la elaboración del plan quinquenal de inversiones, GAS NATURAL ha tomado como referencia el contexto existente, en un marco donde la paulatina recuperación de la inversión, luego de más de 14 años de insuficiencia tarifaria, permitirá lograr objetivos estratégicos relacionados con la sustentabilidad del proceso de mantenimiento y mejora de la calidad de suministro del servicio de gas natural por redes en general.

Así, el marco de inversiones ha sido direccionado, entre otros, hacia objetivos tales como:

SAP 458181

- Expansión de nuevas redes, ejecutando obras propias de infraestructura en alta presión (gasoductos y/o ramales y estaciones reductoras) donde esté probada la expectativa por acceder al gas natural o donde se prevea que las condiciones futuras generarán ese escenario.
- Desarrollo de infraestructura de media presión, para facilitar la expansión en el marco del régimen de obras por terceros.
- Mejora continua de la calidad de medición a clientes (reemplazo de medidores cuya performance, por estado, antigüedad o modelo se prevé deficitaria).
- Mejora de la distribución de presiones en los distintos sistemas de alta, media y baja presión (religamientos, reemplazo por cañerías de mayor diámetro, etc.).
- Mantenimiento de los estándares de integridad del sistema de distribución.
- Mantenimiento preventivo y correctivo de las redes de distribución.
- Mejora permanente de las instalaciones de regulación y medición en distribución.
- Incorporación a través de recursos (SCADA, medición, comunicaciones), destinados a afrontar adecuadamente el control y gestión del sistema de distribución.
- Desarrollo de sistemas informáticos que permitan alcanzar adecuadamente los objetivos de ingeniería, construcciones, operación y mantenimiento y atención comercial para la captación y gestión de clientes.
- Actualización de hardware que permita adaptar nuestros procesos internos a las nuevas tecnologías.
- Adecuación integral de la infraestructura edilicia para mejorar la atención de nuestros clientes.

A los efectos de lograr los objetivos descriptos, GAS NATURAL ha determinado el monto anual de inversiones necesarias para su consecución.

Los montos de inversión, así como las magnitudes, se han determinado, según el caso, en función de obras, adquisiciones puntuales, contratos existentes o sobre la base de información histórica de la compañía, considerando los volúmenes de obra u operaciones potenciales y previsibles para el mantenimiento de la seguridad de personas y bienes, y para permitir la continuidad del servicio en condiciones sustentables.

SAP 458181

En ese sentido y para cada uno de los rubros que se describirán en el acápite siguiente, se incluyen los fundamentos que explican su necesidad.

Asimismo, vale indicar que los montos prevén la continuidad de inversiones de carácter preventivo que, sin comprometer la seguridad, debieron ser postergadas durante el período 2002-2016 y cuya recuperación comenzará en 2017.

Debido a que las tarifas son calculadas a una determinada fecha y luego deberán ser actualizadas por un mecanismo de ajuste a fin de recoger el efecto de las variaciones de precios de la economía, las proyecciones de inversiones son realizadas en moneda constante y a valores monetarios correspondientes a diciembre de 2016.

La siguiente planilla muestra el resumen de los montos de inversiones por rubros propuesto por GAS NATURAL. En el ANEXO V adjunto, se desagrega la información en forma anual y acompañan los antecedentes de cada proyecto. Información complementaria y ampliatoria fue entregada al ENARGAS en ocasión de la auditoría realizada el 02/11/16, conforme surge del Acta ENRG/GD N° 136/16.

SAF 4501161

gasNatural fenosa

PLAN DE INVERSIONES - GAS NATURAL BAN - 2017-2021

N° de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Monto (Millones de $$)
01	**Mantenimiento del Sistema de Distribución**	**Incluye todasactividades relacionadas con el mantenimiento preventivo y correctivo del sistema de distribucón en un todo de acuero con la nomativa vigente**	**1.078,1**
01.01	Renovación de red por fuga y acometidas	Renovación de red por fuga de media y baja presión en tramos menores a 13 mts y renovación de acometidas domiciliarias por nuevas acometidas en polietileno	359,8
01.02	Renovación de red por obsolecencia	Renovación de red de HºFº de Ciudad Evita	141,5
01.03	Adecuación de Estaciones de Regulación y Válvulas	Adecuación de estaciones de regulación y valvulas de linea por obsolecencia	283,5
01.04	Integridad	Plan anual de integridad de lineas de transmisión	143,2
01.05	Protección catódica	Mantenimiento preventivo y correctivo de instalaciones de protección catódica.	55,9
01.06	Mantenimiento de Sistema de medición de Clientes Industriales	Plan anual de mantenimiento preventivo y correctivo de sistema de medición de clientes industriales	51,7
01.07	Sustitución de Medidores	Sustitución de Medidores doméstico-residenciales por anomalías técnicas, fallas, deterioro y obsolescencia, provenientes de defirentes procesos (Urgencias, Operaciones domiciliarias, reclamos clientes, etc. (Total: 10.400 medidores)	42,5
02	**Confiabilidad del sistema de Distribución**	**Incluye todas las inversiones relacionadas con refuerzos de red, desplazamientos, repotenciación de plantas reguladoras y control y calidad del sistema de distribución**	**2.075,2**
02.01	Desplazamientos de redes AP y MP	Adecuación del sistema de distribución por cambios en el entorno urbano	83,3
02.02	Refuerzos Alta Presión y Media Presión	Obras de infraestructura en la red para la mejora operativa del sistema de distribución.	537,1
02.03	Repotenciación de Estaciones de Regulación	Obras de repotenciación de estaciones de regulación para la mejora opertiva del sistema de distribución	442,7
02.04	Calidad de Gas	Adquisición de cromatógrafo y mantenimiento de odorización para el control de la calidad del suministro de gas natural	14,5
02.05	Control del Sistema de Distribución	Provisión e instalación de sistemas de telelectura Veribox y dataloggers	65,3
02.06	Control de Sistemas de Medición	Adquisisción de instrumentos y equipos para mejorar el control de los sistemas de medición	13,9
02.07	Actualización del GIS	Mantenimiento del sistema de georeferenciación	31,2
02.08	Planta Peak Shaving	Adecuacion operativa de la planta Peak Shaving	185,9
02.09	Sustitución de Medidores	Plan anual de sustitución de medidores trabados o con anomalías técnicas	121,9
02.10	Renovación del Parque de Medición	Plan anual de renovación de medidores obsoletos	579,4
03	**Expansion del sistema de Distribución**	**Incluye todas las inversiones relacionadas con la puesta en servicio de nuevos clientes y obras de expansion del sistema de distribución**	**1.459,0**
03.01	Expansion del sistema de Distribución	Obras de infraestructura en la red para el desarrollo de redes de distribución e incorporación de nuevos clientes	593,7
03.02	Crecimiento base de clientes	Construcción de acometidas e inspección y habilitación de instalaciones internas para la puesta en servicio de nuevos clientes residenciales y comerciales	865,3
04	**Otras Inversiones**	**Inlcuye las inversiones de actividades soporte para el desarrollo de la actividad**	**472,8**
04.01	Mantenimiento Edilicio	Mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones edilicias relacionadas con la operación del sistema de distribución y la atención al cliente	65,9
04.02	Vehiculos	Renovación de flota operativa	68,5
04.03	Desarrollo de Software	Desarrollo y adecuación de los sistemas informáticos tendientes a mejorar la eficiencia de los proceso operativos y de servicio al cliente	215,7
04.04	Adquisición de Hardware	Renovación y adquisición de hardware que acompañe el desarrollo de software y modernización de los procesos de atención al ciente	122,7
TOTAL PLAN DE INVERSIONES 2017-201			**5.085,1**

SAP 458181

- **Proyecto 01 - Mantenimiento del sistema de distribución**

Contempla todas las actividades relacionadas con el mantenimiento preventivo y correctivo del sistema de distribución en un todo de acuerdo con la normativa vigente.

Proyecto 01.01 - Renovación de red y acometidas por fuga: Este proyecto contempla la eliminación de pérdidas de gas detectadas en los sistemas de distribución de alta, media y baja presión a partir del proceso de búsqueda sistemática de fugas y de intervenciones realizadas por el Centro de Atención de Urgencias.

El criterio de renovación de red surge de considerar el grado de deterioro como un punto de corte entre reparación de la fuga o renovación de la red, cuando son detectadas una determinada cantidad de fugas, privilegiando aspectos relacionados con la seguridad de suministro y de personas y bienes.

La renovación de acometidas comprende el reemplazo de aquellos servicios individuales que resulten necesarios para eliminar las fugas detectadas en acometidas, derivadas de los reclamos atendidos por el Centro de Atención de Urgencias o por el proceso de reseguimiento de fugas.

Además de eliminarsè la fuga, es importante destacar, que el reemplazo de la acometida por una nueva, significa la eliminación de la dobla de acero y accesorios de unión, lo que da una mayor seguridad en cuanto al mantenimiento de la instalación.

Esa tarea comprende, entre otras, la realización de trabajos de obra civil y mecánica e incluye materiales y los permisos necesarios para trabajar en la vía pública según la normativa de cada municipio.

Por último, se incluyen en este proyecto las adquisiciones destinadas a contar con la maquinaria, herramental y/o instrumental destinados a la operatoria normal de mantenimiento, atención de urgencias, de manera de contar con equipamiento para el accionar del personal de mantenimiento y del Servicio de Urgencias en la resolución de emergencias y trabajos de la operativa diaria.

SAP 459181

Proyecto 01.02 – Renovación de red por obsolescencia: La red a renovar tiene más de 50 años de antigüedad, opera en baja presión (22 mbares) y fue realizada por la Ex- Gas del Estado. La red se construyó en H°F°, material obsoleto, que ya no se utiliza en la industria del gas y con los servicios en acero. La zona a renovar presenta un índice de fugas superior al que presentan los demás sistemas de distribución y las pérdidas que se detectan responden a cuestiones mecánicas (las uniones entre caños son mecánicas). La eliminación de las fugas requiere grandes movimientos de tierra y con el tiempo se vuelven a repetir; por otro lado los materiales requeridos no se consiguen en el mercado local.

Se prevé la renovación de la red en polietileno y en media presión (1.5 bar), con lo cual se logrará una mejora tecnológica, lo cual redundará en una mejor condición de presión de suministro, mayores niveles de confiabilidad operativa y un bajo nivel de pérdidas.

Se establece un programa de obra de manera tal que se elimine toda la red existente de H°F° en un plazo de 4 años dentro del período de vigencia de la RTI.

Incluye materiales, mano de obra y todas las erogaciones relacionadas con el proyecto y la construcción (permisos, CPI, etc.)

Proyecto 01.03 – Adecuación de estaciones de regulación y válvulas: Contempla la adecuación de estaciones de regulación y válvulas de bloqueo que presenten signos de obsolescencia. Su readecuación y renovación es necesaria a los efectos de brindar mayor confiabilidad y seguridad al sistema de distribución.

GAS NATURAL cuenta en sus sistemas de distribución con 375 estaciones de regulación de presión (ERP) tanto aéreas como subterráneas, las que se encuentran distribuidas en los 30 partidos que conforman el área de LICENCIA.

Este proyecto prevé la adecuación integral o parcial de aquellas unidades de regulación que presentan grado de obsolescencia. La adecuación mecánica consistirá en reformas de las plantas, previéndose el cambio de reguladores, filtros, sistemas de seguridad, válvulas de bloqueo y cámaras de mampostería.

Por otro lado, a los efectos de disponer de mayores alternativas operativas, se ha previsto adecuación civil y mecánica en cámaras de válvulas existentes y la colocación de válvulas en distintas cañerías de alta presión. Con esto último, se

SAP-458181

pretende ir agregando opciones de operación para el caso que dada una cierta contingencia se requiera el corte de suministro y/o la disminución temporal de la presión de operación en un tramo de red.

Finalmente, también se consideran las siguientes actividades: i) colocación de segunda tapa de acceso a cámaras subterráneas, ii) reemplazo de espacios verdes por pisos de hormigón, iii) instalación de filtros con manómetro diferencial, iii) reemplazo de cerco perimetral, iv) instalación de puentes grúa.

Incluye materiales, mano de obra y todas las erogaciones relacionadas con el proyecto y la construcción (permisos, CPI, etc.)

Proyecto 01.04 – Integridad: Realizar las acciones necesarias para preservar la integridad de los sistemas de distribución de alta, media y baja presión. La gestión de integridad es una metodología que permite aumentar la confiabilidad de las instalaciones asegurando el correcto funcionamiento de los sistemas, reduciendo las posibilidades de accidentes que comprometan la seguridad de las personas y bienes.

Este proyecto contempla las siguientes actividades:

- **Llenado de espacio anular en cruces encamisados con material inerte:** Relleno controlado del espacio anular con un medio inerte de caños encamisados en Líneas de Transmisión con el fin de prevenir eventuales focos corrosivos que pudiesen desarrollarse dentro de los mismos.

Con esto se logra aumentar los niveles de seguridad en operación de Líneas de Transmisión, mitigar la amenaza de corrosión en dichas Instalaciones y cumplir los requisitos mandatorios de la normativa NAG 100-Parte O.

- **Estudios de Integridad, consultoría y compra de instrumental de Integridad. Líneas de Transmisión:** Dar soporte a los requerimientos del Plan de Gestión de Integridad de la Compañía recurriendo al estudio de las amenazas particulares que afectan a cada ducto mediante el acceso a nuevas tecnologías, nuevo software de gestión y análisis espacial, herramental adecuado, y el "know how" necesario

SAP 458181

del personal para mantener una operación de líneas seguras y consecuentemente cumplir con la normativa aplicable (NAG 100 - NAG 100 Parte O - NAG 100 Parte G).

- **Refuerzo de señalización de gasoductos de Alta Presión - Líneas de Distribución:** Reforzar la señalización en gasoductos de Alta Presión pertenecientes a Líneas de Distribución. La señalización de gasoductos junto al Programa de Prevención de Daños son las herramientas más importantes a la hora de mitigar la amenaza a la integridad "Daño a Terceros". Con el fin de disminuir los valores de riesgo por el impacto de esta en zonas pobladas y zonas rurales con sitios identificados.

Proyecto 01.05 – Protección catódica: Contempla las siguientes actividades:

- **Renovación de Instalaciones de Protección Catódica - Renovación de Lechos Dispersores Profundos Recuperables e Instalaciones Auxiliares:** Dar respuesta a las demandas de corriente de los Sistemas de Protección Catódica con el fin de mantener los criterios de protección adoptados y en consecuencia proteger la red de acero contra la corrosión. El carbón calcinado se va separando de la columna por acción de las napas freáticas y los electrodos se cortan con el paso del tiempo y la acción del medio ácido. Adicionalmente, la obsolescencia de algunos materiales asociados a estas instalaciones hacen necesario la renovación integral de estas unidades.

- **Protección Catódica - Estaciones de medición continua de corrosión - Líneas de Transmisión:** Lograr más precisión y exactitud en la medición de velocidad de corrosión con el fin de obtener tiempos de reevaluación más precisos en Líneas de Transmisión y cumplir con las disposiciones y requisitos legales aplicables (NAG 100 - NAG 100 Parte O - NAG 100 Parte G). La tasa de corrosión es uno de los parámetros más importantes en el análisis de integridad y de

SAP 458181

corrosión, su valor junto con los parámetros operativos de las instalaciones determinan los períodos de re inspección en los planes de gestión de integridad. El objetivo de estas estaciones es poder recolectar valores continuos más certeros y a posteriori un análisis de riesgo más representativo.

Durante el lapso de vida útil de las probetas se determina una curva corrosiva que permite determinar la velocidad de corrosión. El monitoreo a distancia del funcionamiento de las probetas, permitirá enviar datos continuos y detectar cualquier alteración de las variables eléctricas involucradas, redundando en un mejor análisis de agresividad del suelo.

- **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Unidades de Protección Catódica por Corriente Impresa con Lechos Dispersores Profundos Recuperables / Cemento Conductivo:** Dar respuesta a las demandas de corriente de los Sistemas de Protección Catódica con el fin de mantener los criterios de protección adoptados y en consecuencia proteger la red de acero contra la corrosión. Debido a la reducción del valor de resistencia de cobertura de los revestimientos orgánicos provocada por el paso del tiempo, algunas redes incrementan su necesidad de corriente. Por ello y con el fin de ecualizar eficientemente las corrientes evitando altos valores de inyección que pueden promover potenciales polarizados que lleguen a la zona de producción de hidrógeno y/o potenciales que promuevan el despegue catódico, es que se realizan estas unidades.

Proyecto 01.06 – Mantenimiento del sistema de medición de clientes industriales: contempla las siguientes actividades:

- **Reemplazo habitual de Medidores y Unidades Correctoras:** Mantener las mediciones de los volúmenes de los clientes industriales dentro de las especificaciones indicadas por el regulador y los fabricantes. Actualización tecnológica por obsolescencia.

SAP 458181

- **Modificación de Instalaciones en Clientes Industriales**: Adecuación de instalaciones a la normativa. Reemplazo de medidores de distinta tecnología, cambios de consumo. Optimización de los sistemas de medición.

- **Equipamiento para el área de Instrumentación y laboratorio de calibración**: Mantener el equipamiento conforme a las nuevas tecnologías, reemplazo de equipamiento obsoleto o deteriorado. Cumplir con los requisitos normativos en cuanto al estado de los sistemas de medición, detectores de mezcla explosiva, mantenimiento de los sistemas SCADA y registradores de presión. Mantener el equipamiento del laboratorio a la NORMA ISO 17025.

- **Modificación del reglamento del servicio de distribución**: Instalar correctores de volumen en clientes sin corrección de volumen por factores de presión, temperatura y factor de compresibilidad. Debido a la instalación de nuevos correctores de volumen, es necesario adecuar las instalaciones de los clientes, reemplazar medidores que no son aptos para funcionar con unidades correctoras. Adecuar las instalaciones conforme a normativa.

Proyecto 01.07 – Sustitución de medidores: Sustitución de medidores doméstico-residenciales por anomalías técnicas, fallas, deterioro y obsolescencia, provenientes de diferentes procesos (urgencias, operaciones domiciliarias, reclamos de clientes, etc.).

- **Proyecto 02 – Confiabilidad del sistema de distribución:**

Contempla todas las inversiones relacionadas con la seguridad y calidad de servicio del sistema de distribución.

Proyecto 02.01 – Desplazamientos de redes de alta y media presión: El presupuesto contempla parámetros históricos (para prever remociones a realizar producto de irregularidades detectadas durante el proceso de vigilancia de cañerías, etc.) y/u obras concretas que refieren a situaciones ya identificadas, con cañerías pendientes de adecuaciones en su posición, para que cumplan integralmente las normas de seguridad vigentes (corrimientos de línea municipal, invasiones de las zonas de seguridad de los ramales, modificaciones de cauces de arroyos, etc.).

SAP 458181

Incluye materiales, mano de obra y todas las erogaciones relacionadas con el proyecto y la construcción (permisos, CPI, etc.).

Proyecto 02.02 – Refuerzos de Alta Presión y de Media Presión: Son las cañerías necesarias para compensar el crecimiento vegetativo de zonas donde los ramales de alimentación existentes no pueden cubrir la demanda; ya sea por una imprevisión de origen, porque un desarrollo urbanístico o industrial superó las expectativas iniciales o porque se requiere la instalación de una nueva reguladora de refuerzo y ella tiene un ramal asociado.

En este sentido, cabe destacar, que las redes de gas en Argentina datan, en algunos casos, de más de 50 años de antigüedad, circunstancia que en ciertos casos provoca desfasajes entre la demanda esperada originalmente y la real.

Adicionalmente, si bien no por los motivos determinados ut supra, se ha incluido en este rubro las inversiones destinadas a realizar religamientos para "Doble Vinculación de Ramales AP" las que son consideradas por nuestra compañía de gran importancia. Ellas permiten disponer alternativas de operación que eviten dejar sin suministro a decenas de miles de clientes ante la rotura accidental de una cañería de alta presión, cuando ésta es la única que abastece a ciudades que conforman un área importante de redes de media presión.

Hacia fines de 1992 existían en las redes de distribución grandes deficiencias que dificultaban el adecuado suministro, principalmente, durante los meses de invierno cuando los clientes residenciales incrementan fuertemente su consumo promedio.

La corrección de este inconveniente requirió de una alta inversión inicial y a posteriori inversiones anuales permanentes que mantuvieron inalterada la adecuada calidad de suministro que los clientes de esta industria debían recibir como contraprestación por la tarifa erogada.

Durante el trienio 1999-2001, se instalaron 20 km. de cañerías con el objeto de reforzar o religar redes de media presión, de manera de mantener un adecuado potencial de suministro para enfrentar básicamente los consumos de los meses invernales y mejorar las presiones finales de red.

SAP 458181

La disminución de inversiones en este rubro durante el periodo 2002-2016, debido a la insuficiencia tarifaria, y la necesidad de cubrir nuevos requerimientos, hace que preveamos instalar una cantidad importante de kilómetros, los cuales tienen como objetivo servir de refuerzo de red para compensar presiones y vincular redes aisladas que se encuentran en cercanías de otra red a la que se pueden vincular. Estos aspectos son extendidos a continuación:

- **Refuerzos de Red:** La determinación de la ubicación de estas cañerías surge de estudios de simulación de red que permiten relacionar la demanda prevista con la capacidad de la infraestructura existente, obteniéndose así las presiones finales, las que, para cumplir las condiciones adecuadas de suministro a los clientes, requiere de nuevas cañerías que compensen la caída de presión.

En este sentido, cabe destacar, que en las redes de las distribuidoras, no es el caudal diario o mensual el que tiene incidencia en la determinación de los refuerzos o religamientos, sino el caudal horario. Sobre este parámetro, no se observan disminuciones; sino incrementos producto de la ventaja comparativa del precio del gas natural, observándose además, un aumento del consumo PYME, con impacto en dicho caudal horario.

Allí, puede observarse claramente que hay una zona donde con pequeños incrementos de caudal, la caída de presión es muy importante. Por lo tanto, razonándolo en forma inversa se infiere que si no se invierte adecuadamente en refuerzos de red, las presiones caen en determinado momento muy rápidamente, aunque el incremento de la demanda sea pequeño.

Por lo tanto, de no realizarlas ordenadamente en el tiempo, se requerirá luego grandes inversiones para restablecer la calidad de suministro que se había logrado originalmente.

Proyecto 02.03 – Repotenciación de estaciones de regulación

Estas obras comprenden:

- **Adecuación y/o renovación integral de plantas reguladoras de presión y/o medición, asegurando las**

SAP 458181

condiciones operativas adecuadas: Uno de los aspectos donde es necesario realizar inversiones para lograr una adecuada modernización en el tiempo, es en las estaciones reguladoras existentes con anterioridad a la privatización.

Sobre este particular, GAS NATURAL ha tenido una política consistente que le permitió adecuar significativamente en los últimos años, estaciones o sus etapas de regulación.

Esto propicia tanto la confiabilidad general en la prestación del servicio como la mejora de parámetros tales como la sensibilidad de regulación y el nivel de ruido.

- **Ejecución de estaciones reguladoras de refuerzo:** La necesidad de cubrir nuevas áreas, debido al crecimiento permanente de las redes, implica la instalación de nuevas estaciones reguladoras. La determinación de su ubicación surge, al igual que la de las cañerías de refuerzo, de estudios de simulación de red que permiten relacionar la demanda prevista con la capacidad de la infraestructura existente, obteniéndose el rango óptimo de presiones finales para cumplir las condiciones adecuadas de suministro a los clientes.

Proyecto 02.04 – Calidad de gas

Se han previsto inversiones en equipos e instrumentos para mejoras en el control de la calidad de gas y odorización del sistema de distribución, en función del siguiente detalle:

- Renovación de cromatógrafos en puentes de medición y city gates.
- Adecuación de odorizadores para optimizar su funcionamiento.
- Adquisición de medidores de concentración de odorización portátiles y en línea.
- Medidor de punto de rocío.
- Generador de gases patrón.
- Equipos de muestreo contínuo.
- Instrumental vario para calidad de gas y odorización.

SAP 158181

Proyecto 02.05 – Control del sistema de distribución

Lograr la obtención de datos remotos en forma eficaz implica mantener la capacidad de supervisión del sistema de distribución existente y de monitoreo del funcionamiento de la red. Se prevé la incorporación de nuevos equipos y reposición de distintos instrumentos por causas de robo, y/o rotura así como la renovación tecnológica por obsolescencia.

En este contexto la propuesta involucra:

- Instalación de RTU´s en los puntos de colocación de Odorizadores, o puntos de medición de parámetros operativos donde sea necesario.
- Registradores electrónicos de presión bicanales o monocanal según el caso, con el objeto de monitorear plantas de regulación aisladas y puntos de la red de media presión respectivamente. Está prevista la comunicación a través de modem y línea telefónica, con lo cual mediante un sistema de alarmas y/o comunicaciones automáticas pre-establecidas se dispondrá de información en el Despacho Central.
- Adquisición de instrumental de campo, transmisores de presión, transductores de presión corriente, protecciones de descarga eléctrica, plc´s, etc.

Proyecto 02.06 – Control del sistema de medición

Se prevén inversiones relacionadas con la mejora tecnológica del laboratorio de medición así como también todas aquéllas que se consideren necesarias para el cumplimiento de los estándares que exige la actividad del laboratorio.

Entre otras podemos destacar:

- **Adquisición de Banco de Toberas y de calibración**: Disminución de tiempos y dar mayor respuesta a los reclamos de los clientes y el regulador sobre la verificación de medidores domiciliarios. Estudio del parque de medidores instalados.

- **Adquisición de banco de Calibración**: Disminución de tiempos y dar mayor respuesta a los reclamos de los clientes y el regulador sobre la verificación de medidores de grandes caudales. Estudio del parque de medidores instalados.

SAP 458181

- **Laboratorio móvil**: Aumento de las calibraciones de medidores en clientes comerciales e industriales. Asegurar la permanencia dentro de las especificaciones de mayor cantidad de medidores conforme a lo indicado por el regulador.

- **Adquisición de patrones para banco de calibración:** Garantizar la trazabilidad de las mediciones, permitir la continuidad del uso del banco de transferencia durante la calibración periódica de sus patrones.

Proyecto 02.07 – Actualización GIS

El objetivo de esta inversión es mantener actualizada la red y sus elementos auxiliares, en el GIS ICARO BAN, incorporando las obras de red geográficamente asociadas a nueva cartografía. Generando, además, la cartografía de escala adecuada (barrios cerrados, countries, modificación de manzanas por cesión de calles, subdivisiones, urbanización, etc.) necesaria para la captura de la red en nuevas zonas en gasificación y/o en zonas de redes existentes, donde no se dispone de cartografía base, realizando a la vez trabajos adicionales en el GIS relacionados con la actualización cartográfica, vinculación de nuevos clientes a través de la georeferenciación de los mismos.

De esta forma se garantiza la evolución hacia la completitud e integración de los datos disponibles, para hacer más eficiente la gestión de consultas y/o el análisis de la información del sistema ICARO por las áreas técnicas y comerciales (CCAU, SS.TT, Construcciones, Prevención de Daños, Ventas, etc.). Agilizando los trabajos de simulaciones de red con winflow, lo que permite optimizar año a año las inversiones en refuerzos de red, como así también el correcto análisis de la explotación de la infraestructura existente y de la necesaria para permitir el crecimiento del mercado en nuevas zonas.

Proyecto 02.08 – Planta Peak Shaving

La Planta Peak Shaving formó parte de las inversiones obligatorias y su funcionamiento ha permitido durante estos años cumplir con su rol como suministro de consumo pico para clientes ininterrumpibles.

SAP 458181

Su capacidad para seguir cumpliendo ese papel está condicionada a inversiones que deben ejecutarse de manera tal que se pueda lograr absoluta confianza respecto de los objetivos primarios que fundaron su realización.

Estas inversiones, necesarias para un sostenimiento tecnológico y operativo que coadyuve a la seguridad y confiabilidad, abarcan trabajos que consisten en desarrollo de ingeniería, ejecución y montaje de instalaciones que aporten al mejoramiento de los sistemas que la componen, a los fines de asegurar la disponibilidad de la planta.

Se incluye además estudio de ingeniería y ejecución de la ingeniería básica para el reemplazo del motor compresor y definir las características que deben cumplir los nuevos equipos. Una vez logrado este paso se prevé el reemplazo del mencionado equipo para el año 2019.

Proyecto 02.09 – Sustitución de medidores

Reducir el incremento de Gas Natural No Contabilizado. Proyecto recurrente que se llevará a cabo durante todo el quinquenio.

Sustitución de 98.000 medidores para uso residencial/comerciales que se identifiquen como trabados o con anomalías que dificultan la lectura (visor roto/empañado, etc.). Previamente al cambio de los medidores se debe realizar una verificación de funcionamiento.

Proyecto 02.10 – Plan anual de renovación de medidores obsoletos

Reducir el Gas Natural No Contabilizado mediante la sustitución de medidores residenciales/comerciales con deficiencias en la medición producto de su obsolescencia. Proyecto recurrente que se llevará a cabo durante todo el quinquenio.

Sustitución de 300.000 medidores residenciales/comerciales con anomalías en la medición (obsoletos), 50.000 serán sustituidos por Smart Meeters. Sustitución de 5.000 medidores comerciales a diafragma por medidores rotativos, previa modificación de la instalación del cliente. Adquisición de instrumental de medición y de detección de instalaciones enterradas.

SAP 458181

- **Proyecto 03 – Expansión del sistema de distribución**

Proyecto 03.01 – Expansión del sistema de distribución

Es política de GAS NATURAL robustecer suficientemente el sistema de distribución para atender los requerimientos del período y extender las redes a través de distintos mecanismos, de manera de lograr que el acceso al gas natural sea para la mayor cantidad de habitantes posible.

En ese sentido, en contextos previos se han implementado planes innovadores para la incorporación de clientes como "Gas para Todos" y últimamente se han dedicado esfuerzos significativos en desarrollos puntuales como el programa "Cuartel V" que por su trascendencia de sustentabilidad e inclusión social se ha constituido como un caso de estudio en la Universidad de Harvard, y a partir de sus méritos, permitiendo la llegada del gas natural a una zona de menores recursos, y marcando una alternativa de viabilidad para proyectos similares.

Paralelamente, se continúa con la política de desarrollo de obras por terceros que, preexistente a la concesión del servicio, es una herramienta importante en el proceso de expansión del sistema de distribución.

En este sentido desde comienzos del corriente año se están desarrollando acciones con el PROFIDE (Fondo Fiduciario para el Desarrollo del Plan de Infraestructura Provincial, dependiente del Ministerio de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires), con la Secretaría de Vivienda de la Nación y con distintos Municipios para desarrollar un plan de financiación preferencial para la ejecución de las redes de media presión e instalaciones internas.

Vale destacar que el Gobierno de la Provincia de Buenos Aires percibe el 9% del valor facturado a los usuarios, de acuerdo a lo establecido por la Ley 8.474/75 y sus modificaciones, que creó un fondo especial para obras de gas, destinado al financiamiento de las inversiones asociadas. Esta Distribuidora ratifica su interés en gestionar los proyectos que puedan desarrollarse con esta financiación.

En este marco GAS NATURAL adoptará una política que tiene por objeto profundizar la gasificación de áreas a determinar y reducir las barreras de ingreso al servicio de gas natural por redes a los futuros clientes, promoviendo el acceso al servicio a través de:

SAP 458181

- **Redes troncales de alta presión y redes de media presión de gran diámetro**

Tiene por finalidad dotar de infraestructura de alta presión y cañería troncal de media presión de gran diámetro (180 y 125 mm) con el objeto de mejorar la viabilidad de gasificación de un conjunto de localidades o barrios, posibilitando el acceso al gas natural a viviendas que actualmente no gozan de los beneficios de este fluido, dados los elevados costos que representa la realización de las obras básicas para su suministro.

La realización de estas obras permitirá que en dichas áreas se equipare la oportunidad de acceder al gas natural respecto a otros que se encuentran cercanos a las redes de distribución, beneficiándose de inversiones realizadas. Luego de la consecución de dichas obras, quedarán para una segunda etapa, la construcción de las cañerías de distribución de diámetros menores – 90, 63 y 50 mm PE -, propiciándose en este caso el desarrollo a cargo de terceros.

Dicha inversión, en definitiva, pretende eliminar las barreras de entrada que representa la cañería de gran diámetro dentro del sistema de distribución de gas, dado que se disminuye notablemente el diámetro promedio del resto de la red.

Estas inversiones suponen a futuro y con el avance de terceros, la posibilidad de acceso al servicio de gas natural a un conjunto muy importante de habitantes de la Provincia de Buenos Aires.

Los criterios utilizados para la selección de proyectos contemplaron lo siguiente:

- Identificación de áreas que afecten una considerable cantidad de viviendas, y/o emprendimientos que sin contemplar un número importante de unidades habitacionales, se encuentran en la periferia de nuestra zona de distribución, prácticamente en el límite. De no ser así, dichas viviendas se verían imposibilitadas permanentemente de gozar del servicio de gas natural.

- Que los barrios o zonas a gasificar sean de un nivel socio económico medio/medio bajo, ya que de otro modo, los futuros usuarios beneficiarios de la obra, no estarían en condiciones de conectarse a la red de distribución.

SAP 458181

- Cabe aclarar que, dentro de lo posible está previsto y proyectado pasar cañerías por las calles más precarias de cada barrio, con el objeto de facilitar el acceso al gas natural, y lograr que en las arterias aledañas, en teoría con mayores recursos, puedan realizar posteriormente su extensión.

- Que los beneficiarios directos de la inversión no sean barrios de segunda residencia, es decir, viviendas de fin de semana (countries, barrios cerrados, etc.).

Es importante mencionar que los proyectos incluidos en este plan de inversiones se encuentran distribuidos en una gran cantidad de municipios pertenecientes a nuestra zona de distribución.

- **Estaciones Reguladoras de Expansión**

Existen áreas donde aún es necesario generar inversiones en infraestructura básica entre las cuales las estaciones de regulación son un eslabón imprescindible para el desarrollo de las redes de media presión.

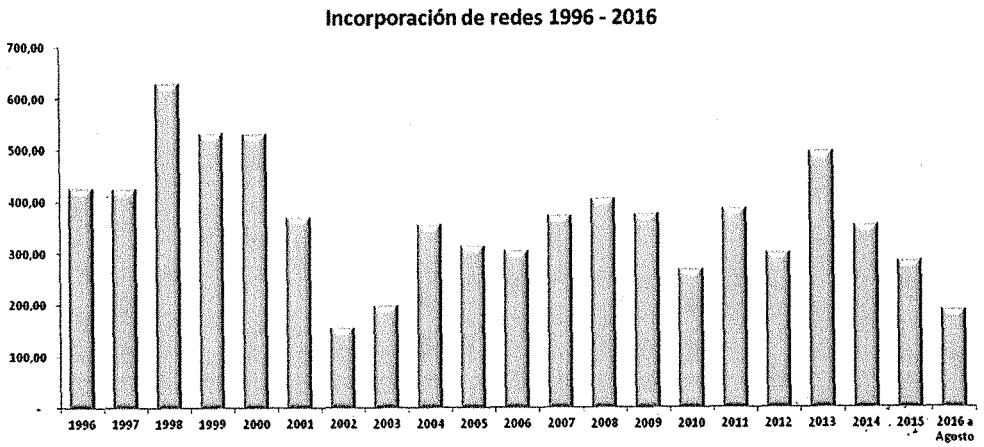
Estas estaciones se implantarán en los municipios donde ser requiera este tipo de instalaciones, ya sea por ejecución propia o por solicitudes de terceros.

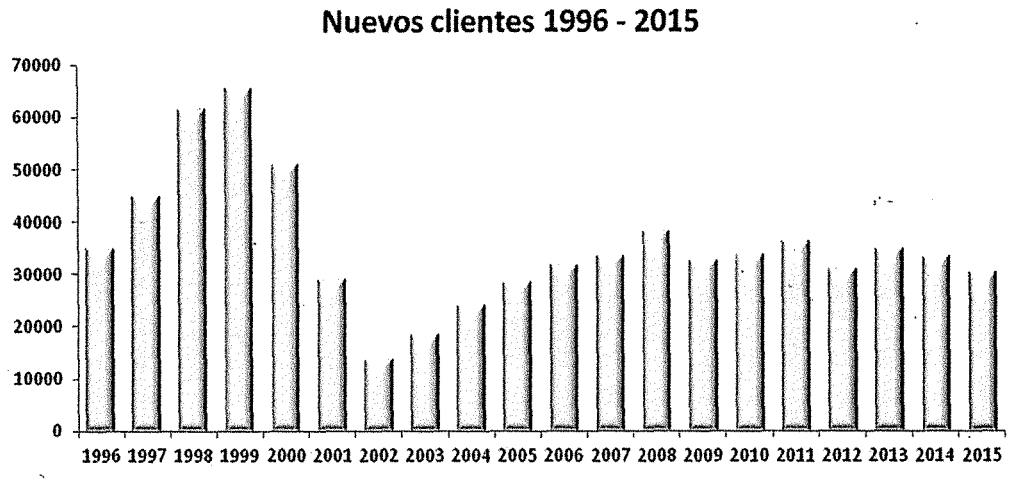
Cabe destacar, que este tipo de estaciones de regulación requieren la obtención de un predio cuyo costo no es predecible a priori dado que en general son zonas urbanizadas. En caso que no sea factible la obtención, o su costo lo haga irrazonable se plantearán acciones en la búsqueda de alternativas que, aun no siendo las óptimas en términos técnicos, permitan viabilizar la ejecución a un costo razonable.

La política expuesta en cuanto al desarrollo de infraestructura, cuenta con los antecedentes de la primera RTI de finales de los 90', donde esta Distribuidora desarrolló alrededor de 200 km de infraestructura y más de 40 Estaciones Reguladoras de presión. Ello permitió el desarrollo del sistema y la incorporación de clientes, además de asegurar una respuesta adecuada a los crecimientos sostenidos de la demanda sin afectación de factibilidades de nuevos suministros, a excepción de casos puntuales los cuales se están incluyendo en la actual revisión.

SAIP 458181

Prueba de ello, en los siguientes gráficos se puede observar el impacto de las inversiones de la Distribuidora a finales de los 90' y como disminuyó la expansión del sistema, asociado a ello la puesta en servicio de nuevos clientes, producto de la no inversión en expansión por revisiones tarifarias durante más de 10 años.





Proyecto 03.02 – Crecimiento base de clientes

Este proyecto tiene por finalidad que toda aquella persona o empresa que cumpla con los requisitos técnicos y administrativos establecidos por la normativa existente puedan acceder al servicio de gas natural por redes.

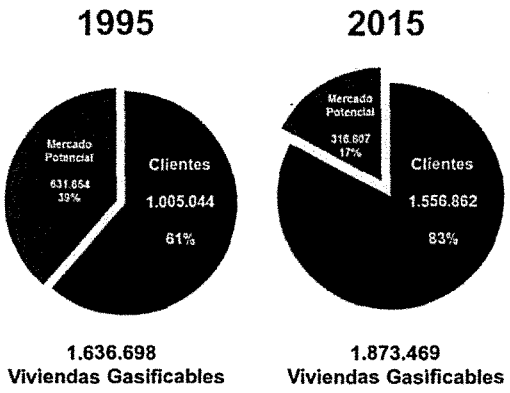
El crecimiento de clientes en la zona de GAS NATURAL ha demostrado una sostenida actividad comercial para ofrecer a los clientes soluciones que permitan

SAP 458181

sortear las barreras de acceso al servicio de distribución de gas por redes. Así fue que se pasó de 942.700 clientes en 1993 a 1.572.715 clientes al 31/10/2016.

Es política de GAS NATURAL promover la expansión a través de distintos mecanismos, logrando que el ACCESO al GAS NATURAL sea para la mayor cantidad de habitantes posible.

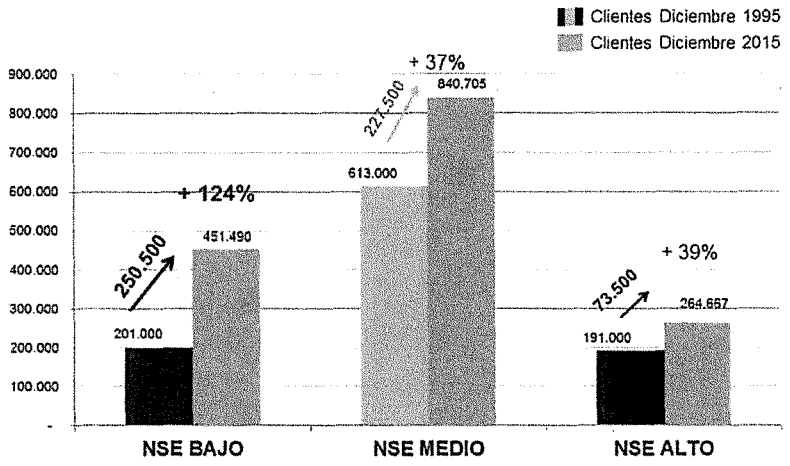
Analizando la evolución de cartera de clientes de la compañía entre el período 1995 al 2015 podemos observar un crecimiento del 55% de la cartera de clientes, versus al crecimiento de viviendas gasificables en nuestra zona que fue del 14%.



La distribución de acuerdo al nivel socio económico de los clientes que han ingresado al sistema, durante el período, muestra que el crecimiento porcentual más importante se observó en aquellos niveles con mayor dificultad de acceso 124%, seguido por los de mejor nivel socioeconómico alto con el 39% y luego los de NSE Medio con el 37%.

Un factor que demuestra el impacto de la incorporación de clientes del periodo es el porcentual de penetración que surge de la relación del número de clientes vs las viviendas gasificables, donde hemos pasado del 62% al 84%.

SAP 458181



Nuestra compañía ha demostrado un interés principal en las actividades comerciales para crear herramientas que faciliten el acceso al servicio, mediantes sistemas de financiamientos, organizaciones sociales, eventos comerciales, acuerdos con Matriculados, etc para minimizar el impacto afrontado por sectores con dificultades al acceso de infraestructura, propendiendo a que dejen de utilizar energías alternativas más onerosas como el GLP o la Energía Eléctrica.

Vale destacar nuestra gestión a finales de los 90' para desarrollar una campaña de financiación de Instalaciones Internas y/o Redes de distribución con repago a través de la factura, lo cual permitió que más de 150.000 clientes accedan al servicio con acceso a sistemas financieros que era imposible de lograr sin la utilización de la factura como medio de pago.

Asimismo, en conjunto con la Fundación Pro Vivienda Social fueron creados 4 Fideicomisos de Vecinos para el desarrollo de algunos barrios en Moreno con financiamiento de Organismos Internacionales, Nacionales y ONG's generando un sistema de organización social propia de los vecinos para poder sortear la barrera de financiamiento de acceso al servicio. (ANEXO VI "Modelo Inclusivo de Gasificación Integral" http://www.naturalservicios.com.ar/publicaciones/01_revista_gas_natural.pdf).

SAP 458181

FUNDACION Pro Vivienda Social

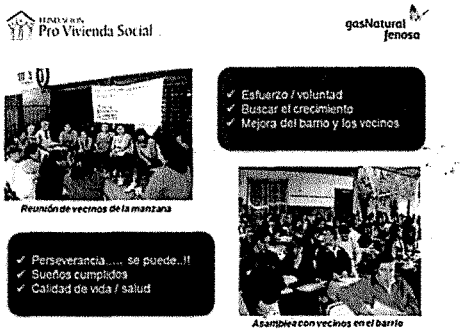
FRS 2001-2007

UNION POR LOS VECINOS 2004-2010

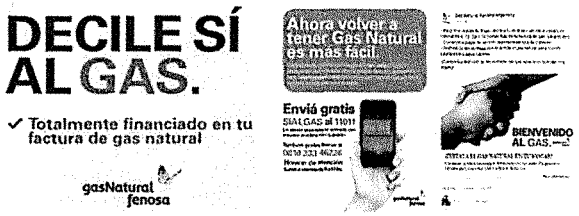
Unión DE Vecinos EN Acción
BARRIOS IRIGOIN • MAYOR DEL PINO • SAN ALBERTO
MILENIO • SANCHO • SAN NORBERTO / CUARTEL V. MORENO
2004-2014

BARRIOS DE UNIÓN Y FUTURO 2007- 2016





Desde el punto de vista de gestión comercial, hemos desarrollado acuerdos con Gasistas Matriculados para gestionar demandas canalizadas a través de Redes Sociales, lo cual permitió ofrecerles a los clientes canal de matriculados para desarrollo de construcción de instalación interna.



Por otro lado, esta Distribuidora está trabajando conjuntamente con el Estado Nacional y Provincial para generar esquemas financieros, bajo los programas actuales del gobierno, que permitan facilitar el acceso al servicio.

Vale recordar que la Gobierno de la Provincia de Buenos Aires percibe un impuesto Provincial en la factura del servicio por el 9% de lo facturado, según lo

SAP 458181

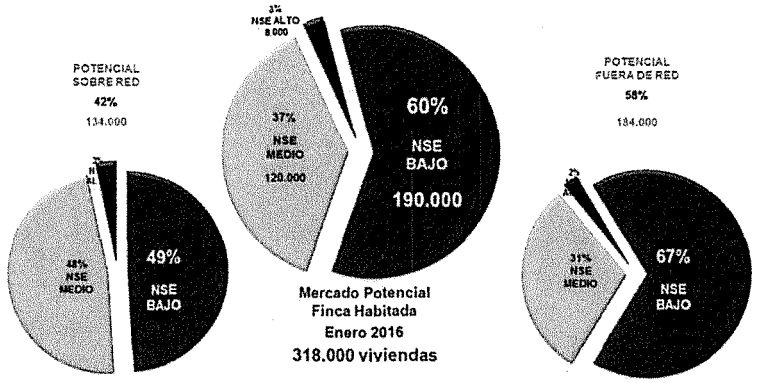
establece la ley 8474/74 y sus modificaciones. Dicha recaudación, según se establece en el objeto de la Ley, debe ser destinada al financiamiento de obras para la expansión del sistema energético. Históricamente está Distribuidora no ha recibido ningún fondo asociado a ello y es pretensión lograr disponer de tales fondos para el desarrollo de obras.

Durante el año 2016, establecimos una serie de reuniones con las autoridades del PROFIDE (Fondo Fiduciario para el desarrollo del plan de Infraestructura Provincial) organismo dependiente del Ministerio de Infraestructura de la Provincia, el cual recibe parte de los fondos recaudados en la factura del servicio, donde hemos acordado conformar un programa con Municipios para desarrollar obras, bajo esquemas financieros con tasas preferencial y/o subsidiadas. En la actualidad se están gestionando conjuntamente algunos acuerdos con municipios para lograr implantar un esquema el próximo año.

Paralelamente, La Secretaria de Viviendas de la Nación ha lanzado un programa de financiamiento para mejoras de las viviendas donde incluye fondos para la conexión a servicios, entre ellos el Gas Natural por redes. En este sentido, estamos trabajando en conjunto con la Secretaria para disponer del programa en aquellos municipios que suscriban un acuerdo con dicha secretaria, inclusive logrando interconectar ambos programas del PROFIDE y Secretaria de Viviendas.

En lo relativo a la proyección, teniendo en cuenta el mercado pendiente de acceso al servicio, se puede observar que el 60% corresponde a NSE Bajo, lo cual representa un desafío para la industria, toda vez que se deberán diseñar herramientas que permitan un acceso más simple e inclusivo de los mismos.

SAP 458181



En consecuencia y proyectando sobre la base de un crecimiento económico del país y de una industria gasífera en expansión, lo cual permitirá desarrollar esquemas de financiamiento a través de entidades bancarias, estados provinciales y/ nacionales, como así también inversiones de expansión en el sistema, el crecimiento de clientes para el quinquenio será según el siguiente cuadro:

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021
Alta nuevos clientes	52.400	53.000	53.300	53.900	54.500

Esta proyección permitirá la incorporación de más de 260.000 nuevos clientes, alcanzando un 89% de penetración sobre las viviendas gasificables (según estimación de crecimiento de viviendas de acuerdo a los resultados históricos).

Sin perjuicio de todo lo expuesto en cuanto al Proyecto de Expansión de GAS NATURAL, se deja constancia que en función del eventual nivel tarifario que surja de la RTI, esta Licenciataria estaría en dispuesta a ampliar su plan de inversiones, incluyendo la ejecución de redes de media presión dedicadas exclusivamente a sectores de menores recursos.

SAP 458181

- **Proyecto 04 – Otras inversiones**

Proyecto 04.01 – Mantenimiento edilicio

Contempla la ejecución de las obras necesarias para la conservación y mantenimiento de las instalaciones con el fin de preservar el patrimonio de la Licenciataria, garantizando que los edificios y sus instalaciones resulten adecuados para la calidad laboral de su personal así como de los clientes y proveedores, que por distintas circunstancias deben hacer uso de dichos edificios y sus instalaciones complementarias.

El tipo de inversiones de este rubro se refiere a obras o adecuaciones de tipo civil, electromecánico y sanitario, entre otras.

Desde el punto de vista geográfico, abarca a las inversiones previstas para todas las sedes que la Licenciataria posee.

Proyecto 04.02 – Vehículos

El objetivo es realizar las inversiones necesarias a efectos de mantener operativa la flota de vehículos de la compañía, garantizando su prestación mediante la adecuada renovación de la misma.

Sobre el parque total de vehículos, se seleccionan aquéllos que presentan un kilometraje acumulado para el cual se definirá su renovación en función de la relación de valor de compra más gastos de adecuación para su puesta en funcionamiento, versus los gastos de mantenimiento acumulados durante el kilometraje recorrido total.

Proyecto 04.03 – Desarrollos de software

La industria de la tecnología de información es una de las que posee mayor tasa de evolución existiendo una continua renovación y mejoramiento de los productos disponibles en el mercado.

Acorde con esa tendencia, GAS NATURAL otorga una especial importancia a la informática como herramienta de apoyo a la productividad, competitividad y calidad

SAP-1598181

de atención al cliente, para lo cual los procesos y empleados deben contar con herramientas acordes a ese objetivo.

En este segmento están destinadas al licenciamiento de software de terceros y a la puesta en marcha de nuevas aplicaciones o versiones de los sistemas de la compañía, con los desarrollos que ello conlleva.

Proyecto 04.04 – Adquisición de Hardware

Dentro de este rubro están previstas las adquisiciones para poder dar respuesta al crecimiento en el procesamiento de la información y al recambio tecnológico de los equipos.

La evolución de la tecnología de las comunicaciones genera nuevas soluciones por lo que GAS NATURAL invertirá en una serie de temas tales como redes de transmisión de voz y datos, telefonía sobre redes, equipamiento para los Call Center, aplicaciones de CRM y Contact Center, redes inalámbricas, etc.

Como resultado de lo expuesto, se considera que las inversiones propuestas permitirán cumplir los objetivos planteados por GAS NATURAL, esto es generar un marco que permita el cumplimiento de objetivos destinados a que los clientes, fin último de cualquier decisión de inversión, perciban la calidad de servicio que se establezca con la tarifa que oportunamente se defina, cumpliéndose con todos los estándares técnicos y comerciales establecidos para regular el desarrollo del negocio.

Es así que, como se dijera, las inversiones proyectadas para este quinquenio, más que triplicarían las actuales. Este salto en el proceso inversor también permitirá un importante desarrollo en la infraestructura de expansión de nuestras redes, lo que mejoraría las condiciones de acceso al servicio a industrias y comercios, colaborando con el desarrollo de la economía nacional.

Asimismo nos permitirá extender el suministro de gas natural por redes a más de un millón de personas que aun no disponen de nuestro servicio, especialmente aquellas de menores recursos que hoy deben usar combustibles alternativos mucho más onerosos e inseguros.

SAP 4208181

5. Esquema de Actualización Tarifaria

En el presente capítulo, se desarrollará la propuesta de determinación de un mecanismo que permita mantener constante en el tiempo -en términos económicos- el Margen de Distribución de GAS NATURAL a determinarse en la RTI y con el propósito de asegurar la sustentabilidad económico-financiera de la prestación del servicio.

El margen de distribución es lo que permite a la Distribuidora hacer frente a los costos que necesita erogar para la prestación del Servicio Público encomendado, incluyendo las inversiones y la remuneración del capital, incluido el pago de impuestos. Este margen se encuentra regulado y no es de libre adecuación y aplicación, por lo tanto el riesgo de licuación es alto en contextos de moderada o severa inflación si no es actualizado periódicamente.

En atención de la realidad económica, el ACTA ACUERDO que GAS NATURAL firmó con el Estado Argentino durante 2005, impone ciertos criterios fundamentales a ser tenidos en cuenta:

- La Cláusula 11.1 del Acta Acuerdo establece "*...la realización de una REVISION TARIFARIA INTEGRAL, proceso mediante el cual se fijará un nuevo régimen de tarifas máximas, por el término de cinco (5) años, conforme a lo estipulado en el Título I, Capítulo IX "Reglamento del Servicio y Tarifas" de la Ley N° 24.076...*". En este sentido, la citada referencia nos remite a la continuidad del mecanismo tarifario básico del Marco Regulatorio original: tarifas máximas determinadas en un proceso de Revisión Tarifaria (RT) y un mecanismo de redeterminación de dichas tarifas (específicamente en lo atinente al margen de distribución, junto a ajustes en los precios de la materia prima y la tarifa regulada de transporte de gas) cuyo objetivo esencial es el de lograr la estabilidad de los recursos de la Licenciataria en el tiempo y hasta una nueva RT.
- Adicionalmente, la Cláusula 12.1.1 "Pautas de la RTI" establece la necesidad de definir el régimen de adecuación semestral de la tarifa de distribución de la Licenciataria a efectos de mantener la sustentabilidad económica financiera de la prestación y la calidad del servicio.

SAP 458181

Hechas las consideraciones preliminares, se describen las características y aspectos relevantes del mecanismo a ser implementado en la RTI, para mantener constante en términos económicos el valor del margen de distribución.

La propuesta consiste en la adecuación del régimen establecido por la Ley N° 24.076, sus complementarias y accesorias, y se enmarca en previsiones del ACTA ACUERDO, como asimismo en las últimas prescripciones sobre el particular establecidas en el Acuerdo Transitorio suscripto el 24-02-2016 entre Metrogas S.A. y el Estado Nacional, cuyo tratamiento igualitario corresponde otorgar a esta Licenciataria.

En este sentido se propone la introducción de un mecanismo que contempla la utilización de índices locales.

En esta línea conceptual, la propuesta es crear la figura del Coeficiente de Sustentabilidad Tarifaria (CST) que refleje la adecuación necesaria del margen de distribución, requerida para mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación del servicio tal como lo prevén los compromisos asumidos por el ESTADO NACIONAL en el ACTA ACUERDO.

Para calcular el CST, se propone aplicar el IPIM (Indice de Precios Internos Mayoristas) adaptado a la realidad económica de la Distribuidora. Para obtener un índice más representativo de la actividad que las empresas distribuidoras desarrollan, se elimina de este índice el rubro "Productos Primarios", utilizando en la formulación la evolución de los rubros "Productos Manufacturados y Energía Eléctrica" y "Productos Importados", en la misma proporción en la que participan en la conformación del IPIM – Nivel General.

	IPIM	IPIM para aplicar
Nivel General	**100,00**	**100,00**
Productos Primarios	19,36	-
Productos Manufacturados y Energía Eléctrica	73,35	90,96
Productos Importados	7,29	9,04

Fuente: Metodología del Sistema de Índices de Precios Mayoristas – INDEC – página 7. Se anexa documento.

Si en algún momento posterior a la aplicación de este mecanismo llegara a variarse el Sistema de Índices de Precios Mayoristas o las ponderaciones utilizadas

SAP 458181

para el mismo, dichas modificaciones deberán ser adaptadas al mecanismo aquí propuesto.

Para la actualización tarifaria semestral, se utilizará la información suministrada por el INDEC respecto de la conformación del IPIM descripta precedentemente y calculará la evolución del CST, en función de la siguiente fórmula:

$$CST = \frac{IPIM(pmee)_{m-1} * 0{,}9096 + IPIM\ (pi)_{m-1} * 0{,}0904}{IPIM(pmee)_{x} * 0{,}9096 + IPIM\ (pi)_{x} * 0{,}0904}$$

En donde:

CST = es el Coeficiente de Sustentabilidad Tarifaria a aplicar

IPIM (pmee) = Indice de Precios Internos Mayoristas – Productos Manufacturados y Energía Eléctrica, contenido en el Sistema de Índices de Precios Mayoristas, elaborado y publicado por el INDEC.

IPIM (pi) = Indice de Precios Internos Mayoristas – Productos Importados, contenido en el Sistema de Índices de Precios Mayoristas, elaborado y publicado por el INDEC.

m = es el mes en curso

x = es el mes que se corresponde con la última redeterminación de tarifas por CST ó el correspondiente a la fecha prevista para el inicio de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios emanados de la RTI.

Luego, para redeterminar la tarifa de distribución actualizada, se aplicará la siguiente ecuación:

$$T_1 = T_0 * (1 + CST)$$

En donde:

T_0 = tarifa anterior

T_1 = tarifa actualizada

CST = Coeficiente de Sustentabilidad Tarifaria (desde la última actualización aplicada)

La Distribuidora presentará al ENARGAS los cuadros tarifarios ajustados por la variación del CST para su aprobación, conjuntamente con la memoria de cálculo correspondiente. Dichos cuadros tarifarios se harán efectivos, si no mediare

SAP 458181

observación de la Autoridad Regulatoria, dentro de los 15 días corridos de la presentación, siendo los mismos retroactivos al 1 día del semestre.

La instrumentación de un mecanismo de ajuste semestral de tarifas presenta las siguientes ventajas:

- Es consistente con la práctica internacional en la materia;
- Trata el margen de distribución, en su conjunto, como una suma de costos y por lo tanto, al registrarse variaciones en los precios, todo el margen de distribución es reformulado;
- Es conceptualmente fácil de interpretar y materialmente fácil de implementar y de controlar;
- No implica costos de administración adicionales, ni movimientos de documentación.

La vigencia de este mecanismo, solo en lo referente a sus aspectos metodológicos, está sujeta en su homogeneidad al Sistema de Índices de Precios Mayoristas elaborado y publicado por el INDEC, y de las ponderaciones que en el mismo sean utilizadas. Asimismo si dicho índice fuera eventualmente impugnado por organismos internacionales que verifican la integridad de los índices que elaboran los organismos de estadísticas y censos de los países, será reemplazado por variaciones de precios de mano de obra y/o materiales representativos de la actividad de la Distribuidora (acero, polietileno, etc.).

Asimismo corresponde que cualquier interrupción a este mecanismo de ajuste que importe congelamiento, administraciones y/o controles de precios o adecuaciones tarifarias que resulten en un nivel inferior al que correspondiere, por circunstancias políticas o de cualquier otra naturaleza, sea compensado en su justa medida por el ESTADO NACIONAL como otorgante de la LICENCIA, tal como ha sido incluso reconocido con las asistencias económicas transitorias dispuestas oportunamente, todo en línea con lo establecido en el propio Marco Regulatorio (punto 9.8 de las RBLD).

SAP 458181

gasNatural fenosa

VII. PETITORIO.

Por todo lo expuesto, al Sr. Interventor solicito:

1. Me tenga por acreditada la personería, por presentado en el carácter invocado y por constituido el domicilio en el lugar indicado;

2. Tenga por cumplido el extremo requerido por **el artículo 5°, 2° párrafo del "Procedimiento de Audiencia Pública" aprobado por la Resolución ENARGAS N° 4089/2016.**

3. Se tenga presente la reserva de acompañar ulterior documentación respaldatoria en los términos del artículo 19 del citado "Procedimiento de Audiencia Pública".

4. Se tengan por acompañados los anexos que se indican en el curso de esta presentación, a saber:

ANEXO I: ACTA ACUERDO.
ANEXO II: Informe de Responsabilidad Social Corporativa 2015.
ANEXO III: Estados financieros 2015 y 2016.
ANEXO IV: Informes del IAE sobre Costo de Capital.
Informe de Delta Finanzas S.A. sobre Costo de Capital.
ANEXO V: Plan de inversiones.
ANEXO VI: Modelo Inclusivo de Gasificación Integral.

Sin otro particular, saludo al Sr. Interventor muy atentamente.

Jorge A. Niemetz
Director de Regulación
y Compras de Energía
Gas Natural BAN, S.A.

SAP 458181

CECBA - LEY404 GCBA
LEGALIZACION
150828 398894
28/08/2015 12:19:46

COLEGIO DE ESCRIBANOS
CIUDAD DE BUENOS AIRES
CAPITAL FEDERAL - REPUBLICA ARGENTINA

ACTUACION NOTARIAL
LEY 404

ESCRIBANO
ENRIQUE MASCHERONI
MAT. 5731

N 019118861

FOLIO 2.093.- PRIMERA COPIA.- ESCRITURA NUMERO SEISCIENTOS CUARENTA Y SEIS.----------

En la Ciudad de Buenos Aires, Capital de la República Argentina, a los veinticinco días del mes de agosto del año dos mil quince, ante mí, Escribano Público autorizante comparece el señor Horacio Carlos CRISTIANI, argentino, nacido el 15 de julio de 1953, casado, titular del documento nacional de identidad número 10.766.162, domiciliado legalmente en Isabel la Católica 939, de esta Ciudad; persona hábil y de mi conocimiento, doy fe, como que concurre a este acto en nombre y representación y en su carácter de Presidente del Directorio de la sociedad que gira en esta plaza bajo la denominación de **GAS NATURAL BAN, S.A.**, con domicilio en Isabel la Católica 939, de esta Ciudad, justificando: a) La existencia y capacidad de la sociedad con la escritura de Modificación de Estatutos y Reordenamiento Integral del Estatuto Social otorgada el 12 de enero de 2009, al folio 93, de este mismo Registro Notarial, inscripta en la Inspección General de Justicia el 27 de febrero de 2009, bajo el número 3437, del libro 43 de Sociedades por Acciones y, b) El carácter invocado con el Acta de Asamblea número 39 celebradas el 16 de abril de 2015, en la cual se eligen a los miembros del actual directorio y con el Acta de Reunión de Directorio número 177 celebrada el 16 de abril de 2015, en la que los miembros elegidos, se distribuyen los cargos, que en fotocopias autenticadas se encuentran agregadas al folio 797, protocolo del año 2015, de este mismo Registro Notarial.- Tengo a la vista para este acto en sus o-

ES COPIA FIEL

N 019118861

riginales los instrumentos relacionados en el precedente apartado a) y en sus libros respectivos las actas citadas en el apartado b).- La autorización para el presente otorgamiento surge del Acta de Reunión de Directorio número 179 celebrada el 05 de agosto de 2015, que en su libro respectivo también tengo a la vista para este acto y que transcripta en sus partes pertinentes, es del siguiente tenor: **"ACTA DE DIRECTORIO N° 179.-** Siendo las 12,00 horas del día 5 de agosto de 2015, en el domicilio social de GAS NATURAL BAN, S.A. sito en la calle Isabel la Católica 939 de la Ciudad de Buenos Aires, se reúnen los Directores, señores Horacio Carlos Cristiani, Sergio R. Tarallo, Jorge D. Teich, Eduardo P. Setti, Alejo da Bouza, Julio Naveyra, Carlos Miravent Pi y Francisco de Paula Lluch Rovira. También se encuentran presentes los miembros de la Comisión Fiscalizadora, Dres. Miguel A. Tesón, Uriel O'Farrell y Raúl A. Garré; y el Dr. Gabriel Wilkinson, en su calidad de Secretario del Directorio.- Constatada la existencia de quórum, toma la palabra el Dr. Gabriel Wilkinson en su calidad de Secretario del Directorio, quien luego de detallar los puntos del Orden del Día, da tratamiento al primero de ellos.- 1. ASISTENTES A TRAVÉS DE VIDEO-TELECONFERENCIA.- DELEGACION DE FIRMAS.- Señala el Dr. Gabriel Wilkinson a los presentes que a la presente reunión, asisten a distancia a través del sistema de video-teleconferencia los señores Carlos Miravent Pi y Francisco de Paula Lluch Rovira conforme a lo establecido en el art. 26 del Estatuto Social.- Asimismo, indica que con motivo de ciertas cuestiones planteadas en

ES COPIA FIEL

el ámbito de la Comisión Nacional de Valores en relación a la firma de las actas de Directorio y sin perjuicio del citado art. 26, se deja constancia que en lo sucesivo, para el caso de directores que habiendo asistido no pudieren firmar el acta pertinente luego de su transcripción, por motivo de viaje u otros impedimentos y solo cuando ello resulte necesario se delegará la firma en otro director.- En la presente reunión, no se advierte esta circunstancia por lo que solo se deja en esta oportunidad constancia que los directores que participan a distancia a través del sistema de videoteleconferencia, lo hacen en forma legítima, ello certificado mediante la firma al pie por parte de los miembros de la Comisión Fiscalizadora como constancia de la regularidad de las decisiones adoptadas, conforme lo establecido en el art. 26° del Estatuto Social de GAS NATURAL BAN, S.A.- Los directores toman nota de lo expuesto ... 9. **APODERAMIENTOS.**- Para finalizar, y en función de los movimientos generados en la plantilla de la Sociedad que previamente informa y la necesidad de mantener un ordenamiento actualizado de los apoderamientos de la sociedad, Dr. Gabriel E. Wilkinson mociona para que: ... (B) En su consecuencia, se otorgue poderes: ... (c) A favor de Gabriel Enrique María Wilkinson, Sergio Rodolfo Tarallo, Jorge Niemetz, María Bettina Llapur, Gerardo Néstor Gómez, Jorge Daniel Teich, Martin Norberto Yañez, Gustavo Adolfo Martinez, Omar Payero y Adolfo Daniel Mendivil (Grupo A); y Fabián Chamadoira, Guillermo Julio Goenaga, Miguel Grygianiec, Julio Adolfo Quintana, Silvia Marino de Roverano, María Carmen Montagni, Su-

ESCRIBANO FIEL

sana Elisa Imperiali, Ricardo Martín Christiani, Néstor Omar García, Gustavo Casella y Mariano Alejandro Guaglianone (Grupo B), para que en nombre y representación de la Sociedad, realicen los siguientes actos: **PRIMERO: actuando en forma conjunta, separada, alternada e indistinta,** realicen los siguientes actos: i) **ADMINISTRACIÓN:** Administrar todos los bienes inmuebles, muebles, automotores y semovientes que actualmente posee o ingresaren a su patrimonio por cualquier causa; con facultad para hacer pagos ordinarios o extraordinarios de legítimo abono, cobrar cuentas, intereses, alquileres y arrendamientos, dividendos, títulos de renta, pólizas de seguro en caso de siniestro, cupones, valores y créditos, obligaciones o rentas; hacer y aceptar cesiones de derechos, créditos, valores, daciones en pago u otras garantías, obligaciones y derechos; asistir a asambleas de consorcios de copropietarios con voz y voto, extinguir obligaciones por cualquier causa, quitar, renunciar o aceptar renuncias de derechos; aceptar, impugnar o verificar rendiciones de cuentas y pagos por consignación; hacer novaciones que extingan obligaciones anteriores o posteriores a este mandato, subrogaciones, renuncias o quitas de deudas; contratar locaciones de servicios como locador o locatario, y seguros contra incendio u otros siniestros y pagar y cobrar las primas; endosar pólizas, nombrar, suspender y despedir administradores, factores de comercio, empleados y obreros, abonar sus sueldos y jornales, reconocer o impugnar obligaciones preexistentes, pudiendo asegurarlas con garantías reales o personales, abrir y clausurar cuentas, fi-

ESCRIBANO FIEL

jar sus saldos, retirar la correspondencia epistolar y telegráfica y los valores, giros, certificados, cargas y encomiendas, del interior o del exterior del país, consignados a su nombre y suscribir avisos, recibos y demás resguardos, solicitar patentes de invención y registros de marcas de comercio o de otra naturaleza y despachos de aduana, verificar arreglos privados, constituir a la mandante en la obligación de prestar algún servicio como locadora, requerir, adquirir o probar posesiones de bienes, cobrar, percibir y dar o exigir recibos, conducir libremente los vehículos de la Sociedad, sin limitación alguna. Suscribir con los abonados y clientes de la Sociedad y con cualquier persona, autoridades nacionales, provinciales o municipales y sus dependencias, todos los contratos y documentos referentes a la prestación del Servicio de Gas.- **ii) GESTIONES ADMINISTRATIVAS:** Realizar diligencias y gestiones ante autoridades nacionales, provinciales o municipales y sus dependencias y empresas del Estado en general, iniciando y prosiguiendo, hasta su total terminación, trámites administrativos de cualquier naturaleza en Ministerios, Secretarías, Entes Reguladores y demás dependencias administrativas, ante todos los Bancos, oficiales y privados y especialmente el Banco Central de la República Argentina, Banco de la Nación Argentina y Banco de la Provincia de Buenos Aires, Dirección General Impositiva, empresas de obras sanitarias, Instituto Nacional de Seguridad Social y todas las cajas dependientes del mismo, Municipalidad de la Ciudad de Buenos Aires o de otras jurisdicciones, Tribunales de Faltas, Dirección

ESCOPIA FIEL

de Rentas de la Provincia de Buenos Aires, Administración General de Aduanas, empresas telefónicas, de gas, de electricidad y de correos, y cualesquiera otras entidades autárquicas o autónomas, pudiendo a tal fin firmar y presentar escritos, solicitudes y documentos, planos, planillas y todo género de pruebas, notificarse de resoluciones, consentirlas o impugnarlas y pedir reconsideraciones, justificar costas y solicitar liquidaciones, interponer o renunciar recursos administrativos, abonar y exigir recibos, cobrar y percibir sumas de dinero que por cualquier concepto las mismas reparticiones adeudaren a la Sociedad y realizar en ellas toda clase de operaciones comerciales y suscribir contratos.- **iii) ADQUISICIÓN Y ENAJENACIÓN DE BIENES MUEBLES Y SEMOVIENTES:** Adquirir dentro o fuera de la República Argentina el dominio, condominio o la nuda propiedad de toda clase de bienes muebles y semovientes, registrables o no, créditos, derechos, acciones, cédulas o bonos hipotecarios y demás títulos cotizables, marcas, patentes de invención, mercaderías, fondos de comercio u otros valores, sea por compra, permuta, cesión, división o disolución de condominio o por cualquier otro título oneroso o gratuito, y enajenar el dominio o la nuda propiedad de cualquiera de los bienes muebles y semovientes que formen su patrimonio sea por venta, permuta, cesión, división o disolución de condominio o por cualquier otro acto o contrato de carácter oneroso, con facultad para pactar en cada caso de adquisición o enajenación las condiciones, cláusulas, garantías, precios y formas de pago, al contado o a plazos, cobrando o satis-

ESCRITURA FIEL

faciendo su importe, tomar y dar posesión de las cosas materia de la convención o del acto.- **iv) LOCACIONES:** Dar o tomar en arrendamiento o subarrendamiento bienes muebles o inmuebles, aún por plazo mayor que el legal con contrato, ajustando en cada caso los precios, plazos y condiciones, con facultad para otorgar, rescindir, modificar o prorrogar contratos, ceder o aceptar cesiones de locación, cobrar y percibir o pagar los alquileres, prestar o exigir fianzas y depósitos, y requerir de los locatarios y sublocatarios el pago de los impuestos y reparaciones a su cargo.- **v) GRAVAMENES SOBRE BIENES MUEBLES Y SEMOVIENTES:** Constituir, aceptar o reconocer prendas comerciales, civiles e industriales y demás derechos reales sobre bienes muebles y semovientes, transferirlos o prorrogarlos total o parcialmente, como también cancelar derechos reales sobre bienes muebles y semovientes constituidos aún con anterioridad al presente mandato, consentir o aceptar divisiones, subrogaciones y reconvenciones.- **vi) INTERVENCIÓN EN JUICIOS:** Intervenir en defensa de los intereses del mandante en toda clase de juicios ante Tribunales Nacionales o Provinciales, de cualquier fuero o jurisdicción, actuando personalmente o por apoderado, como actor o demandado, o en cualquier otro carácter, con facultad para recusar, promover o contestar demandas y reconvenir, declinar o prorrogar jurisdicciones, presentar escritos, títulos, partidas y toda clase de documentos, asistir a juicios verbales, al cotejo de documentos y producir todo género de pruebas e informaciones, poner y absolver posiciones, oponer y renunciar a recursos legales o

ESCOPIA FIEL

N 019118864

derechos adquiridos, oponer o interrumpir prescripciones, pedir embargos o inhibiciones o sus levantamientos, desalojos o desahucios, nombrar o consentir el nombramiento de administradores de bienes, tasadores, rematadores, escribanos y peritos de toda índole, prestar o exigir fianzas, cauciones o demás garantías, diligenciar oficios, exhortos y mandamientos, solicitar medidas conservatorias, testimonios, inscripciones, devolución de documentos y compulsas de libros, conceder esperas o quitas y acordar términos, hacer, aceptar o rechazar consignaciones en pago, solicitar declaratorias de quiebras y concursos civiles, como deudora o acreedora, asistir a audiencias y a juntas de acreedores, hacer, rechazar o renovar acuerdos preventivos, adjudicaciones y cesiones de bienes u otros convenios, nombrar liquidadores y comisiones de vigilancia, verificar y observar créditos y su graduación, percibir dividendos y dar recibos, practicar mensuras, fijar y marcar límites, hacer cargos por daños y perjuicios, cobrar indemnizaciones e intervenir en la ejecución de las sentencias, comprometer las causas en árbitros o arbitradores y transar o rescindir transacciones, judiciales o extrajudiciales.- **vii) COBRAR Y PERCIBIR:** Cobrar y percibir todo crédito, suma o valor, por cualquier concepto emergente de amplias facultades conferidas y aún no enumeradas, cuyo cobro corresponde a la mandante, dando recibos, cartas de pago y cancelaciones.- **viii) OTORGAMIENTO DE ESCRITURAS:** Otorgar y firmar las escrituras públicas y otros instrumentos privados o públicos, que fueren necesarios para ejecutar los actos enumerados, y ix) EN GE-

ESCRIBANO

NERAL: Para realizar todos los actos, gestiones o diligencias conducentes al mejor cumplimiento del presente. **SEGUNDO: Para que actuando siempre en forma conjunta dos (2) cualesquiera del Grupo A en operaciones de hasta un límite máximo de ochenta millones de pesos ($ 80.000.000.-) ó en forma conjunta dos (2) cualesquiera del Grupo B y/o en forma conjunta uno (1) cualquiera del Grupo A con uno (1) cualquiera del Grupo B en operaciones de hasta un límite máximo de cuarenta millones de pesos ($ 40.000.000.-),** realicen los siguientes actos: **OPERACIONES BANCARIAS Y FINANCIERAS:** Tomar en préstamo dinero, cédulas, bonos y otros valores cotizables de todos los Bancos y entidades financieras, oficiales y privadas, especialmente del Banco de la Nación Argentina o de cualquier otra institución bancaria o de crédito de conformidad a sus cartas orgánicas, con o sin garantías y sin limitación de tiempo. Prestar dinero a interés con garantía real o colocarlo en rentas públicas, mediante la adquisición de títulos o valores cotizables ajustando en cada caso las condiciones de la operación. Depositar en Bancos, entidades financieras o sociedades comerciales, dinero o valores en cuenta corriente o a premio y extraer total o parcialmente esos mismos depósitos y aún los constituidos con anterioridad o durante la vigencia de este mandato por la mandante. Librar, endosar, aceptar, ceder, adquirir o negociar de cualquier modo en los Bancos y especialmente en los precedentemente citados, en las Bolsas de la República o en plaza, con cualquier persona, compañía, sociedad o entidad pública o privada, del país o del extranjero, sin limita-

ESCOPIA FIEL

N 019118865

ción de tiempo, letras de cambio, pagarés, giros, vales, cheques, títulos de renta, bonos o cédulas hipotecarias y demás documentos de créditos públicos o privados, interviniendo como girante, aceptante, endosante, avalista o en cualquier otro carácter, dar en caución títulos, acciones y otros efectos, abrir y clausurar cuentas corrientes, percibir sumas de dinero o valores, giros y remesas del interior o exterior de la República, otorgar recibos y cartas de pago y renovar, amortizar o cancelar letras de cambio u otros papeles de comercio.- **TERCERO: Para que actuando siempre en forma conjunta dos (2) cualesquiera del Grupo A o en forma conjunta uno (1) cualquiera del Grupo A con uno (1) cualquiera del Grupo B, realicen los siguientes actos: ADQUISICIÓN Y ENAJENACIÓN DE BIENES INMUEBLES Y CONSTITUCIÓN DE GRAVÁMENES SOBRE BIENES INMUEBLES:** Adquirir dentro de la República Argentina el dominio, condominio o la nuda propiedad de toda clase de bienes inmuebles, sea por compra, permuta, cesión, división o disolución de condominio o por cualquier otro título oneroso o gratuito, y enajenar el dominio o la nuda propiedad de cualquiera de los bienes inmuebles que formen del patrimonio de la Sociedad, sea por venta, permuta, cesión, división o disolución de condominio o por cualquier otro acto o contrato de carácter oneroso, con facultad para pactar en cada caso de adquisición o enajenación las condiciones, cláusulas, garantías, precios y formas de pago, al contado o a plazos, cobrando o satisfaciendo su importe, tomar y dar posesión de las cosas materia de la convención o del acto; someter inmuebles al régimen de Pro-

ESCRITURA

N 019118866

piedad Horizontal y aceptar reglamentos de copropiedad y administración; constituir hipotecas, servidumbres y demás derechos reales sobre bienes inmuebles, transferirlos o prorrogarlos total o parcialmente, como también cancelar derechos reales constituidos sobre bienes inmuebles aún con anterioridad al presente mandato, consentir o aceptar divisiones, subrogaciones y reconvenciones; otorgar y firmar las escrituras públicas y otros instrumentos privados o públicos, que fueren necesarios para ejecutar los actos enumerados precedentemente.- El otorgamiento de otros poderes para los mismos asuntos que se encomiendan a los mandatarios en manera alguna suspende, revoca ni limita este mandato, el que solo asi será considerado cuando lo sea expresamente por escritura pública. El presente poder no podrá ser sustituido en todo ni en parte ... Luego de un breve intercambio de opiniones, por unanimidad se aprueba y encomienda al señor Horacio Carlos Cristiani Presidente del Directorio y/o al Dr. Gabriel Wilkinson como Secretario, para que procedan a la elevación a escritura pública ... poderes otorgados precedentemente ... No habiendo más asuntos que tratar, a las 13,30 horas se levanta la sesión dejando debida y expresa constancia por parte de los miembros de la Comisión Fiscalizadora que firman al pie sobre la regularidad de las decisiones adoptadas, conforme lo establecido en el art. 26° del Estatuto Social de GAS NATURAL BAN, S.A. en relación a los asistentes por video-teleconferencia.- Siguen firmas ilegibles".- ES COPIA FIEL, doy fe.- El compareciente en el carácter invocado dice: Que confiere **PODER GENE-**

ES COPIA FIEL

N 019118866

RAL AMPLIO DE ADMINISTRACION Y DISPOSICION a favor de los Señores Gabriel Enrique María WILKINSON, Sergio Rodolfo TARALLO, Jorge NIEMETZ, María Bettina LLAPUR, Gerardo Néstor GÓMEZ, Jorge Daniel TEICH, Martín Norberto YAÑEZ, Gustavo Adolfo MARTÍNEZ, Omar PAYERO y Adolfo Daniel MENDIVIL, **como integrantes del GRUPO A**; y Fabián CHAMADOIRA, Guillermo Julio GOENAGA, Miguel GRYGIANIEC, Julio Adolfo QUINTANA, Silvia MARINO de ROVERANO, María Carmen MONTAGNI, Susana Elisa IMPERIALI, Ricardo Martín CHRISTIANI, Néstor Omar GARCÍA, Gustavo CASELLA y Mariano Alejandro GUAGLIANONE, **como integrantes del GRUPO B**, para que representen a la sociedad, en la forma y con las facultades que surgen del acta precedentemente transcripta, que a sus efectos se dán aquí por reproducidas.- LEIDA que le fue, ratifica su contenido, firmando ante mi, doy fe.- Firmado: H.C.CRISTIANI.- Ante mi: Enrique Maschwitz (h).- Hay un sello que dice: "Dr. Enrique Maschwitz (H)- Escribano - Mat. 3731".- **CONCUERDA** con su matriz, que paso al folio 2.093, del Registro Notarial 359, de Capital Federal.- En mi carácter de Escribano Titular de dicho registro expido la presente **PRIMERA COPIA** para **LOS APODERADOS** en seis sellos de Actuación Notarial numerados correlativamente del (N)019118861 al presente inclusive, que firmo y sello en el lugar y fecha de su otorgamiento.-

MAT. 3731

ES COPIA FIEL

COLEGIO DE ESCRIBANOS
CIUDAD DE BUENOS AIRES
CAPITAL FEDERAL - REPUBLICA ARGENTINA

LEGALIZACION
LEY 404

L 012850959

EL COLEGIO DE ESCRIBANOS de la Ciudad de Buenos Aires, Capital Federal de la República Argentina, en virtud de las facultades que le confiere la ley orgánica vigente, LEGALIZA la firma y sello del escribano ENRIQUE IGNACIO MASCHWITZ -H- obrantes en el documento anexo, presentado en el día de la fecha bajo el Nº 150828398894/2 La presente legalización no juzga sobre el contenido y forma del documento.

Buenos Aires, Viernes 28 de Agosto de 2015

COLEGIO DE ESCRIBANOS
LEGALIZACION
CIUDAD DE BUENOS AIRES
CAPITAL FEDERAL - REPUBLICA ARGENTINA

ESC. VIOLETA NILOS
COLEGIO DE ESCRIBANOS
LEGALIZADORA

ESCOBAR

gasNatural fenosa

ANEXO I

ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL

SERVICIOS PUBLICOS

Decreto 385/2006

Ratifícanse el Acta Acuerdo de renegociación contractual celebrada por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos y la empresa Gas Natural Ban S.A., de fecha 20 de enero de 2006, y la Addenda Aclaratoria de la misma fecha.

Bs. As., 6/4/2006

VISTO el Expediente Nº 020-004289/2002 del Registro del ex MINISTERIO DE ECONOMIA y su agregado sin acumular Nº S01:0073380/2005 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, las Leyes Nros. 25.561, 25.790, 25.820, 25.972 y 26.077, el Decreto Nº 311 de fecha 3 de julio de 2003, la Resolución Conjunta Nº 188 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION y Nº 44 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003, la Resolución Conjunta Nº 79 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION y Nº 199 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS de fecha 17 de febrero de 2005, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 25.561 declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, delegando al PODER EJECUTIVO NACIONAL las facultades para dictar las medidas orientadas a conjurar la crítica situación.

Que a través de dicha norma se dispuso la salida del régimen de convertibilidad del Peso con el Dólar Estadounidense, autorizándose al PODER EJECUTIVO NACIONAL a renegociar los contratos de obras y servicios públicos concesionados, puestos en crisis por la salida de la convertibilidad, en razón de que los precios y tarifas habían sido convenidos oportunamente en dicha divisa extranjera.

Que la referida ley estableció determinados criterios a seguir en el marco del proceso de renegociación, tales como el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas.

Que las estipulaciones contenidas en la Ley Nº 25.561 han sido posteriormente ratificadas y ampliadas a través de la sanción de las Leyes Nros. 25.790, 25.820, 25.972 y 26.077, así como también por diversas normas reglamentarias y complementarias.

Que, en función de cumplimentar el mandato conferido por el HONORABLE CONGRESO DE LA NACION, se ha venido desarrollando hasta el presente el proceso de renegociación de los contratos con las empresas licenciatarias y concesionarias de obras y servicios públicos.

Que en el transcurso de dicho proceso, orientado por los criterios establecidos en el Artículo 9º de la Ley Nº 25.561, corresponde al ESTADO NACIONAL velar por el mantenimiento de las condiciones de accesibilidad, seguridad y calidad de los servicios públicos.

Que dicho proceso involucra a GAS NATURAL BAN SOCIEDAD ANONIMA, empresa que presta el servicio público de distribución de gas natural, conforme a la licencia de la entonces denominada DISTRIBUIDORA DE GAS BUENOS AIRES NORTE SOCIEDAD ANONIMA, que fuera aprobada por el Decreto Nº 2460 de fecha 21 de diciembre de 1992.

Que la renegociación de los contratos se encuentra reglamentada por el Decreto Nº 311 de fecha 3 de julio de 2003 y la Resolución Conjunta Nº 188 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION y Nº 44 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003.

Que, a fin de llevar a cabo la renegociación con las empresas prestatarias, se dispuso por el Decreto Nº 311/03 la creación de la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS en el ámbito de los MINISTERIOS DE ECONOMIA Y PRODUCCION y DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que la citada Unidad tiene asignada, entre otras, la misión de llevar a cabo el proceso de renegociación de los contratos de obras y servicios públicos; suscribir acuerdos integrales o parciales con las empresas concesionarias y licenciatarias de servicios públicos "ad referéndum" del PODER EJECUTIVO NACIONAL; elevar proyectos normativos concernientes a posibles adecuaciones transitorias de precios, o cláusulas contractuales relativas a los servicios públicos, así como también efectuar todas aquellas recomendaciones vinculadas a los contratos de obras y servicios públicos y al funcionamiento de los respectivos servicios.

ES COPIA FIEL

Que respecto a la licencia otorgada a la empresa GAS NATURAL BAN SOCIEDAD ANONIMA, la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS ha efectuado el análisis de la situación contractual, realizando las tratativas orientadas a establecer un entendimiento de renegociación contractual.

Que, como resultado de las negociaciones mantenidas, la citada Unidad presentó a la empresa GAS NATURAL BAN SOCIEDAD ANONIMA con fecha 13 de enero de 2005 una propuesta de CARTA DE ENTENDIMIENTO conteniendo los puntos de consenso sobre la adecuación contractual.

Que en dicho instrumento fueron determinados los términos y condiciones del acuerdo de renegociación contractual integral a celebrarse entre el Otorgante y la Licenciataria.

Que la propuesta de CARTA DE ENTENDIMIENTO fue sometida a un proceso de AUDIENCIA PUBLICA, que fue convocada a través de la Resolución Conjunta Nº 123 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION y Nº 237 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS de fecha 4 de marzo de 2005.

Que la realización de la AUDIENCIA PUBLICA posibilitó la participación y la expresión de opiniones de los usuarios y consumidores, así como también de distintos sectores y actores sociales, elementos de juicio que fueron incorporados por la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS al análisis de la renegociación.

Que a resultas de la consulta, dicha Unidad estimó conveniente modificar aspectos de la propuesta de entendimiento, tal como se expuso en el "Informe de Evaluación de la AUDIENCIA PUBLICA" adjunto a las actuaciones en las que se tramitara la AUDIENCIA y publicado en el sitio de Internet de la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS.

Que, a partir de las modificaciones así planteadas, resultó necesario llevar a cabo gestiones para arribar a un consenso, el cual fue efectivamente alcanzado, plasmándose en la suscripción del ACTA ACUERDO entre la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS y la Empresa Licenciataria.

Que, asimismo, se encontró conveniente precisar ciertos alcances del ACTA ACUERDO referida, motivo por el cual ambas Partes encontraron procedente firmar una ADDENDA ACLARATORIA para que complemente dicho instrumento.

Que tanto el ACTA ACUERDO como su ADDENDA ACLARATORIA fueron suscriptas "ad referéndum" de la ratificación que corresponde realizar al PODER EJECUTIVO NACIONAL, y sus alcances comprenden la renegociación integral del contrato de licencia de distribución de gas natural, con miras a preservar la continuidad y calidad del servicio prestado.

Que la PROCURACION DEL TESORO DE LA NACION ha emitido dictamen de conformidad con lo previsto en el Artículo 8º del Decreto Nº 311/03, sin formular objeciones a los términos y condiciones que integran la renegociación contractual.

Que la SINDICATURA GENERAL DE LA NACION, ente descentralizado en el ámbito de la PRESIDENCIA DE LA NACION, ha tomado la intervención que le compete según lo dispuesto en el Artículo 14 de la Resolución Conjunta Nº 188/03 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION y Nº 44/03 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, expresando no tener objeciones respecto del procedimiento llevado a cabo.

Que, en cumplimiento de la normativa aplicable, se dio intervención al HONORABLE CONGRESO DE LA NACION, a los efectos de considerar el ACTA ACUERDO y su ADDENDA ACLARATORIA,

Que, conforme a lo previsto en el Artículo 4º de la Ley Nº 25.790, al no mediar el rechazo del HONORABLE CONGRESO DE LA NACION a la propuesta que fuera sometida a su intervención, corresponde proseguir con el proceso tendiente a ratificar el ACTA ACUERDO de renegociación contractual y la ADDENDA ACLARATORIA.

Que, asimismo y en razón de la asunción de nuevas autoridades en el MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, fue necesario adecuar el texto del ACTA ACUERDO y su ADDENDA ACLARATORIA a las nuevas circunstancias, manteniendo no obstante en forma íntegra las condiciones pactadas y aprobadas.

Que se han cumplido los requisitos establecidos en la normativa aplicable, lo cual habilita la instancia de ratificación de los acuerdos que corresponde al PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que, en tal sentido, la evaluación realizada por el PODER EJECUTIVO NACIONAL amerita la decisión de ratificar el ACTA ACUERDO de renegociación contractual suscripta por la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS y la empresa GAS NATURAL BAN SOCIEDAD ANONIMA, así como la ADDENDA ACLARATORIA que la complementa.

ES COPIA FIEL

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete, en virtud de lo dispuesto en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en ejercicio de las facultades otorgadas por el Artículo 99, inciso 1 de la CONSTITUCION NACIONAL y conforme a las previsiones contenidas en las Leyes Nros. 25.561, 25.790, 25.820, 25.972 y 26.077.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º — Ratifícase el ACTA ACUERDO de renegociación contractual celebrada por la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS y la empresa GAS NATURAL BAN SOCIEDAD ANONIMA con fecha 20 de enero de 2006, que como Anexo I forma parte integrante de la presente medida.

Art. 2º — Ratifícase la ADDENDA ACLARATORIA suscripta por la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS y la empresa GAS NATURAL BAN SOCIEDAD ANONIMA con fecha 20 de enero de 2006, que se agrega como Anexo II de la presente medida y que complementa el ACTA ACUERDO a que refiere el Artículo 1º de este decreto.

Art. 3º — Comuníquese a la COMISION BICAMERAL DE SEGUIMIENTO del HONORABLE CONGRESO DE LA NACION, conforme a lo previsto en el Artículo 20 de la Ley Nº 25.561.

Art. 4º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.— KIRCHNER. — Alberto A. Fernández. — Julio M. De Vido. — Felisa Miceli.

ANEXO I

ACTA ACUERDO

ADECUACION DEL CONTRATO DE LICENCIA DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

En la Ciudad de Buenos Aires a los veinte días del mes de enero de 2006, en el marco del proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos dispuesto por las Leyes Nros. 25.561, 25.790, 25.820, 25.972, y 26.077 y su norma complementaria el Decreto Nº 311/03, hallándose la Señora MINISTRA de ECONOMIA Y PRODUCCION, Lic. Felisa Josefina MICELI y el Señor Ministro de PLANIFICACION FEDERAL; INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, Arq. Julio De VIDO como Presidentes de la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS, por una parte y por la otra, la EMPRESA DISTRIBUIDORA GAS NATURAL BAN SOCIEDAD ANONIMA, representada por el Señor Pedro SAENZ DE SANTA MARIA ELIZALDE, en su carácter de Presidente, conforme lo acredita con las Actas de Asamblea de Accionistas y de Directorio del 1º de abril de 2005, a efectos de suscribir el presente instrumento, "ad referéndum" de la aprobación definitiva de lo aquí convenido por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Las partes manifiestan haber alcanzado un ACUERDO sobre la ADECUACION DEL CONTRATO DE LICENCIA DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL, que se instrumenta a través del presente ACTA ACUERDO conforme a las siguientes consideraciones y términos.

PARTE PRIMERA

ANTECEDENTES Y CONSIDERACIONES

El PODER EJECUTIVO NACIONAL otorgó, mediante Decreto Nº 2460 del 21 de diciembre de 1992 a la Empresa Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte S.A., hoy denominada GAS NATURAL BAN SOCIEDAD ANONIMA, la LICENCIA de DISTRIBUCION DE GAS NATURAL, tal como fuera delimitada mediante el CONTRATO DE LICENCIA con sustento en la Ley Nº 24.076.

En virtud de la grave crisis que afectara al país a fines del 2001, el HONORABLE CONGRESO DE LA NACION dictó la Ley Nº 25.561, por la cual se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, delegando en el PODER EJECUTIVO NACIONAL las facultades necesarias para adoptar las medidas que permitan conjurar la crítica situación de emergencia y disponiendo la renegociación de los contratos de los servicios públicos.

Las estipulaciones contenidas en la Ley Nº 25.561, han sido posteriormente ratificadas y ampliadas a través de la sanción de las Leyes Nros. 25.790, 25.820, 25.972 y 26.077 como también por diversas normas reglamentarias y complementarias.

ES COPIA FIEL

El proceso de renegociación de los Contratos de Concesión de los Servicios Públicos ha sido reglamentado e implementado en una primera etapa institucional, básicamente, a través de los Decretos Nros. 293/02 y 370/02, y en una segunda etapa, por el Decreto Nº 311/03 y la Resolución Conjunta Nº 188/03 y Nº 44/03 de los Ministerios de Economía y Producción, y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, respectivamente.

El Decreto Nº 311/03 estableció que el proceso de renegociación se lleve a cabo a través de la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS —UNIREN — presidida por los Ministros de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

A la UNIREN se le han asignado, entre otras, las misiones de llevar a cabo el proceso de renegociación de los contratos de obras y servicios públicos, suscribir acuerdos con las empresas concesionarias y licenciatarias de servicios públicos "ad referéndum" del PODER EJECUTIVO NACIONAL, elevar proyectos normativos concernientes a posibles adecuaciones transitorias de precios y a cláusulas contractuales relativas a los servicios públicos, como también la de efectuar todas aquellas recomendaciones vinculadas a los contratos de obras y servicios públicos y al funcionamiento de los respectivos servicios.

A través de la Resolución Conjunta Nº 188/03 y Nº 44/03 de los Ministerios de Economía y producción, y de Planificación Federal, Inversión Publica y Servicios, se ha dispuesto que la UNIREN se integra además por un Comité Sectorial de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos y por el Secretario Ejecutivo de la Unidad.

Dicho Comité está integrado por los Secretarios de Estado con competencia específica en los sectores vinculados a los servicios públicos y/o contratos de obra pública sujetos a renegociación, y por el Secretario Ejecutivo de la UNIREN.

Dentro del proceso de renegociación que involucra al CONTRATO DE LICENCIA, se desarrolló el análisis de la situación contractual de la LICENCIATARIA, así como de la agenda de temas en tratamiento, manteniéndose entre las partes diversas reuniones orientadas a posibilitar un entendimiento básico sobre la renegociación contractual.

La Secretaría Ejecutiva de la UNIREN ha dado cumplimiento a la obligación de realizar el Informe de Cumplimiento de Contratos previsto en el artículo 13 de la Resolución Conjunta del Ministerio de Economía y Producción Nº 188/03 y del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios Nº 44/03, reglamentario del artículo 7º del Decreto Nº 311/03, como antecedente para el proceso de renegociación.

A partir de dicho informe se concluye que es necesario introducir mejoras en los sistemas de monitoreo y control de las licencias de los servicios públicos de gas natural, a fin de que los organismos competentes dispongan de la información apropiada y oportuna sobre el desarrollo del servicio y de sus perspectivas futuras, y que las tarifas a los usuarios del mismo correspondan a los costos de eficiencia de su prestación, evitando comportamientos monopólicos o de abuso de posición dominante por parte de las LICENCIATARIAS.

En la implementación futura de las mejoras en los sistemas de monitoreo y control deben tomarse todos los recaudos necesarios para que éstas no impliquen intromisiones en la gestión de las LICENCIATARIAS que afecten su eficiencia, economía y/o que trasladen a terceros su responsabilidad sobre la prestación del servicio.

El proceso de renegociación cumplido ha contemplado: a) lo dispuesto por los artículos 8º, 9º y 10 de la Ley Nº 25.561, la Leyes Nros. 25.790, 25.820, 25.972 y 26.077 y el Decreto Nº 311/03, así cómo sus normas reglamentarias y complementarías; b) las estipulaciones contenidas en el CONTRATO DE LICENCIA; c) los antecedentes y proyecciones del servicio de la LICENCIA conforme a los informes y análisis obrantes; y d) las condiciones vinculadas a la realidad económica y social de nuestro país.

Habiéndose realizado las evaluaciones pertinentes y desarrollado el proceso de negociación, se encuentra necesario y conveniente adecuar ciertos contenidos del CONTRATO DE LICENCIA en función de preservar la accesibilidad, continuidad y calidad del servicio prestado a los usuarios, y establecer condiciones transitorias y permanentes que propendan al equilibrio contractual entre el OTORGANTE y la LICENCIATARIA.

A efectos de proveer a la LICENCIA de los recursos necesarios para sostener la continuidad, calidad y seguridad del servicio público es requerido adoptar ciertas medidas transitorias que atenúen el impacto del incremento de los costos de prestación del servicio en la remuneración de la LICENCIATARIA.

Dichas medidas no deben considerarse de ninguna manera cambios en el sistema de incentivos económicos y/o de responsabilidad en la gestión del servicio que le cabe a la LICENCIATARIA, cuyo objetivo central es apuntar a una prestación eficiente y de mínimo costo.

Dados los procedimientos establecidos en la normativa aplicable, y las diferencias encontradas con la empresa LICENCIATARIA para avanzar sobre bases realistas en la negociación, la Secretaría Ejecutiva de la UNIREN consideró necesario definir con la mayor claridad posible los aspectos necesarios para la adecuación contractual, elaborando una propuesta de CARTA DE ENTENDIMIENTO, que fue notificada a la empresa GAS NATURAL BAN S.A. con fecha 13 de enero de 2005.

ES COPIA FIEL

En virtud de los avances del proceso de renegociación, con fecha 11 de abril de 2005, la Secretaría Ejecutiva de la UNIREN notificó una nueva propuesta a la LICENCIATARIA.

Dicha propuesta de CARTA DE ENTENDIMIENTO contenía las condiciones del acuerdo a celebrar entre el OTORGANTE y la LICENCIATARIA y, conforme a los requisitos establecidos, fue sometida a un proceso de AUDIENCIA PUBLICA convocada a través de la Resolución Conjunta Nº 123 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION y Nº 237 de PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, de fecha 04/03/05, publicada en el Boletín Oficial de la REPUBLICA ARGENTINA Nº 30.606 de fecha 07/03/2005, y la Disposición UNIREN Nº 9 del 14/04/05, publicada en el Boletín Oficial de la REPUBLICA ARGENTINA Nº 30.633 de fecha 15/04/05.

La AUDIENCIA PUBLICA se realizó el 13 de mayo de 2005 en Partido de Tigre, Provincia de BUENOS AIRES, a efectos de tratar la PROPUESTA DE CARTA DE ENTENDIMIENTO puesta en consulta ante la opinión pública.

Con motivo de la AUDIENCIA celebrada fueron expresadas múltiples y distintas opiniones y argumentos de parte de diversos actores, insumos que fueron debidamente sopesados por la UNIREN.

A resultas de la valoración efectuada de las opiniones recogidas en la Audiencia, la UNIREN estimó la conveniencia de modificar determinados aspectos parciales de la propuesta de entendimiento, tal como consta en el INFORME DE EVALUACION DE LA AUDIENCIA PUBLICA.

Atento a dichas circunstancias se llevó a cabo una nueva instancia de negociación con la empresa GAS NATURAL BAN S.A. a efectos de analizar los cambios propuestos, arribándose, con el criterio del esfuerzo compartido, a un consenso sobre los términos propuestos del entendimiento a suscribirse,

Dicho consenso se volcó en el instrumento suscripto con fecha 20 de julio de 2005 entre la EMPRESA DISTRIBUIDORA GAS NATURAL BAN SOCIEDAD ANUNIMA y la UNIREN, ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL, que contiene los términos de la renegociación integral llevada a cabo y establece las condiciones de adecuación del CONTRATO DE LICENCIA DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL otorgado por Decreto Nº 2460 del 21 de Diciembre de 1992, normas complementarias y modificatorias, conforme a la Ley Nº 25.561 y demás normas relativas a la emergencia, procurando preservar, en el marco de dichas normas, los principios y aspectos sustantivos de la Ley Nº 24.076 y las regulaciones que de ella se derivan.

Conforme la normativa aplicable en la materia, ha tomado intervención la PROCURACION DEL TESORO DE LA NACION, la SINDICATURA GENERAL DE LA NACION y el HONORABLE CONGRESO DE LA NACION (art. 4º Ley Nº 25.790).

Atento al cambio de Autoridades producido en el MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, corresponde adecuar el referido instrumento suscripto con fecha 20 de julio de 2005 a dicha circunstancia para proceder a su celebración, conforme el presente texto, que mantiene íntegramente vigentes sus términos y condiciones, ello "ad referendum" de la ratificación del PODER EJECUTIVO NACIONAL, en su carácter de OTORGANTE del servicio licenciado objeto del presente acuerdo.

PARTE SEGUNDA

GLOSARIO

A los efectos interpretativos, los términos utilizados en el presente tendrán el significado asignado en el glosario que se detalla a continuación:

ACUERDO o ACTA ACUERDO o ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL: Es el presente instrumento a suscribir por los representantes del OTORGANTE y la LICENCIATARIA que contiene los términos y condiciones de la adecuación del CONTRATO DE LICENCIA DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL otorgado por Decreto Nº 2460 del 21 de diciembre de 1992, que resultara del proceso cumplido en base a lo dispuesto por las Leyes Nros. 25.561, 25.790, 25.820, 25.972 y 26.077, el Decreto Nº 311/03 y demás normativa aplicable.

AUTORIDAD DE APLICACION DEL ACTA ACUERDO: El ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS - ENARGAS.

ACTIVOS: Significa todos aquellos activos tangibles transferidos o a ser transferidos a la LICENCIATARIA por Gas del Estado de acuerdo con el Contrato de Transferencia.

BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO: Están representados (i) por aquella parte de los ACTIVOS; (ii) todas las ampliaciones, agregados, mejoras, reemplazos, renovaciones y sustituciones hechas a los ACTIVOS durante el término de la LICENCIA; y (iii) todos aquellos otros bienes, en los tres casos, en la medida que sean indispensables para la prestación del SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL, y sus características técnicas y económicas sean acordes con una prestación eficiente del servicio.

CARTA DE ENTENDIMIENTO: Es el documento propuesto por la UNIREN a la empresa GAS NATURAL BAN S.A. notificado con fecha 13 de enero de 2005, conteniendo los términos y condiciones para la adecuación del

ES COPIA FIEL

CONTRATO DE LICENCIA DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL otorgado por Decreto Nº 2460 del 21 de diciembre de 1992 y que fuera sometido a un proceso de AUDIENCIA PUBLICA.

CONTRATO DE LICENCIA: Es el instrumento mediante el cual el ESTADO NACIONAL otorgó la LICENCIA del SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL aprobado por Decreto Nº 2460 de fecha 21 de diciembre de 1992.

ENARGAS o ENTE: Es el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS.

INDICE GENERAL DE VARIACION DE COSTOS - IVC: Es el índice cuyo funcionamiento se explicita en la Cláusula Cuarta, párrafo 4.3. del presente ACTA ACUERDO.

LICENCIATARIA: Es la DISTRIBUIDORA GAS NATURAL BAN SOCIEDAD ANONIMA.

OTORGANTE: Es el ESTADO NACIONAL ARGENTINO, representado por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

P.E.N.: Es el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

PAQUETE MAYORITARIO: Es el total de las acciones Clase "A" de la LICENCIATARIA, cuya titularidad asegura los votos necesarios para formar la voluntad social.

PAUTAS: Es el conjunto de criterios, condiciones e instrucciones a contemplarse en el proceso de la REVISION TARIFARIA INTEGRAL, previstas en la Cláusula Décimo Segunda del presente ACTA ACUERDO.

PERIODO DE TRANSICION CONTRACTUAL: Es el período comprendido entre el 6 de enero de 2002 y el 1º de agosto de 2006.

PLAN DE INVERSIONES: Son las previsiones de inversión expresadas en términos físicos y monetarios que la LICENCIATARIA se compromete a realizar durante el PERIODO DE TRANSICION CONTRACTUAL conforme se establece en la Cláusula Séptima del presente ACTA ACUERDO.

PROYECCION ECONOMICO - FINANCIERA: Es el flujo de fondos previsto de ingresos y costos de la LICENCIATARIA durante el resto del PERIODO DE TRANSICION CONTRACTUAL conforme se establece en la Cláusula Sexta del presente ACTA ACUERDO.

REGIMEN TARIFARLO DE TRANSICION: Es el régimen que determina las TARIFAS aplicables durante el resto del PERIODO DE TRANSICION CONTRACTUAL y establece los criterios tarifarios para la REVISION TARIFARIA INTEGRAL.

REVISION TARIFARIA INTEGRAL (RTI): Es el procedimiento que implementará el ENARGAS con el objeto de determinar el nuevo régimen de tarifas máximas de la LICENCIA, conforme a lo estipulado en el Título I, Capítulo IX "Reglamento del Servicio y Tarifas" de la Ley Nº 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas, y las PAUTAS previstas en este instrumento. El nuevo régimen tarifario resultante de la RTI será de aplicación a partir del 1º de agosto de 2006, conforme a las condiciones que se establezcan en el presente ACTA ACUERDO.

TARIFA o MARGEN DE DISTRIBUCION: es la tarifa de gas a los consumidores, descontados los siguientes conceptos (i) el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte; (ii) las diferencias diarias acumuladas —con su signo—, que fueran reconocidas por el ENARGAS; (iii) la tarifa de transporte con sus componentes y cargos respectivos —afectados por su factor de carga respectivo—; y (iv) el costo de gas retenido reconocido por el ENARGAS.

TOMA DE POSESION: Es el acto en el cual el adjudicatario de la Licitación tomó posesión de las acciones de la Empresa Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte S.A.

UNIREN: Es la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS creada por Decreto P.E.N. Nº 311/03, en el ámbito de los Ministerios de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

PARTE TERCERA

TERMINOS Y CONDICIONES DEL ACUERDO

Cláusula Primera. CONTENIDO

Este ACUERDO contiene los términos y condiciones convenidos entre el OTORGANTE y la LICENCIATARIA para adecuar el CONTRATO DE LICENCIA DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL otorgado por Decreto Nº 2460 del 21 de diciembre de 1992, demás normas complementarias y modificatorias.

ES COPIA FIEL

El presente tiene como antecedente directo la CARTA DE ENTENDIMIENTO propuesta por la Secretaría Ejecutiva de la UNIREN, que fuera sometida a una AUDIENCIA PUBLICA, y cuyas conclusiones fueron consideradas para establecer los términos y condiciones que integran este ACUERDO.

Cláusula Segunda. CARACTER DEL ACUERDO

El ACUERDO celebrado a través del presente ACTA comprende la renegociación integral del CONTRATO DE LICENCIA DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL, otorgado por Decreto Nº 2460 del 21 de diciembre de 1992, y demás normas complementarias y modificatorias, entendimiento que concluye el proceso de renegociación desarrollado conforme a lo dispuesto en las Leyes Nros. 25.561, 25.790, 25.820, 25.972 y 26.077 y el Decreto Nº 311/03.

Cláusula Tercera. PLAZO

Las previsiones contenidas en el presente, una vez ratificado y puesto en vigencia a partir de la ratificación que corresponde disponer por parte del P.E.N. abarcarán el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la finalización del CONTRATO DE LICENCIA.

Cláusula Cuarta. REGIMEN TARIFARIO DE TRANSICION

Se establece un REGIMEN TARIFARIO DE TRANSICION consistente en la aplicación del Cuadro Tarifario vigente establecido en la LICENCIA incluyendo las variaciones del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, la tarifa de transporte y la tarifa de distribución, de acuerdo con la definición del Artículo 37 de la Ley Nº 24.076 e incorporando las modificaciones establecidas en la Ley Nº 25.561 y las que se disponen a continuación:

4.1. Se determina un aumento del VEINTICINCO POR CIENTO (25%) sobre la actual TARIFA DE DISTRIBUCION, promedio para todos los usuarios de la LICENCIATARIA. Dicho aumento entrará en vigencia el 1º de noviembre del año 2005 y no podrá resultar en un incremento de la tarifa de gas promedio a todos los consumidores de la LICENCIATARIA superior al QUINCE POR CIENTO (15%), teniendo en cuenta a todos los componentes de la tarifa de gas a los consumidores a la fecha de firma del instrumento suscripto con fecha 20 de julio de 2005 entre la EMPRESA DISTRIBUIDORA GAS NATURAL BAN SOCIEDAD ANONIMA y la UNIREN. Para el cálculo del límite fijado sólo deberá contemplarse la TARIFA DE DISTRIBUCION antedicha, y la tarifa correspondiente al transporte de gas.

El incremento de la TARIFA DE DISTRIBUCION dispuesto en el párrafo precedente será de aplicación a las tarifas residenciales R1, R2 y R3 a partir del 1º de enero de 2006, conforme la metodología que se define en el Anexo II del presente ACTA ACUERDO.

La TARIFA DE DISTRIBUCION determinada en las condiciones establecidas en el ACUERDO permitirá a la LICENCIATARIA prestar el SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL cubriendo los costos conforme a la PROYECCION ECONOMICO-FINANCIERA contemplada en el presente instrumento.

El incremento previsto en este apartado se aplicará también a las tasas y cargos por servicios de la actividad regulada de la LICENCIATARIA.

4.2. El ENARGAS calculará cada SEIS (6) meses, contados a partir del ajuste tarifario previsto en el apartado 4.1., el Indice General de Variación de Costos - IVC, de acuerdo con el procedimiento que se establece en el apartado 4.3., sobre la base de una estructura de costos de explotación e inversiones e índices oficiales de precios representativos de tales costos.

Cuando del cálculo semestral del Indice General IVC resulte una variación IGUAL O SUPERIOR A MAS / MENOS CINCO POR CIENTO (=/+ a =/- 5%), el ENARGAS iniciará un procedimiento de revisión, mediante el cual evaluará la real magnitud de la variación de los costos de explotación y del PLAN DE INVERSIONES asociado, determinando si correspondiere, el traslado a la TARIFA DE DISTRIBUCION de la LICENCIATARIA.

4.3. El procedimiento de cálculo para la determinación de las variaciones del Indice General IVC que activa el proceso de redeterminación de los ingresos por variación en los precios de la economía, contempla la estructura de costos del servicio reflejada en la PROYECCION ECONOMICO -FINANCIERA.

La LICENCIATARIA deberá aportar, en tiempo y forma, toda aquella documentación que sea pertinente para determinar la incidencia y magnitud verdadera de la afectación. A estos fines el ENARGAS tomará en consideración la documentación aportada por la LICENCIATARIA en forma trimestral referida en la Cláusula Sexta, párrafo 6.2. A su vez, el ENARGAS podrá requerir a la LICENCIATARIA toda la información complementaria que estime necesaria para evaluar esta incidencia.

La fórmula general que resultará aplicable a tal efecto se establece en el Anexo I, del presente instrumento.

4.4. La LICENCIATARIA, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo Nº 46 de la Ley Nº 24.076, podrá presentar un pedido extraordinario de revisión ante el ENARGAS, cuando el cálculo de la variación del Indice General IVC muestre, respecto del último ajuste, una variación IGUAL O SUPERIOR AL DIEZ POR CIENTO (=/+ 10%),

ES COPIA FIEL

debiendo aportar toda aquella documentación que sea pertinente para determinar la incidencia y magnitud verdadera de la afectación.

4.5. El ENARGAS deberá resolver la revisión semestral o la solicitud de revisión extraordinaria efectuada por la LICENCIATARIA, dentro del plazo de SESENTA (60) días corridos contados a partir de la fecha de recepción de la información de la LICENCIATARIA, ya sea por inicio de un nuevo semestre o por pedido de revisión extraordinaria.

4.6. En la oportunidad en la que el ENTE se expida expresamente sobre la procedencia del traslado a la TARIFA DE DISTRIBUCION dispondrá, según corresponda, el ajuste con carácter retroactivo: a) a partir de la fecha de inicio de un nuevo semestre; o b) a partir de la fecha de la solicitud extraordinaria.

4.7. Se determina un aumento adicional del DOS POR CIENTO (2%) sobre la actual TARIFA DE DISTRIBUCION promedio para todos los usuarios de la LICENCIATARIA. Dicho aumento entrará en vigencia el 1º de noviembre de 2005 y será asignado a la ejecución de obras de ampliación del sistema de distribución en áreas de baja densidad poblacional de su zona de LICENCIA. Dichas obras se detallan en el Anexo IV del presente instrumento.

El incremento de la TARIFA DE DISTRIBUCION dispuesto en este punto será de aplicación a las tarifas residenciales R1, R2 y R3 a partir del 1º de enero de 2006, conforme la metodología que se define en el Anexo II del presente ACTA ACUERDO.

Cláusula Quinta. REGIMEN DE CALIDAD DE PRESTACION DEL SERVICIO

La LICENCIATARIA deberá seguir prestando el servicio en las condiciones de calidad que surgen del CONTRATO DE LICENCIA y las reglamentaciones dictadas por el ENARGAS, siendo pasible, ante su incumplimiento de las sanciones previstas en el marco regulatorio.

Cláusula Sexta. PROYECCION ECONOMICO-FINANCIERA

6.1. Se establece una PROYECCION ECONOMICO-FINANCIERA, para el año 2006 calculada en PESOS y en UNIDADES FISICAS para la facturación, la recaudación, los costos operativos del servicio, las inversiones, las amortizaciones, los impuestos y tasas del servicio más un excedente de caja fijada sobre las bases de cálculo e hipótesis que se enumeran en el Anexo II del presente instrumento.

6.2. Trimestralmente la LICENCIATARIA le presentará al ENTE información relativa a la ejecución de la PROYECCION ECONOMICO - FINANCIERA, conforme se detalla en el Anexo III bajo apercibimiento de las sanciones que correspondieren, las que a falta de previsión expresa, serán determinadas por el ENTE conforme al Régimen de Sanciones de la LICENCIA.

Cláusula Séptima. PLAN DE INVERSIONES

7.1. Durante el año 2006 la LICENCIATARIA deberá ejecutar el PLAN DE INVERSIONES conforme al detalle que resulta del Anexo IV del presente instrumento.

7.2. Durante el resto del PERIODO DE TRANSICION CONTRACTUAL y a los efectos de garantizar el cumplimiento del PLAN DE INVERSIONES, la LICENCIATARIA sólo podrá disponer del excedente de caja previsto en la PROYECCION ECONOMICO-FINANCIERA, para retribuir al capital propio y de terceros, en la medida en que vaya dando cumplimiento al PLAN DE INVERSIONES, conforme el procedimiento establecido en los párrafos 7.3. y 7.4.

7.3. La LICENCIATARIA informará al ENARGAS, en base a las planillas que se detallan en el Anexo V, el grado de avance del PLAN DE INVERSIONES y, con la antelación necesaria, eventuales adecuaciones por motivos debidamente fundados. Asimismo, la LICENCIATARIA presentará un informe trimestral con cierre mensual auditado del estado de cumplimiento del PLAN DE INVERSIONES, admitiéndose un apartamiento del DIEZ POR CIENTO (10%) en términos monetarios respecto de las previsiones comprometidas.

7.4. Anualmente el ENARGAS evaluará el cumplimiento del PLAN DE INVERSIONES previamente a cualquier disposición de fondos para distribuir dividendos, para lo cual dispondrá de SESENTA (60) días corridos contados a partir de la recepción de la información correspondiente para emitir su eventual objeción a la distribución planteada.

Cláusula Octava. OBLIGACIONES PARTICULARES ESTABLECIDAS A LA LICENCIATARIA DURANTE EL PERIODO DE TRANSICION CONTRACTUAL

Desde la entrada en vigencia del ACTA ACUERDO y hasta la publicación en el Boletín Oficial de la Resolución que aprueba el Cuadro Tarifario resultante del proceso de REVISION TARIFARIA INTEGRAL, se considerarán obligaciones particulares de la LICENCIATARIA sin perjuicio de las establecidas en el marco regulatorio vigente, el cumplimiento de:

a) El PLAN DE INVERSIONES, conforme lo establece la Cláusula Séptima del presente; y

ES COPIA FIEL

b) La puesta a disposición en tiempo y forma de la información que permita el seguimiento técnico y económico de la PROYECCION ECONOMICO-FINANCIERA y del PLAN DE INVERSIONES.

Cláusula Novena. LIMITACIONES EN MATERIA DE MODIFICACIONES SOCIETARIAS DE LA LICENCIATARIA

Durante la vigencia del PERIODO DE TRANSICION CONTRACTUAL los accionistas titulares del PAQUETE MAYORITARIO no podrán modificar su participación ni vender sus acciones sin la previa autorización del ENARGAS.

Cláusula Décima. SUPUESTO DE MODIFICACIONES DURANTE EL PERIODO DE TRANSICION CONTRACTUAL

10.1. En el supuesto de producirse durante el PERIODO DE TRANSICION CONTRACTUAL, modificaciones de carácter normativo o regulatorio de distinta naturaleza o materia que afectaren al SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL y que tuvieran impacto sobre el costo de dicho servicio el ENARGAS, a pedido de la LICENCIATARIA, iniciará un proceso orientado a evaluar la afectación producida y su incidencia en los costos del servicio, cuyo resultado determinará —de corresponder — la readecuación de la tarifa.

10.2. Recibida la solicitud de la LICENCIATARIA, el ENARGAS procederá a su tratamiento y resolución dentro del plazo de SESENTA (60) días corridos contados desde la fecha de entrega de la información requerida que permita evaluar el verdadero impacto de dicha modificación.

Cláusula Décimo Primera. REVISION TARIFARIA INTEGRAL (RTI)

11.1. Se establece la realización de una REVISION TARIFARIA INTEGRAL, proceso mediante el cual se fijará un nuevo régimen de tarifas máximas, por el término de CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Título I, Capítulo IX "Reglamento del Servicio y Tarifas" de la Ley Nº 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas; aplicándose las PAUTAS contenidas en la Cláusula Décimo Segunda del presente instrumento.

11.2. El proceso de REVISION TARIFARIA INTEGRAL se desarrollará en el período comprendido entre el 20 de julio de 2005 y el 30 de junio de 2006. El nuevo régimen tarifario resultante entrará en vigencia el 1º de agosto de 2006. En el caso que la variación de la TARIFA DE DISTRIBUCION promedio, calculada para todo el conjunto de los usuarios de la LICENCIATARIA, resultante de la REVISION TARIFARIA INTEGRAL sea superior al aumento establecido en la Cláusula Cuarta, párrafo 4.1., dicha variación se trasladará a la TARIFA DE DISTRIBUCION en TRES (3) etapas, en porcentajes similares. El primer ajuste se producirá el 1º de agosto de 2006, el segundo el 1º de febrero de 2007 y el tercero el 1º de agosto de 2007.

11.3. La TARIFA DE DISTRIBUCION promedio, calculada para todo el conjunto de usuarios de la LICENCIATARIA, resultante de la REVISION TARIFARIA INTEGRAL no podrá ser inferior a la TARIFA DE DISTRIBUCION promedio, calculada para todo el conjunto de los usuarios de la LICENCIATARIA, resultante de tomar el valor vigente al 31 de octubre de 2005 incrementado en los porcentajes que resulten de la aplicación de la Cláusula Cuarta, párrafos 4.1. y 4.7. y debidamente corregido por las eventuales modificaciones que pudieran producirse por la aplicación de la Cláusula Cuarta, párrafos 4.2. y/o 4.4. entre el 1º de noviembre de 2005 y la publicación en el Boletín Oficial de la REPUBLICA ARGENTINA de la Resolución que aprueba el Cuadro Tarifario resultante del proceso de REVISION TARIFARIA INTEGRAL.

Cláusula Décimo Segunda. PAUTAS DE LA REVISION TARIFARIA INTEGRAL

12.1. El proceso de la REVISION TARIFARIA INTEGRAL previsto en el punto anterior, deberá observar las PAUTAS que se establecen a continuación:

12.1.1. Introducirá mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la TARIFA DE DISTRIBUCION de la LICENCIATARIA, a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio.

12.1.2. Se procederá a diseñar e implementar métodos adecuados para incentivar y medir en el tiempo, las mejoras en la eficiencia de la prestación del servicio por parte de la LICENCIATARIA.

12.1.3. En el Régimen de Calidad de Servicio y Penalidades el ENARGAS: a) procederá a diseñar un sistema de control de calidad de servicio que se asiente en la utilización de relaciones sistemáticas entre las bases de datos técnicas, comercial, de costos y de mediciones de calidad a los fines de impulsar sistemas de control y de señales eficientes; y b) Evaluará la conveniencia de establecer áreas de calidad diferenciadas.

12.1.4. Actividades no reguladas: Sin perjuicio de las disposiciones que el OTORGANTE pudiera aplicar en el futuro respecto al objeto de la LICENCIA, el ENARGAS realizará un análisis del impacto de las actividades no reguladas desarrolladas por la LICENCIATARIA en el mercado, las ventajas, desventajas y riesgos que la realización de dichas actividades tienen para el desarrollo del servicio público licenciado y la incidencia que las mismas pudieran tener en las tarifas del servicio público.

12.1.5. Costos del servicio: El ENARCAS elaborará un análisis basado en los costos razonables y eficientes de la prestación del SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL, efectuado por regiones, como

ES COPIA FIEL

elemento de juicio para la determinación de la remuneración de la LICENCIATARIA. Este análisis podrá incluir la elaboración y mantenimiento de un registro de costos unitarios de materiales, servicios y mano de obra relativos a la prestación del servicio.

12.1.6. Auditoría Técnica y Económica de los Activos Esenciales: En la remuneración de la LICENCIATARIA el ENARCAS tomará en cuenta el costo de la Auditoría establecida en la Cláusula Décimo Sexta del presente instrumento.

12.1.7. Base de Capital y Tasa de Rentabilidad: El ENARCAS establecerá en un plazo de SESENTA (60) días a partir de la vigencia del ACTA ACUERDO, los criterios para la determinación de la Base de Capital y de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en la REVISION TARIFARIA INTEGRAL.

Como criterio general, la Base de Capital de la LICENCIATARIA se determinará tomando en cuenta los activos necesarios para una operación eficiente y prudente del servicio. Para la valuación de dichos activos se considerará el valor actual contable que surja de la aplicación de normas contables profesionales, el cual no podrá exceder la valuación técnica resultante de aplicar criterios fundados, dentro de los estándares de la práctica profesional, que expresen en forma justa y razonable el estado actual de conservación de dichos bienes, considerando el valor de los mismos al comenzar la LICENCIA, las incorporaciones posteriores, bajas y depreciaciones.

Para realizar dicha valuación técnica el ENARCAS establecerá las bases, el objeto y alcances de la contratación y seleccionará al especialista, de reconocido prestigio en la materia, de una lista de CINCO (5) consultores propuesta por la LICENCIATARIA, no siendo recurrible dicha elección por parte de la misma.

Todas las valuaciones de los activos se efectuarán en moneda nacional y serán ajustadas por coeficientes locales representativos de la variación de los costos de dichas inversiones.

La Tasa de Rentabilidad se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley Nº 24.076. A tal fin, ésta deberá ponderar la remuneración del capital propio y de terceros. En la determinación de la remuneración del capital propio, el ENARCAS fijará un nivel justo y razonable para actividades de riesgo equiparable o comparable, que guarde relación grado de eficiencia y prestación satisfactoria del servicio. A su vez, para determinar el costo del capital de terceros, el ENTE deberá reflejar el costo del dinero en los términos y condiciones vigentes para la financiación de empresas de servicios públicos.

12.1.8. Conexión al gas de frentistas de redes sin servicio: El ENARGAS podrá establecer el procedimiento con el que se reconocerán los costos de conexión e instalaciones internas que tome a su cargo la LICENCIATARIA.

12.1.9. El cuadro tarifario resultante respetará la vigencia del mecanismo de transferencia a las tarifas de los usuarios de la LICENCIATARIA, de los costos de toda la cadena de producción y transporte de gas, según lo estipulado en el Capítulo IX "Tarifas" de la Ley Nº 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas.

12.1.10. Se efectuará un análisis de costos para determinar los valores de las tasas y cargos por servicios de la actividad regulada de la LICENCIATARIA.

Cláusula Décimo Tercera. TARIFA SOCIAL

La LICENCIATARIA aplicará un Régimen de Tarifa Social, una vez que la Autoridad pertinente apruebe la normativa correspondiente. Los lineamientos básicos de dicha tarifa tomarán en cuenta:

a) Obligación de la LICENCIATARIA de incluir a los hogares indigentes en el Régimen de Tarifa Social.

b) Los potenciales beneficiarios del Régimen de Tarifa Social serán determinados previamente por la Autoridad del área social del R.E.N. Serán beneficiarios del régimen los hogares indigentes que cumplan con requisitos relacionados con: nivel de ingresos, composición del grupo familiar, situación ocupacional, características de la vivienda, cobertura de salud, considerando el hogar respectivo como unidad de análisis. Los beneficiarios deberán encontrarse inscriptos en un padrón elaborado y habilitado al efecto por la Autoridad del área social.

c) Los beneficiarios deberán tener un consumo de gas que no supere valores preestablecidos.

d) El importe del subsidio tarifario por consumos de gas a percibir por los usuarios del régimen figurará detallado en la factura como descuento del valor vigente, para el consumo correspondiente, del cuadro tarifario aprobado por la autoridad competente.

e) El régimen de subsidio podrá incluir también los costos de conexión y reconexión del servicio.

f) La calidad de servicio del suministro beneficiado por el régimen será la misma que para el resto de los usuarios de la misma categoría, de tal forma que sea gratuito para el beneficiario.

g) El Régimen de Tarifa Social será financiado mediante el aporte del Estado, la reducción de la carga fiscal a los consumos de los beneficiarios, el aporte de los usuarios no comprendidos en este Régimen de Tarifa Social, y el

ES COPIA FIEL

aporte de la LICENCIATARIA.

Cláusula Décimo Cuarta. MEJORA EN LOS SISTEMAS DE INFORMACION DE LA LICENCIA:

14.1. La LICENCIATARIA deberá prestar su mayor colaboración para que el ENARGAS, a partir de la fecha de suscripción del presente ACTA ACUERDO inicie la implementación de un sistema de representación cartográfica especializado que posibilite representar las redes existentes, las ampliaciones y bajas en las instalaciones, los clientes y la demanda, la presión en los distintos puntos de la red y establecer la vinculación con las bases de datos de Calidad, Comercial, Reclamos, Contingencias, Costos, Presiones, etc.; de tal forma que el ENTE disponga de un sistema de información relacionada que le permita agilizar el control de calidad, implementar el seguimiento de las obras y de los costos asociados y el análisis de desempeño de los sistemas. Dicho sistema se hallará operativo en el transcurso del cuarto trimestre del año 2006.

14.2. El sistema de Contabilidad Regulatoria que debe llevar la LICENCIATARIA contemplará también el tratamiento de los registros económicos y financieros de las actividades no reguladas; entendiendo como tales aquellas actividades que lleva a cabo la LICENCIATARIA y no están sujetas a normas regulatorias de la actividad, es decir que su precio y calidad se determinan en condiciones de mercado. El ENTE dictará las normas correspondientes a fin del adecuado registro de estas actividades, de contabilidad separada.

14.3. El ENARGAS, sobre la base de información propia, la que proporcione la LICENCIATARIA y aquella otra que resulte disponible y que resulte pertinente, elaborará anualmente un INFORME DE CUMPLIMIENTO DEL CONTRATO, que formará parte de los informes reglamentarios y que deberá hallarse concluido y publicado durante el curso del primer semestre del año siguiente. En dicho informe se efectuará un análisis y evaluación del PLAN DE INVERSIONES de la LICENCIATARIA y su ejecución, y recomendaciones tendientes a mejorar la prestación del servicio en el corto y largo plazo. El primer INFORME DE CUMPLIMIENTO DEL CONTRATO corresponderá al año 2006.

Cláusula Décimo Quinta. DESARROLLO DE TECNOLOGIAS E INVESTIGACION Y POLITICA DE PROVEEDORES Y COMPRE NACIONAL

15.1. La LICENCIATARIA se compromete a realizar investigaciones y desarrollos empresarios en materias referidas a la transferencia, la adaptación y el desarrollo de tecnologías a través de la intervención o participación de centros de investigación nacionales, y en especial, de instituciones de carácter público.

15.2. La LICENCIATARIA informará en forma semestral al ENTE, las acciones desarrolladas en cumplimiento del Régimen de Compre Nacional establecido por la Ley Nº 25.551 y sus normas reglamentarias.

15.3. La LICENCIATARIA realizará todas las acciones necesarias y aportará toda la información que el ENARCAS le solicite para garantizar la transparencia y competitividad de su sistema de compras y contrataciones.

Cláusula Décimo Sexta. AUDITORIA TECNICA Y ECONOMICA DE LOS BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO:

16.1. La LICENCIATARIA, bajo las pautas y supervisión del ENTE, procederá a realizar una Auditoría de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL, mediante la contratación de especialistas.

16.2. Entre los objetivos que deberá contemplar la Auditoría de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO deberá incluirse el control, verificación e información sobre los siguientes aspectos:

16.2.1. Existencia de los bienes declarados en el inventario físico mediante técnicas y registros apropiados. Identificación de los activos destinados al servicio y los de otras actividades.

16.2.2. Condiciones técnicas de las redes y del resto de los bienes y su nivel de depreciación y/u obsolescencia.

16.2.3. Existencia de bienes no necesarios o redundantes para la prestación del servicio en condiciones de eficiencia. Identificación de los activos de actividades no reguladas.

16.2.4. Razonabilidad del valor de los bienes, su calidad y demás características técnicas en relación con una prestación eficiente del servicio, y la comparación con valores de reposición de dichos bienes.

16.2.5. Titularidad efectiva de cada uno de los bienes relevados, determinando si corresponden a la LICENCIATARIA, al OTORGANTE o a un tercero.

16.3. El ENTE establecerá las bases, el objeto, los alcances de la contratación y seleccionará el especialista que ejecutará la tarea de una lista de CINCO (5) consultores propuesta por la LICENCIATARIA, no siendo recurrible la elección por parte de la LICENCIATARIA.

Cláusula Décimo Séptima. INCUMPLIMIENTO

ES COPIA FIEL

17.1. Ante el supuesto de incumplimiento de la LICENCIATARIA respecto a las obligaciones contraídas en el ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL, será pasible de las sanciones que correspondieren, las que a falta de previsión expresa, serán determinadas por el ENTE conforme el Régimen de Sanciones de la LICENCIA.

17.2. Las sanciones que se apliquen por incumplimiento del ACUERDO, deberán guardar proporcionalidad respecto a aquellas previstas para las situaciones contempladas en el referido Régimen.

17.3. En el supuesto de producirse incumplimientos por parte del OTORGANTE respecto a las obligaciones contraídas en el ACTA ACUERDO, la LICENCIATARIA estará habilitada para ejercer sus derechos y acciones para exigir el debido cumplimiento de las condiciones establecidas en el mismo.

Cláusula Décimo Octava. SUSPENSION Y DESISTIMIENTO POR PARTE DE LA LICENCIATARIA Y SUS ACCIONISTAS. SUPUESTOS DE INCUMPLIMIENTO CONTRACTUAL.

18.1. SUSPENSION DE ACCIONES

18.1.1 Como condición previa a la ratificación del ACUERDO DE RENEGOCIACION por parte del PODER EJECUTIVO NACIONAL, el LICENCIATARIO como sus accionistas, deberán suspender el trámite de todos los reclamos, recursos y demandas entabladas o en curso, tanto en sede administrativa, arbitral o judicial de nuestro país o del exterior, que se encuentren fundadas o vinculadas en los hechos o medidas dispuestas a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nº 25.561, y a la anulación del Indice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América), respecto al CONTRATO DE LICENCIA.

La suspensión deberá abarcar las cuestiones referidas a los procedimientos de los reclamos, como también a los planteos de los aspectos de fondo.

18.1.2. A tal efecto y como condición previa a la ratificación del ACUERDO, el LICENCIATARIO deberá presentar los instrumentos debidamente certificados y legalizados en su autenticidad y validez, en los que conste la expresa suspensión de las acciones en los términos establecidos en el punto precedente.

18.1.3. El LICENCIATARIO se compromete a obtener y presentar similares instrumentos de suspensión de parte de los Accionistas Mayoritarios que representen como mínimo el SETENTA POR CIENTO (70%) del capital accionario. En caso de que alguno de dichos accionistas no presentara los instrumentos que acreditasen la suspensión de las acciones entabladas a las que se refiere el párrafo 18.1.1., Gas Natural SDG S.A. de España, como controlante indirecto de la LICENCIATARIA, deberá mantener indemne al OTORGANTE y a los usuarios del servicio para el caso de que alguno de los referidos accionistas mayoritarios obtuviera en sede administrativa arbitral o judicial alguna medida que consistiera en una reparación o compensación o indemnización económica, fundadas o vinculadas en los hechos o medidas dispuestas a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nº 25.561 y a la anulación del Indice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América), respecto al CONTRATO DE LICENCIA. Dicha decisión deberá ser afrontada a entero costo por Gas Natural SDG S.A. de España.

18.1.4. El incumplimiento de la presentación de los instrumentos que acrediten la suspensión de las acciones por parte del LICENCIATARIO o de sus accionistas, que hubiesen planteado reclamos o, en su caso, la indemnidad a la que se refiere el párrafo 18.1.3. obstará a la ratificación del ACUERDO DE RENEGOCIACION por parte del PODER EJECUTIVO NACIONAL, hasta que ello se subsane.

18.1.5. Concurrentemente con la suspensión de las acciones entabladas, la LICENCIATARIA y Gas Natural SDG S.A. de España deberán presentar un compromiso de no plantear reclamos, recursos o demandas, tanto en sede administrativa, arbitral o judicial de nuestro país o del exterior, fundados o vinculados a los hechos o medidas dispuestas a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nº 25.561, y a la anulación del indice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América), respecto al CONTRATO DE LICENCIA. De darse la eventualidad prevista en el párrafo 18.1.3., Gas Natural SDG S.A. de España deberá ampliar la indemnidad propuesta a las obligaciones que surgen de este párrafo.

18.1.6. Asimismo, habiéndose verificado el cumplimiento por parte del LICENCIATARIO de las OBLIGACIONES PARTICULARES referidas en la cláusula octava, párrafo 8.1. del presente ACTA ACUERDO, y ante el incumplimiento por parte del OTORGANTE de la convocatoria a Audiencia Pública prevista en el proceso de la REVISION TARIFARIA INTEGRAL, tanto el LICENCIATARIO como sus accionistas, habiendo transcurrido UN (1) año a partir de la entrada en vigencia del ACUERDO, quedarán liberados de los compromisos asumidos en la cláusula décimo octava, párrafo 18.1.5. y podrán retomar las acciones suspendidas de conformidad con la cláusula décimo octava, párrafos 18.1.1. y 18.1.3.

18.2. DESISTIMIENTO DEL DERECHO Y DE LAS ACCIONES

18.2.1. Dentro del plazo de DIEZ (10) días de publicada en el Boletín Oficial de la REPUBLICA ARGENTINA, la Resolución que aprueba el Cuadro Tarifario resultante de la REVISION TARIFARIA INTEGRAL prevista en la Cláusula Décimo Primera del presente ACTA ACUERDO, la LICENCIATARIA y los accionistas que en su conjunto reúnan como mínimo el NOVENTA Y CUATRO POR CIENTO (94%) del capital accionario de la empresa, deberán desistir íntegra y expresamente de todos los derechos que pudiera eventualmente invocar, como también a todas las acciones entabladas o en curso, fundados o vinculados en los hechos o medidas dispuestas a partir de

ES COPIA FIEL

la situación de emergencia establecida por la Ley Nº 25.561, y a la anulación del Indice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América), con respecto al CONTRATO DE LICENCIA.

Dicho desistimiento deberá alcanzar los derechos y acciones que pudieran plantearse ante instancias administrativas, arbitrales o judiciales, de nuestro país o del exterior.

En ningún caso los desistimientos aquí previstos podrán ser interpretados como desistimientos por parte del LICENCIATARIO a los derechos que pudieran corresponderle por circunstancias diferentes a las contempladas en la presente cláusula que sobrevengan en el futuro.

La obligación asumida por el LICENCIATARIO en el presente punto debe cumplimentarse por el solo transcurso del tiempo allí previsto.

18.2.2. A tal efecto, el LICENCIATARIO deberá presentar los instrumentos debidamente certificados y legalizados en su autenticidad y validez, en los que conste en forma expresa e íntegra el desistimiento del derecho y las acciones en los términos establecidos en el párrafo precedente.

18.2.3. El LICENCIATARIO se compromete a obtener y presentar similares instrumentos correspondientes al desistimiento del derecho y las acciones de parte de los accionistas que representen como mínimo el NOVENTA Y CUATRO (94%) del capital accionario.

18.2.4. En el supuesto de concluir el plazo fijado en el punto 18.2.1 sin perfeccionarse los desistimientos correspondientes al LICENCIATARIO y sus accionistas que reúnan como mínimo el NOVENTA Y CUATRO POR CIENTO (94%) del capital accionario, el OTORGANTE podrá suspender el curso del procedimiento de la REVISION TARIFARIA INTEGRAL. En tal instancia, el OTORGANTE procederá a intimar al LICENCIATARIO a cumplimentar la presentación de los desistimientos comprometidos dentro de un nuevo plazo de QUINCE (15) días.

18.2.5. Vencido el plazo de intimación y estando vigente el REGIMEN TARIFARIO DE TRANSICION establecido en la Cláusula 4, y ante el incumplimiento del LICENCIATARIO o de sus accionistas respecto a la presentación de los desistimientos comprometidos, el OTORGANTE podrá denunciar el ACUERDO DE RENEGOCIACION por causa imputable al LICENCIATARIO y proceder a la rescisión del CONTRATO DE LICENCIA por desistimientos a los que se refieren los párrafos precedentes, Gas Natural SDG S.A. de España deberá, antes de que el OTORGANTE proceda a la denuncia del ACUERDO DE RENEGOCIACION por causa imputable al LICENCIATARIO y/o sus accionistas y previa intimación a tal fin, otorgar un compromiso de indemnidad al OTORGANTE, en cuyo caso no procederá la resolución del CONTRATO DE LICENCIA.

18.2.6. La rescisión del CONTRATO DE LICENCIA no generará ningún derecho de reclamo o reparación a favor de la LICENCIATARIA o de sus accionistas. La rescisión no resultará procedente cuando la falta de presentación de los desistimientos correspondan a ACCIONISTAS MINORITARIOS que en su conjunto reúnan menos del SEIS POR CIENTO (6%) del capital accionario.

18.2.7. En el supuesto de que aún mediando las suspensiones y desistimientos previstos en los puntos anteriores, se produjera alguna presentación, reclamo, recurso o demanda del LICENCIATARIO o de sus accionistas que como mínimo representen el NOVENTA Y CUATRO POR CIENTO (94%) de su capital accionario, en sede administrativa, arbitral o judicial de nuestro país o del exterior, fundados o vinculados en los hechos o medidas dispuestas a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nº 25.561, y a la anulación del Indice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América), con respecto al CONTRATO DE LICENCIA, el OTORGANTE requerirá la inmediata retractación y retiro de reclamo formulado o el desistimiento de dicha acción, otorgando a tal efecto un plazo de QUINCE (15) días.

18.2.8. En el supuesto de transcurrir dicho plazo sin producirse la retractación o retiro del reclamo, o el desistimiento de la acción incoada, el OTORGANTE podrá denunciar el ACUERDO DE RENEGOCIACION por causa imputable a la LICENCIATARIA y proceder a la rescisión del CONTRATO DE LICENCIA, sin que ello genere ningún derecho de reclamo o reparación por parte de la empresa LICENCIATARIA o de sus accionistas.

18.3. ACCIONISTAS MINORITARIOS INSTITUCIONALES

18.3.1. Como condición para la entrada en vigencia del presente, el LICENCIATARIO deberá obtener la conformidad plena con este ACUERDO de parte de al menos el OCHENTA POR CIENTO (80%) de los Accionistas Minoritarios Institucionales que posean acciones "Clase B" de la empresa.

18.4. Los compromisos y/o renuncias que la LICENCIATARIA y/o sus accionistas presenten de conformidad a los términos del párrafo 18.2. del presente ACUERDO, tendrán plena validez y exigibilidad si y solo si, el ACUERDO DE RENEGOCIACION CONTRACTUAL entra en vigencia.

Cláusula Décimo Novena. CONDICIONES PARA LA ENTRADA EN VIGENCIA DEL ACUERDO

19. Son condiciones requeridas para la entrada en vigencia del ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL:

ES COPIA FIEL

19.1. El cumplimiento de los procedimientos previstos en la Ley Nº 25.790, el Decreto Nº 311/03 y la Resolución Conjunta Nº 188/03 y 44/03 de los Ministerios de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Publica y Servicios.

19.2. La presentación de los instrumentos debidamente certificados y legalizados previstos en la Cláusula Décimo Octava, párrafos 18.1.1., 18.1.3., 18.1.5. y 18.3.1, del presente instrumento referido a las suspensiones y compromisos de la LICENCIATARIA y sus accionistas.

19.3. La presentación del Acta de Asamblea de Accionistas de la LICENCIATARIA que aprueba y ratifica la suscripción del ACUERDO.

19.4. Cumplidos a satisfacción tales requisitos, se hallarán reunidas las condiciones para promover el dictado del Decreto del P.E.N, que ratifique el ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL, entrando en vigencia las estipulaciones contenidas en este ACUERDO.

19:5. En caso que el Decreto P.E.N. que ratifique el ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL fuera dictado con fecha posterior a la mencionada en la Cláusula Cuarta, párrafo 4.1., se asegurará a la LICENCIATARIA la posibilidad de acceder al diferencial no percibido respecto de la PROYECCION ECONOMICO-FINANCIERA del Anexo II, toda vez que el mencionado monto es parte esencial del presente ACUERDO.

Cláusula Vigésima. TRATO EQUITATIVO

El OTORGANTE se compromete a disponer para la LICENCIATARIA un trato razonablemente similar y equitativo, en igualdad de condiciones, al que se otorgue a otras empresas del servicio público de transporte y de distribución de gas; en tanto ello sea pertinente a juicio del OTORGANTE, en el marco del proceso de renegociación de los contratos actualmente comprendidos en las Leyes Nº 25.561, 25.790, 25.820 y 25.972 y el Decreto Nº 311/03.

Cláusula Vigésimo Primera. SEGUIMIENTO E IMPLEMENTACION DE PROCESOS

21.1. Corresponderá a la UNIREN otorgar el impulso a los procedimientos dirigidos a arribar al ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL, efectuar su seguimiento en vistas a su compatibilidad con los avances que se observen en el proceso de renegociación general del sector, e intervenir en aquellos requerimientos que puedan ser formulados por el OTORGANTE o la LICENCIATARIA en relación con sus cometidos.

21.2. Ratificado por el PODER EJECUTIVO NACIONAL el ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL, la SECRETARIA DE ENERGIA y el ENTE, actuando dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, deberán proceder al dictado de los actos y al desarrollo de los procedimientos que resulten necesarios para la instrumentación, ejecución y cumplimiento de las disposiciones contenidas en el ACUERDO.

En prueba de conformidad se firman 2 (DOS) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto en el lugar y fecha indicados en el encabezamiento.

ANEXOS

LISTADO DE ANEXOS DEL ACTA ACUERDO

Anexo I: Indice General de Variación de Costos – IVC

Anexo II: Proyección Económico – Financiera

Anexo III: Información Económico – Financiera

Anexo IV: Plan de Inversiones

Anexo V: Planilla de Control de Inversiones

ANEXO I

Indice General de Variación de Costos

El Indice General de Variación de Costos — IVC se determinará en cada caso por la fórmula siguiente:

$$\text{Indice General IVG}_n = (\%FCEXP * \Delta CEXP_n + \%FCINV * \Delta CINV_n)$$

Donde:

ES COPIA FIEL

%PCEXP = Porcentaje de participación de los costos de explotación, sobre el total de los costos reflejados en la PROYECCION ECONOMICO-FINANCIERA, definido como:

$$\%PCEXP = CEXP / (CEXP + CINV)$$

%PCINV = Porcentaje de participación de los costos del PLAN DE INVERSIONES, sobre el total de los costos reflejados en la PROYECCION ECONOMICO-FINANCIERA, definido como:

$$\%PCINV = CINV / (CEXP + CINV)$$

Δ CEXPn = Variación de costos de explotación correspondiente al mes "n" del PERIODO DE TRANSICION.

Δ CINVn = Variación de costos del PLAN DE INVERSIONES, correspondiente al mes "n" del PERIODO DE TRANSICION.

En general para cualquier mes "n" del PERIODO DE TRANSICION, los índices serán calculados según las siguientes expresiones:

$$\Delta CEXPn = \alpha_1 * (IPIM_j/IPIM_0 - 1) + \beta_1 * (IPC_j/IPC_0 - 1) + \gamma_1 * (ICS_j/ICS_0 - 1) + \delta_1 * (TC_j/TC_0 - 1) + \phi_1 * (ING_j/ING_0 - 1)$$

$$\Delta CINVn = \alpha_2 * (IPIM_j/IPIM_0 - 1) + \beta_2 * (ICC_j/ICC_0 - 1) + \lambda_2 * (ICC\text{-}S_j/ICC\text{-}S_0 - 1) + \delta_2 * (TC_j/TC_0 - 1) + \gamma_2 * (IPIM\text{-}M_j/IPIM\text{-}M_0 - 1)$$

Donde:

IPIMj = Indice de Precios Internos al por Mayor elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período "j" (período de 6 —seis— meses).

$IPIM_0$ = Indice de Precios Internos al por Mayor elaborado por el INDEC correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma del ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL.

IPCj = Indice de Precios al Consumidor Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período "j" (período de 6 —seis— meses).

IPC_0 = Indice de Precios al Consumidor Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma del ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL.

ICSj = Indice de Salarios elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período "j" (período de 6 —seis— meses).

ICS_0 = Indice de Salarios elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma del ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL.

TCj = Promedio diario del tipo de cambio de referencia — Comunicación "A" 3500 del Banco Central de la República Argentina, expresado en Pesos por Dólar Estadounidense, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período "j" (período de 6 –seis- meses).

TC_0 = Promedio diario del tipo de cambio de referencia — Comunicación "A" 3500 del Banco Central de la República Argentina, expresado en Pesos por Dólar Estadounidense, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma del ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL.

ICCj = Indice de Costo de la Construcción Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período "j" (período de 6 —seis— meses).

ICC_0 = Indice de Costo de la Construcción Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma del ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL.

IPIM-Mj = Indice de Precios Internos al por Mayor — Productos Importados elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período "j" (período de 6 —seis— meses).

$IPIM\text{-}M_0$ = Indice de Precios Internos al por Mayor — Productos Importados elaborado por el INDEC correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma del ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL.

ICC-Sj = Indice del Costo de la Construcción — Capítulo Mano de Obra elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período "j" (período de 6 —seis— meses).

ES COPIA FIEL

$ICC\text{-}S_0$ = Indice del Costo de la Construcción — Capítulo Mano de Obra elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma del ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL.

INGj = Indice de Variación de la Tarifa del LICENCIATARIO, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período "j" (período de 6 —seis— meses).

ING_0 = Indice de Variación de la Tarifa del LICENCIATARIO. El índice base para este indicador se define como la suma del valor 100 más el incremento definido en el apartado 4.1.

$\alpha_1\ \beta_1\ \gamma_1\ \delta_1\ \phi_1$ = Coeficientes que representan la estructura de los costos de explotación del PERIODO DE TRANSICION reflejados en la PROYECCION ECONOMICO-FINANCIERA.

$\alpha_2\ \beta_2\ \delta_2\ \eta_2\ \lambda_2$ = Coeficientes que representan la estructura de los costos del PLAN DE INVERSIONES reflejados en la PROYECCION ECONOMICO-FINANCIERA.

INDICADORES	PONDERADORES			
	Simbolo	CEXP	Simbolo	CINV
IPIM = Indice de Precios Internos al por Mayor	$\alpha 1$ =	14.50%	$\alpha 2$ =	42.71%
IPC = Indice de Precios al Consumidor	$\beta 1$ =	38.63%		
ICS = Indice de Salarios	$\gamma 1$ =	23.54%		
TC = Promedio diario del tipo de cambio	$\delta 1$ =	1.92%	$\delta 2$ =	7.69%
ICC = Indice de Costo de la Construcción			$\beta 2$ =	4.21%
ING = Indice de Variación de la Tarifa	$\phi 1$ =	21.41%		
IPIM-M = Indice de Precios Internos al por Mayor Importado			$\eta 2$ =	19.31%
ICC-S = Indice de Costo de la Construcción Mano de Obra			$\lambda 2$ =	26.08%
Participación de los Costos	%PCEXP =	71.09%	%PCINV =	28.91%

IPIM	249.81			14.50%	42.71%		
IPC	158.11			38.63%	0.00%		
ICS	144.21			23.54%	0.00%		
TC	2.59			1.92%	7.69%		
ICC	180.50			0.00%	4.21%		
ING	125.00			21.41%	0.00%		
IPIM-M	254.53			0.00%	19.31%		
ICC-S	154.80			0.00%	26.08%		
Subtotal							
Participación en los costos						71.09%	28.91%
Variación CEXP y CINV							
Indice General de Variación de Costos - IVC							

ES COPIA FIEL

ANEXO II
Proyección Económico - Financiera
En millones de pesos
A precios de Mayo de 2005

GAS NATURAL BAN		2006
Estado de Resultados		
Ingresos por Venta	MM$	569.86
Venta de Gas		588.26
Otros ingresos		7.45
Impuesto a los Ing. Brutos		-20.59
Deudores incobrables		-5.26
Costos Operativos	MM$	402.18
Compras de Gas		198.18
Compras de Transporte		96.82
Personal		30.41
Honorarios y Serv. Contratados		2.46
Gastos Generales O&M y A&C		57.83
Impuesto a los Débitos y Créditos		10.86
Impuestos, tasas y contribuciones		3.71
Tasas ENARGAS		1.92
Multas		0.00
Operador Técnico		0.00
Gastos Generales Act. No Regulada		0.00
Resultado Operativo/EBITDA	MM$	167.68
Amortizaciones	MM$	56.46
Res. Oper.antes Resultado Financiero	MM$	111.22
Intereses	MM$	24.68
Impuesto a las Ganancias	MM$	38.91
RESULTADO FINAL		47.63
Flujo de Fondos		
Fuentes	MM$	168.31
Usos	MM$	-40.43
Inversiones	MM$	-43.58
Excedente de caja antes del Servicio de la deuda	MM$	84.30

Hipótesis y Bases de Cálculo de las Proyecciones Económico — Financieras

Demanda / Pérdidas

• Demanda total del área Gas Natural BAN, S.A.

» Gas a entregar: 3.796,9 Millones de M3 (2006).

» Variación: 2006/2005: 2,0%.

Tarifas

• Aumento del 25% sobre la TARIFA DE DISTRIBUCION promedio para todos los usuarios de la LICENCIATARIA, a partir del 1º de Noviembre de 2005.

• Aumento del 2% sobre la TARIFA DE DISTRIBUCION promedio para todos los usuarios de la LICENCIATARIA, a partir del 1º de Noviembre de 2005 para la ejecución de un plan de obras de ampliación de la red de distribución en áreas de baja densidad poblacional.

ES COPIA FIEL

• Ambos aumentos por sobre la actual TARIFA DE DISTRIBUCION promedio para todos los usuarios de la LICENCIATARIA, se determinará de la siguiente manera:

> Para la determinación del aumento de las cláusulas 4.1 y 4.7 con vigencia entre el 01/11/2005 al 31/12/2005: se aplicará un incremento sobre la TARIFA DE DISTRIBUCION no residencial, según la siguiente fórmula:

$$AMD_{nr} = \frac{\sum_{1}^{N} MD_i * VolConsTarifa_i\ (Nov.04\text{-}Dic.04) * 0.27}{\sum_{1}^{T} MD_{nr} * VolConsTarifa_{nr}\ (Nov.04\text{-}Dic.04)}$$

Donde:

AMD_{nr}: Aumento de la TARIFA DE DISTRIBUCION para los sectores no residenciales.

MD: TARIFA DE DISTRIBUCION vigente a la firma del ACUERDO que retribuye la prestación del servicio.

1 ... n: Todos los tipos tarifarios (residenciales y no residenciales)

1 ... t: Todos los tipos tarifarios no residenciales (engloba a todas las tarifas, excepto las residenciales

$VolConsTarifa_i$ (Nov.04 - Dic.04): Segmentación del volumen consumido por cada una de las tarifas, para el período noviembre — diciembre de 2004. Para ello debe utilizarse la información que surge de los Datos Operativos elaborados por el ENARGAS.

$VolConsTarifa_{nr}$ (Nov.04 - Dic.04): Segmentación del volumen consumido por las tarifas no residenciales, para el período noviembre — diciembre de 2004. Para ello debe utilizarse la información que surge de los Datos Operativos elaborados por el ENARGAS.

> Para la determinación del aumento de las cláusulas 4.1. y 4.7. con vigencia desde el 01/01/2006 y hasta el 31/07/2006: La TARIFA DE DISTRIBUCION a aplicar a los usuarios no residenciales y residenciales —categorías R1, R2 y R3— a partir del 1º de Enero de 2006, resultará de multiplicar por, 1,27 a la TARIFA DE DISTRIBUCION de cada una de esas categorías vigentes a la firma del ACTA ACUERDO. De postergarse la aplicación del incremento tarifario a las categorías de usuarios residenciales, regirá el Cuadro Tarifario aprobado el 1º de Noviembre de 2005 con más los ajustes contemplados en el ACTA ACUERDO.

Costos: Expresados en pesos de mayo de 2005

• Salarios

	2006
Remuneraciones asignadas a resultados (MM $)	30.4
Cantidad de empleados (Nº)	610
Masa Salarial Media (M $-año/empleado)	49.9
Indice 2001 = 100	143

• Costos Operación, Mantenimiento, Administración y Honorarios

	2006

ES COPIA FIEL

Honorarios y Servicios Contratados	2.46
Gastos Generales O&M y A&C	57.83
Deudores Incobrables	5.26
Impuestos, tasas y contribuciones	35.16
Otros Impuestos, tasas y contribuciones	3.71
Impuesto a los Débitos y Créditos Bancarios	10.86
Impuesto a los Ingresos Brutos	20.59
Tasas ENARGAS	1.92
Total MM $	102.62

Plan de Inversiones

• Obras para satisfacción de la demanda, seguridad, calidad y expansión del servicio.

• Año 2006: $ 40,0 millones más $ 3.58 millones correspondientes al plan financiado con los ingresos provenientes de la cláusula 4.7.

ES COPIA FIEL

ANEXO III
Información Económico – Financiera

(en miles de pesos)

Estado de Resultados	Trimestre 1ro	2do	3ro	4to	Acumulado Anual	Proyección Anexo I	Diferencia
Ingresos por Ventas							
-- Venta de Gas							
-- Otros ingresos							
-- Impuesto a los Ingresos Brutos							
-- Impuesto a los Débitos y Créd. Bcarios.							
-- Deudores Incobrables							
Costos Operativos							
-- Compra de Gas							
-- Compra de Transporte							
-- Personal							
-- Activación de personal							
-- Gastos Generales O&M y A&C							
-- Honorarios y Serv. Contratados							
-- Impuestos, tasas y contribuciones							
-- Operador Técnico							
-- Tasas ENARGAS							
-- Gastos Generales Act. No Regulada							
-- Otros gastos							
RES. OPERATIVO							
Amortizaciones							
RES. OPERATIVO ANTES DE RES. FIN.							
Resultados Financieros							
Impuesto a las Ganancias							
RESULTADO FINAL							

Fluxo de Fondos	Trimestre 1ro	2do	3ro	4to	Acumulado Anual	Proyección Anexo I	Diferencia
Fuentes (ingresos de caja)							
Usos (egresos de caja)							
Inversiones							
Excedentes de Caja antes del Servicio de la Deuda							

FACTURACION Y VENTAS

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
FACTURACION											
Residencial 1											
Residencial 2											
Residencial 3											
Servicio General P1-P2											
Servicio General P3											
Servicio General G											
Grandes Usuarios ID											
Grandes Usuarios IT											
Grandes Usuarios FID											
Grandes Usuarios FIT											
Gas Natural Comprimido Interrumpible											
Gas Natural Comprimido Firme											
Subdistribuidores											
Otros Ingresos Actividades Reguladas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros Ingresos Actividades No Reguladas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Ingresos											

ESCOPAFEL

Ventas de Gas en Miles de M3
Residencial 1
Residencial 2
Residencial 3
Servicio General P1-P2
Servicio General P3
Servicio General G
Grandes Usuarios ID
Grandes Usuarios IT
Grandes Usuarios FD
Grandes Usuarios FT
Gas Natural Comprimido Interrumpible
Gas Natural Comprimido Firme
Subdistribuidores
Total M M3

OTROS INGRESOS (En Miles de $)
Actividades Reguladas
Otros Ingresos Recurrentes
Otros Ingresos
Otros Ingresos No Recurrentes
Otros ingresos
Total Actividades Reguladas
Actividades No Reguladas
Otros Ingresos Recurrentes
Venta de Subproductos
Otros Ingresos
Otros Ingresos No Recurrentes
Ventas de Bienes de Uso y Otros
Otros Ingresos
Total Actividades No Reguladas
Total

COMPRA DE GAS - 2006

Compra de Gas - M3	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Compra de Gas - MEG												
Compra de Gas - Contratos												
Total M3												

Compra de Gas - Miles de $	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Compra de Gas - MEG												
Compra de Gas - Contratos												
Otros Costos												
Total $	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

COMPRA DE TRANSPORTE - 2006

Compra de Transporte - M3	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Compra de Transporte - Firme												
Compra de Transporte - Interrumpible												
Total M3												

Compra de Transporte - Miles de $	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Compra de Transporte - Firme												
Compra de Transporte - Interrumpible												
Otros Costos												
Total $	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

SUELDOS Y CARGAS SOCIALES - 2006

ESCOPAEL

TOTAL EMPRESA - Act. Regulada (En Miles de $)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Sueldos y Cargas Sociales												
Remuneraciones												
Horas Extras												
Bonificaciones												
Cargas Sociales												
Cargas Sociales - Bonif. de Aportes Patronales												
Capitalización (Gastos Activados)												
Desvinculaciones												
Total												

Actividad NO REGULADA (En Miles de $)

Sueldos y Cargas Sociales
Remuneraciones
Cargas Sociales
Desvinculaciones
Total

COSTOS GENERALES - 2006

DISTRIBUCION DE GAS

MILES DE PESOS	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Materiales diversos												
Servicios y suministros de terceros												
Costo y procesamiento de subproductos												
Gastos de correos y telecomunicaciones												
Arrendamientos												
Transportes y fletes												
Servidumbres												
Materiales de oficina												
Viajes y estadías												
Primas de seguros												
Reparación y conservación												
Impuestos, tasas y contribuciones												
Publicidad y propaganda												
Gastos diversos												
Costos Operación y Mantenimiento												
Materiales diversos												
Servicios y suministros de terceros												
Gastos de correos y telecomunicaciones												
Arrendamientos												
Transportes y fletes												
Materiales de oficina												
Viajes y estadías												
Primas de seguros												
Reparación y mantenimiento												
Impuestos, tasas y contribuciones												
Publicidad y propaganda												
Gastos y comisiones bancarias												
Gastos diversos												
Costos Comerciales												
Honorarios directores y síndico												
Materiales diversos												
Servicios y suministros de terceros												
Gastos de correos y telecomunicaciones												
Arrendamientos												
Transportes y fletes												
Materiales de oficina												
Viajes y estadías												
Primas de seguros												
Reparación y mantenimiento												
Impuestos, tasas y contribuciones												
Publicidad y propaganda												
Gastos y comisiones bancarias												
Gastos diversos												
Costos Administración												
TOTAL GENERAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Honorarios y Servs. Contratados - 2006

MILES DE PESOS	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Operación y Mantenimiento												
Distrib. domicil. Impl. y normaliz. conex. y medidores												
Transformación - Mantenimiento preventivo												
Transformación - Mantenimiento correctivo												
Transformación - Operación												
Transmisión y distribución - Mantenimiento preventivo												
Transmisión y distribución - Mantenimiento correctivo												
Transmisión y distribución - Operación												
Medidores - Mantenimiento preventivo												
Medidores - Mantenimiento correctivo												
Otras tareas - Gestión de compra de energía												
Otras tareas - Normas técnicas												
Otras tareas - Gestión con el ENRE												
Comunicaciones - Mantenimiento preventivo												
Comunicaciones - Mantenimiento correctivo												
Comercial y Administrativo												
Operación comercial - Lectura												
Operación comercial - Medición nuestra												
Operación comercial - Facturación												
Operación comercial - Reparto de boletas												
Operación comercial - Cobranza												
Atención clientes - Atención clientes												
Atención clientes - Atención telefónica												
Atención clientes - Otras												
Disciplina del Mercado - Morosidad - Análisis de saldos												
Disciplina del Mercado - Morosidad - Información												

ES COPIA FIEL

Disciplina de Mercado - Morosidad - Suspensión
Disciplina de Mercado - Morosidad - Corte
Disciplina de Mercado - Morosidad - Rehabilitación
Otras comerciales - Normas comerciales
Otras comerciales - Planificación y marketing
Otras comerciales - Gestión con el ENRE
Acciones legales
Contaduría y tesorería
Control y auditoría
Planificación económico-financiera
Relaciones públicas

TOTAL HONORARIOS Y SS.CC.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

FLUJO DE FONDOS

DISTRIBUCION DE GAS	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
En valores nominales (Miles de $)												
FLUJO DE FONDOS												
Actividad												
Fuentes												
Generación Interna Neta (EBITDA)												
Intereses Cobrados												
IVA sobre Ingresos												
Total Fuentes												
Usos												
Inversiones												
Intereses Pagados												
Impuesto a las Ganancias Pagado												
IVA sobre Egresos												
Cambios Capital de Trabajo												
Dividendos Pagados												
Total Usos												
Flujo Neto de Fondos – Actividad												
Financiamiento												
Fuentes												
Préstamos												
Usos												
Servicio de la Deuda – Antiguo												
Bilfinger												
Amortización												
Intereses												
Argentibanco												
Amortización												
Intereses												
Pesos												
Amortización												
Intereses												
Servicio de la Deuda – Nuevo												
Dólares												
Amortización												
Intereses												
Argentibanco												
Amortización												
Intereses												
Pesos												
Amortización												
Intereses												
Flujo Neto de Fondos – Actividad + Financiamiento												

ANEXO IV

Plan de Inversiones: 2005

Concepto	Objeto	Región	Detalle	Unidades Físicas	Miles de $
Confiabilidad	Refuerzos Alta Presión	General	Realización de obras para lograr una adecuada compensación de las pérdidas de operación en zonas de alta presión.	5Km.	1938
Confiabilidad	Renovación puentes de medición	General	Adecuación de puentes de medición a la nueva tecnología.	2un.	1200
Confiabilidad	Adecuación Plantas Reductoras del sistema de distribución	General	Adecuación mecánica y aplicación del programa de mantenimiento según NAG – 106	Global	773
Confiabilidad	Adecuación/ Emplazamiento Redes de Alta Presión	General	Obras a realizar para adecuar diámetros, calidad de Alta Presión a instalaciones, debido a distorsiones que han sufrido sobre la traza donde se encuentra (Ruta o calle original).	1,6Km	771
Confiabilidad	Mantenimiento Edificio	General	Obras civiles de adecuación y de mejora de los niveles de seguridad de las Oficinas del Gas, Oficinas Operativas y Sede Central.	Varios	510
Confiabilidad	Adecuación Plantas Reductoras vinculadas al sistema de transporte	General	Adecuación tecnológica de plantas reguladoras vinculadas al sistema de transporte de gas, específicamente con la transportista TGN	Global	340
Confiabilidad	Refuerzos de Redes de Media Presión	General	Obras de mejoramiento de la presión de distribución, para atender el crecimiento de la demanda, así como aumentar la confiabilidad del suministro. Mejora de las presiones de trabajo en aquellas áreas donde fueron verificados valores cercanos al límite de garantía.	2,5Km.	316
Confiabilidad	Máquinas, Herramientas y Útiles	General	Adquisición de Detectores de gas, Manillas rotoperadoras, equipamiento seguridad y calidad, materiales, garantías y accesorios, para la operación del Centro de Atención de Urgencias y Mantenimiento y Utiles Seguridad y Calidad.	Varios	164
Confiabilidad	Plantas de medición / mobiliario	General	Inversiones relacionadas con el laboratorio de medición	Varios	160

ESCOPIA FIEL

Confiabilidad	Adecuación / Desplazamiento Redes de media presión	General	Obras a realizar para adecuar ó reubicar cañerías de Media Presión debido a situaciones que han incidido sobre la traza donde se construyó la obra original.	350 m. l.	95
Confiabilidad	Instalación / Adecuación Válvulas	General	Instalación ó adecuación de válvulas y cámaras en líneas de alta presión, en mal estado o de acceso difícultoso. Aplicación del programa de mantenimiento según NAG - 100.	Varios	89
Confiabilidad y Eficiencia	Telemedición / SCADA	General	Acciones orientadas a disponer de datos telemedidos en clientes o puntos de red, así como renovación/adquisición de loggers, PLC's, transmisores, etc. para aumentar equipamiento SCADA.	Varios	1.527
Confiabilidad y Seguridad	Renovación de Acometidas Individuales	General	Renovación de acometidas por elevado índice de fugas, según el operativo de resguardo de redes, de donde se determinan las acometidas con problemas.	9485	2.261
Confiabilidad y Seguridad	Renovación de redes	General	Renovación de cañería de red de acero, junto con sus acometidas, debido al elevado índice de fugas, o para mejoramiento de la protección catódica.	6,1 Km.	1.397
Confiabilidad y Seguridad	Sistema de Protección Anticorrosiva	General	Dotación de una partida de inversión destinada al mantenimiento del sistema de protección catódica de las redes de acero. El programa incluye el estudio de zonas singulares y la adquisición e instalación de equipos y accesorios por renovación.	Varios	772
Confiabilidad y Seguridad	Optimización Planta de Almacenamiento Criogénico	Planta de Almacenamiento Criogénico	Reemplazo central de incendios y ampliación de red. Automatización de válvulas gama central de etapa de vaporización, adecuación/ampliación circuito cerrado TV.	Global	605
Confiabilidad y Seguridad	Adecuaciones al Sistema de Odorización del suministro de gas	General	Mejoras y adecuaciones al Sistema de Odorización del suministro de gas.	Varios	43
Eficiencia	Recalibración de Medidores por renovación al servicio	General	Adquisición de 19.400 medidores residenciales y pequeños comerciales de diversas capacidades, para su reinstalación en el caso de medidores retirados oportunamente por falta de pago y su actual regularización de la deuda.	19400	2.819
Eficiencia	Sustitución de Medidores por defectos técnicos	General	Adquisición de 27300 medidores domiciliarios y pequeños comerciales de diversas capacidades, para su sustitución por unidades defectuosas, en todo el área de licencia.	27300	2.673
Eficiencia	Renovación Flota Automotor	General	Adquisición por reemplazo de 28 unidades de la flota operativa (Centro de Atención de Urgencias y otras unidades del área técnica y comercial) con elevado kilometraje o antigüedad superior a los siete años.	28 u.	1.904
Eficiencia	Reemplazo de medidores de Grandes Usuarios	General	Reemplazo de sistemas de medición, con fabricación y repuestos discontinuados. Se prevé la adquisición de medidores, unidades correctoras, la compra de materiales y tareas de obra civil.	Varios	831
Expansión	Redes troncales de distribución de gran diámetro para facilitar la expansión	General	Construcción de 64000 metros de cañería de diámetros 180 y 125 mm de polietileno.	64000	4.849
Expansión	Ramales y Plantas Reguladoras para facilitar la expansión	General	Inversiones relacionadas con el tendido de ramales de aproximación y la instalación de plantas reductoras, que facilitan la expansión sobre zonas actualmente sin suministro por su lejanía respecto de las redes de distribución existentes.	Varios	4.219
Expansión	Adquisición Medidores para nuevos clientes residenciales y pequeños comerciales	General	Compra de 30.308 medidores residenciales y 1.942 medidores para usos comerciales, para permitir la conexión de los nuevos clientes a su conexión en la campaña comercial 2006 de la Compañía.	32250	31856
Expansión	Acometidas residenciales y pequeños comerciales	General	Ejecución de 24283 acometidas en los nuevos consumos a ser habilitados durante la campaña comercial 2005.	24283	3.498
Expansión	Redes de distribución inauguradas por el ingreso de nuevos clientes residenciales y pequeños comerciales	General	Incorporación de 300.000 metros de nuevas redes, provenientes de la expansión del sistema de distribución. Se incluyen las densificaciones por redes cedidas por terceros.	300000	2.940
Expansión	Inversiones en redes de Alta y Media presión y acometidas para nuevos clientes Industriales y GNC	Todas	Inversión en construcción de redes de alta y media presión (acero y polietileno) y acometidas.	Varios	380
Expansión	Adquisición Medidores y Unidades Correctoras para nuevos clientes Industriales y GNC	General	Adquisición, para su instalación en puntos de medición de clientes Industriales y GNC a ser incorporados durante 2005, de medidores y unidades correctoras.	35	304
Total					40.000

Plan de Inversiones 2006
Financiado con Fondos de la Cláusula 4.7.7

Concepto	Objeto	Región	Descripción	Unidades Físicas	Millones de $
Expansión	Expansión del Servicio en Áreas de Baja Densidad Poblacional	General	Ejecución de los proyectos contemplados en la cláusula 4.7.7. del Acta Acuerdo. Son Tres proyectos globales, que involucran a 800 viviendas de baja densidad poblacional, incluyendo tres ERM y 20.150 metros de redes.	20.150 metros de redes + 3 ERM	3,598
Total					3,598

ESCOPIA FIEL

ANEXO V

Planilla de Control de Inversiones Año 2006

Concepto	Objeto	Unidades Físicas	Miles de $ (1)	Grado de Avance Físico (%)	Monto Ejecutado al __/__/__ Miles de $ (2)	Porcentaje de Avance Económico (%) (3) = (2) / (1)	Saldo a Ejecutar En Miles de $ (4) = (1) - (2)	Saldo a Ejecutar Remanente (%) (5) = (4) / (1)
Confiabilidad	Refuerzos Alta Presión	5 Km	1.944					
Confiabilidad	Renovación puentes de medición	2 un	1.200					
Confiabilidad	Adecuación Plantas Reductoras del sistema de distribución	Global	772					
Confiabilidad	Adecuación / Desplazamiento Redes de Alta Presión	1,8 Km	771					
Confiabilidad	Mantenimiento Edificio	Varios	512					
Confiabilidad	Adecuación Plantas Reductoras vinculadas al sistema de transporte	Global	340					
Confiabilidad	Refuerzos de Redes de Media Presión	2 Km	318					
Confiabilidad	Máquinas, Herramientas y Útiles	Varios	164					
Confiabilidad	Plantas de medición/reducción	Varios	160					
Confiabilidad	Adecuación / Desplazamiento Redes de media presión	350 m. L	96					
Confiabilidad	Instalación/Ampliación Válvulas	Varios	39					
Confiabilidad y Eficiencia	Telemedición/SCADA	Varios	1.827					
Confiabilidad y Seguridad	Renovación de Acometidas Vrias.	8440	2.251					
Confiabilidad y Seguridad	Renovación de redes	8,1 Km	1.297					
Confiabilidad y Seguridad	Sistema de Protección Anticorrosiva	Varios	777					
Confiabilidad y Seguridad	Optimización Planta de Almacenamiento Criogénico	Global	605					
Confiabilidad y Seguridad	Adecuaciones al Sistema de Odorización del suministro de gas	Varios	43					
Eficiencia	Reposición de Medidores por recuperación de consumo	19000	2.603					
Eficiencia	Sustitución de Medidores por defectos técnicos	27000	3.678					
Eficiencia	Renovación Flota Automotor	22 u.	1.014					
Eficiencia	Reemplazo de medidores de Grandes Usuarios	Varios	631					
Expansión	Redes troncales de distribución de gran diámetro para nuevas la expansión	64000	4.849					
Expansión	Remotas y Plantas Reguladoras para Nuevas Expansión	Varios	4.275					
Expansión	Adquisición Medidores para nuevas clientes residenciales y pequeños comerciales	30700	2.908					
Expansión	Acometidas residenciales y comerciales asociadas	24000	3.487					
Expansión	Redes de distribución incorporadas por el ingreso de nuevos clientes residenciales y pequeños comerciales	30000	2.540					
Expansión	Inversiones por redes (de Alta y Media presión) y plantas reductoras vinculadas a GNC Inversiones x GNC	Varios	2640					
Expansión	Adquisición Medidores y Válvulas Clase para nuevos clientes Inversiones x GNC	38	304					
Expansión	Ejecución del Servicio en Áreas de Baja Densidad Poblacional	200 UBICnd densidad < 2 GJ/m	2.574					
Total Plan de Inversiones			43.578					

A los efectos de determinar el cumplimiento del compromiso de inversión, se entenderá por Monto Ejecutado a todo aquél sobre el cual la Distribuidora acredite haber ejecutado los trabajos, en términos físicos, o acredite la decisión de inversión, tales como órdenes de compra, certificaciones parciales, pagos realizados a proveedores, etc., según mejor criterio del ENARGAS.

ANEXO II

ADDENDA ACLARATORIA AL ACTA ACUERDO DE ADECUACION DEL CONTRATO DE LICENCIA DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL SUSCRIPTA ENTRE LA UNIREN Y LA EMPRESA GAS NATURAL BAN S.A.

En la Ciudad de Buenos Aires a los veinte días del mes de enero de 2006, en el marco del proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos, hallándose presentes la Señora MINISTRA de ECONOMIA Y PRODUCCION, Lic. Felisa Josefina MICELI y el Señor MINISTRO de PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, Arq. Julio De VIDO como Presidentes de la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS, por una parte y por la otra, la EMPRESA DISTRIBUIDORA GAS NATURAL BAN SOCIEDAD ANONIMA, representada por el Señor Pedro SAENZ DE SANTA MARIA ELIZALDE, en su carácter de Presidente, conforme lo acredita con las Actas de Asamblea de Accionistas y de Directorio del 1º de abril de 2005, a efectos de suscribir el presente instrumento, "ad referéndum" de la aprobación definitiva de lo aquí convenido por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Se manifiesta haber alcanzado un entendimiento para establecer una ADDENDA al ACTA ACUERDO DE ADECUACION DEL CONTRATO DE LICENCIA DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL, conforme a las siguientes consideraciones y términos.

ANTECEDENTES Y CONSIDERACIONES

Habiéndose desarrollado el proceso de negociación del Contrato de Licencia de GAS NATURAL BAN S.A., con fecha 20 de julio de 2005, se alcanzó un ACUERDO sobre la renegociación del contrato.

La Cláusula Décimo Octava de dicho entendimiento relativa a la "SUSPENSION Y DESISTIMIENTO POR PARTE DE LA LICENCIATARIA Y SUS ACCIONISTAS. SUPUESTOS DE INCUMPLIMIENTO CONTRACTUAL", contiene una serie de obligaciones que se encuentran a cargo de la LICENCIATARIA y de sus accionistas.

ES COPIA FIEL

Con miras a la correcta interpretación de las distintas cláusulas y condiciones establecidas en el ACUERDO, se encontró conveniente aclarar expresamente algunas de los alcances previstos en dicho instrumento.

A tal fin con fecha 18 de octubre de 2005 se suscribió una ADDENDA ACLARATORIA que pasó a formar parte integrante como un todo del ACTA ACUERDO de RENEGOCIACION INTEGRAL suscripto el día 20 de julio de 2005.

Con posterioridad, atento al cambio de Autoridades producido en el MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, las partes suscribieron un nuevo texto de ACUERDO, manteniendo íntegramente los términos y condiciones de su antecedente de fecha 20 de julio de 2005, lo cual determina la necesidad de adecuar los términos de la ADDENDA ACLARATORIA dispuesta para la Cláusula Décimo Octava del ACUERDO, conforme el presente texto, todo ello "ad referendum" de la ratificación del PODER EJECUTIVO NACIONAL, en su carácter de OTORGANTE del servicio licenciado objeto del presente acuerdo.

TERMINOS Y CONDICIONES DE LA ADDENDA CONTRACTUAL

PRIMERO: Respecto a la Cláusula Décimo Octava del ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACION INTEGRAL, párrafo 18.1.3., al citar "Accionistas Mayoritarios que representen como mínimo el SETENTA POR CIENTO (70%) del capital accionario", se incluye entre otros, a las siguientes empresas: INVERGAS S.A.; GAS NATURAL SDG ARGENTINA S.A.; GAS NATURAL INTERNACIONAL SDG, S.A.; LG&E POWER ARGENTINA III L.L.C.; LG&E CENTRO S.A.; LG&E ENERGY L.L.C.; LG&E CAPITAL CORP. y LG&E INTERNATIONAL INC.

Todos los accionistas enumerados precedentemente, integran entre otros, el NOVENTA Y CUATRO POR CIENTO (94%) del capital accionario de la empresa, al que hace referencia la Cláusula Décimo Octava del ACTA ACUERDO, en los párrafos 18.2.1., 18.2.3., 18.2.4. y 18.2.7.

SEGUNDO: En la Cláusula Décimo Octava del ACTA ACUERDO, párrafo 18.2.5., se precisa que el compromiso que GAS NATURAL SDG S.A. deberá otorgar al OTORGANTE en el supuesto allí previsto, se extiende sobre las eventuales acciones o reclamos de solamente los siguientes accionistas: INVERGAS S.A.; GAS NATURAL SDG ARGENTINA S.A.; GAS NATURAL INTERNACIONAL SDG, S.A.; LG&E POWER ARGENTINA III L.L.C.; LG&E CENTRO S.A.; LG&E ENERGY L.L.C.; LG&E CAPITAL CORP. y LG&E INTERNATIONAL INC., o de quienes en lo sucesivo resulten adquirentes o cesionarios o sucesores del total o parte de las tenencias accionarias de dichas empresas, por cualquier derecho, título o causa.

TERCERO: En relación a la Cláusula Décimo Octava del ACTA ACUERDO, párrafo 18.3.1., en la referencia "Accionistas Minoritarios Institucionales que posean acciones "Clase B" de la empresa", se alude a las Administradoras de Fondos de Jubilaciones y Pensiones, titulares de capital accionario de la Licenciataria GAS NATURAL BAN S.A.

En prueba de conformidad se firman 2 (DOS) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto en el lugar y fecha indicados en el encabezamiento.

ES COPIA FIEL

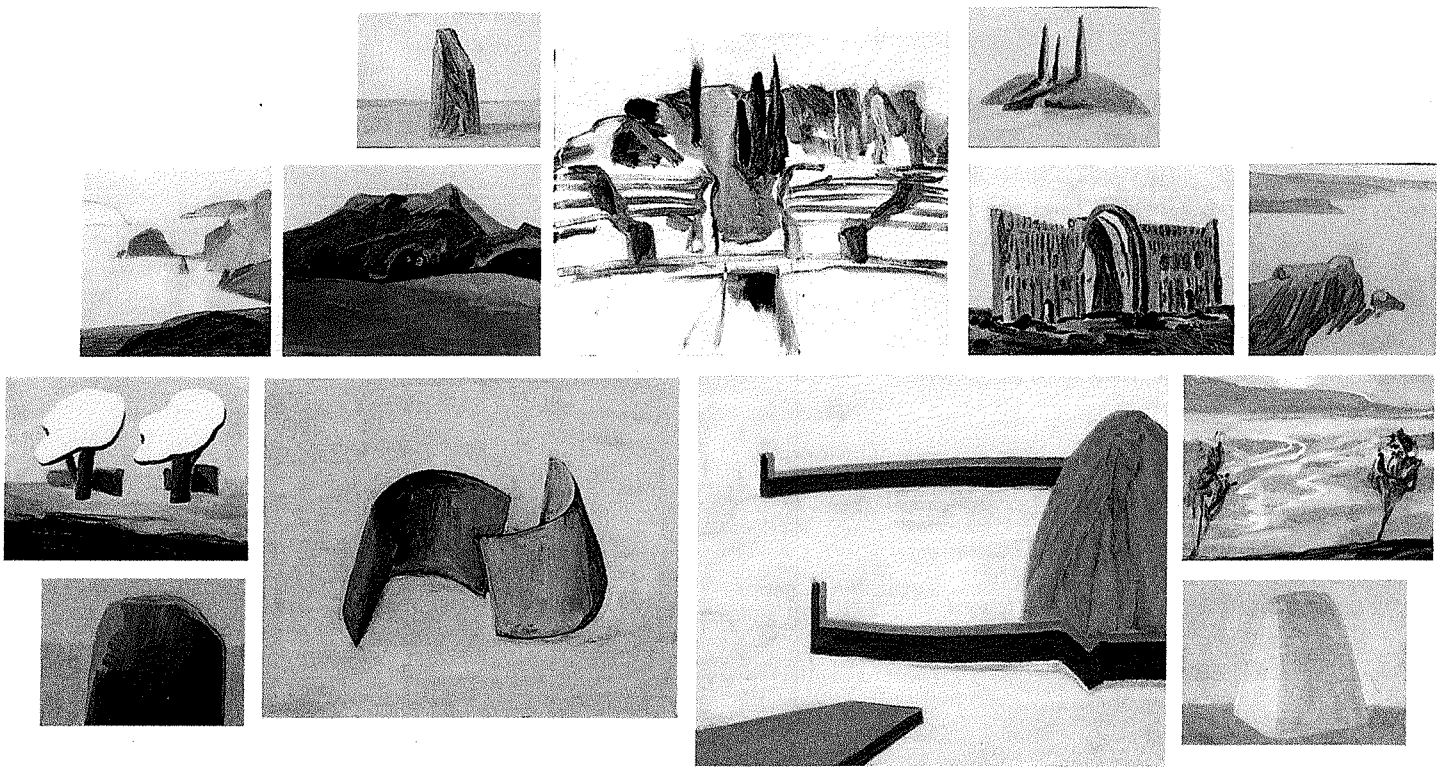
gasNatural fenosa

ANEXO II

INFORME DE RESPONSABILIDAD CORPORATIVA 2015

SAF 4201181

informe **responsabilidad corporativa** 2015



gasNatural fenosa



Perfil de nuestra compañía

Gas Natural Fenosa en Argentina

Desde hace 23 años, y a través de una licencia otorgada por el Estado Nacional de 35 años, somos licenciataria del servicio público de gas natural por redes de las zonas norte y oeste del Gran Buenos Aires.

Contamos con el 15,9% de participación sobre el total de ventas del mercado residencial y comercial.

Somos la segunda distribuidora más grande del país por cantidad de clientes. Llegamos con nuestro servicio a 5,5 millones de personas, cubriendo 15.000 km² en 30 partidos de la provincia de Buenos Aires.

- **502** empleados
- **244,4** millones de pesos en inversión en personal
- **1.612.089** clientes
- **6.256,3** millones de m³ de ventas de gas y servicio de transporte y/o distribución
- **24,82** miles de kilómetros de extensión total de la red
- **1.978** millones de pesos de ingresos por ventas y servicios
- **859.570.887** pesos de patrimonio neto

> "Si tuviera que hacer una sola caracterización de nuestro Informe de Responsabilidad Corporativa 2015, diría que refleja exactamente el grado de evolución de nuestra compañía hacia un estadio que aspiramos alcanzar de pleno desarrollo sustentable de sus negocios. Siento un gran orgullo por lo que se informa en esta duodécima edición del Informe, junto al cual también presentamos la Comunicación para el Progreso (COP) del Pacto Global de las Naciones Unidas."

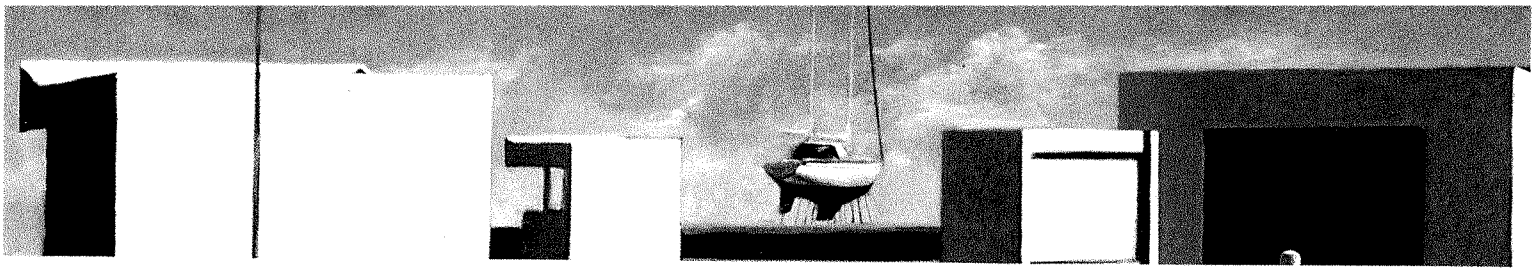
Horacio Cristiani - Presidente.

> "Los contenidos de las doce ediciones de nuestro Informe de Responsabilidad Corporativa permiten formar una idea de la magnitud de lo que la compañía y la Fundación han hecho en la materia. Sabemos que aún hay mucho por hacer, que podemos seguir aportándole más valor a nuestra comunidad. Por ello, seguiremos procurando incorporar nuevas tecnologías y herramientas de gestión que contribuyan a la competitividad y sostenibilidad de Gas Natural Fenosa y al entorno en el cual operamos."

Bettina Llapur - Directora de Comunicación y Relaciones Institucionales.

• Comité de Reputación Corporativa

El Comité de Reputación Corporativa, conformado por los miembros del Comité de Dirección, es el órgano responsable de implantar la gestión de la responsabilidad y la reputación corporativa en nuestra compañía. Durante 2015, sus miembros fueron capacitados sobre las últimas tendencias en sustentabilidad corporativa, oportunidades y riesgos del desarrollo sustentable para el sector energético, el servicio al cliente, la seguridad y salud, y la promoción del crecimiento profesional y humano de los colaboradores.



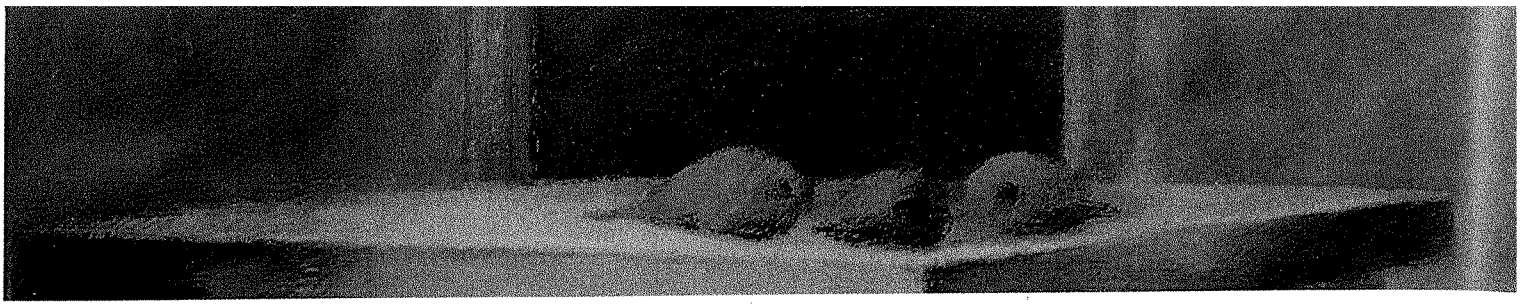
Responsabilidad Corporativa

Nuestra Política de Responsabilidad Corporativa establece el marco común de actuación que guía el comportamiento socialmente responsable de la compañía.

Actualizada en 2015, su objetivo principal es establecer los principios de actuación y compromisos con nuestros grupos de interés, en coherencia con la estrategia corporativa de la compañía, así como determinar las responsabilidades y los instrumentos de seguimiento específicos para asegurar su cumplimiento.

Las principales novedades de la nueva Política de Responsabilidad Corporativa son la inclusión del principio de actuación de la cadena de suministro responsable y la revisión de cada uno de los principios de actuación y compromisos.

Excelencia en el servicio	El cliente es el centro de las operaciones de Gas Natural Fenosa. A través de un diálogo activo, la compañía quiere ser capaz de darle una respuesta rápida y eficiente, proporcionando un servicio y una experiencia de cliente excelentes.
Compromiso con los resultados	Los accionistas e inversores de la compañía constituyen uno de los principales grupos de interés. Gestionar adecuadamente los riesgos, y desarrollar un modelo de negocio sólido con potencial de crecimiento internacional, que garantice la sostenibilidad a largo plazo, son dos de los aspectos clave del negocio.
Gestión responsable del medio ambiente	Gas Natural Fenosa es consciente de los impactos ambientales de sus actividades en el entorno donde se desarrollan, por lo que la compañía presta una especial atención a la protección del medio ambiente y al uso eficiente de los recursos naturales para satisfacer la demanda energética.
Interés por las personas	Para Gas Natural Fenosa es fundamental promover un entorno de trabajo de calidad, basado en el respeto, la diversidad y el desarrollo personal y profesional. Asimismo, tenemos un Código Ético que establece las pautas que han de presidir el comportamiento ético de todos sus empleados en su desempeño diario.
Seguridad y salud	Gas Natural Fenosa planifica y desarrolla sus actividades asumiendo que nada es más importante que la seguridad, la salud y el bienestar de las personas. La actuación de la compañía va más allá del cumplimiento de las obligaciones legales, impulsando la mejora continua en las condiciones de trabajo y en la gestión de la seguridad, la salud y el bienestar.
Cadena de suministro responsable	Los proveedores y las empresas colaboradoras son actores fundamentales en el óptimo funcionamiento de la cadena de valor de Gas Natural Fenosa con los que la compañía promueve el mantenimiento de relaciones de confianza a largo plazo, estables, sólidas y de beneficio mutuo, bajo los principios de eficacia y gestión del riesgo.
Compromiso social	Gas Natural Fenosa está comprometida con el desarrollo económico y social de las regiones en las que desarrolla sus actividades, aportando conocimientos, capacidad de gestión y creatividad, y dedicando parte de los beneficios a la inversión social. El diálogo permanente con la sociedad permite a la compañía conocer las expectativas e intereses de las comunidades donde opera y poder implicarse en su desarrollo.
Integridad y transparencia	Gas Natural Fenosa considera que la confianza de sus clientes, sus profesionales, proveedores y colaboradores externos, accionistas, inversores y financiadores, reguladores y otros agentes del mercado y grupos sociales, se fundamenta en la integridad, entendida como la actuación ética, honesta, responsable y de buena fe de cada una de las personas que trabajan en y para el grupo.



1 Excelencia en el servicio

Siendo la excelencia en el servicio brindado un valor que guía nuestra manera de actuar, buscamos diferenciarnos mediante el desarrollo de productos y servicios adaptados a las necesidades de los clientes.

Clientes en números

Ventas de gas	Clientes residenciales	Clientes comerciales	Clientes comerciales (PyMEs)	Sub distribuidoras	Servicios de transporte y/o distribución	Total de clientes
1.611.107	**1.557.904**	**52.476**	**723**	**4**	**982**	**1.612.089**

- Índice de satisfacción global de la compañía: **8,12**
- Índice de Satisfacción Atención Telefónica: **8,22**

En 2015 obtuvimos la Certificación del Sistema Integrado de Gestión de Calidad, Medioambiente, Seguridad y Salud Ocupacional. Así, buscamos mejorar continuamente el sistema de gestión para proporcionar un servicio que satisfaga los requisitos del cliente además de los legales y reglamentarios aplicables en lo que corresponde al Sistema de Gestión de la Calidad ISO 9001.

• Acceso a la energía - Modelo Inclusivo de Gasificación Integral

Proveer de energía a las comunidades desfavorecidas constituye un elemento clave de nuestro compromiso con la sociedad. El acceso a la energía impulsa a las comunidades a prosperar y alcanzar mayores niveles de desarrollo, y constituye una fuente de diferenciación competitiva para la compañía. Bajo esta premisa se enmarcan los programas de negocios inclusivos en barrios en los que no existe una buena infraestructura de distribución. En este sentido, desarrollamos junto con la Fundación Pro-Vivienda Social el **Modelo Inclusivo de Gasificación** en la localidad de Cuartel V, Partido de Moreno.

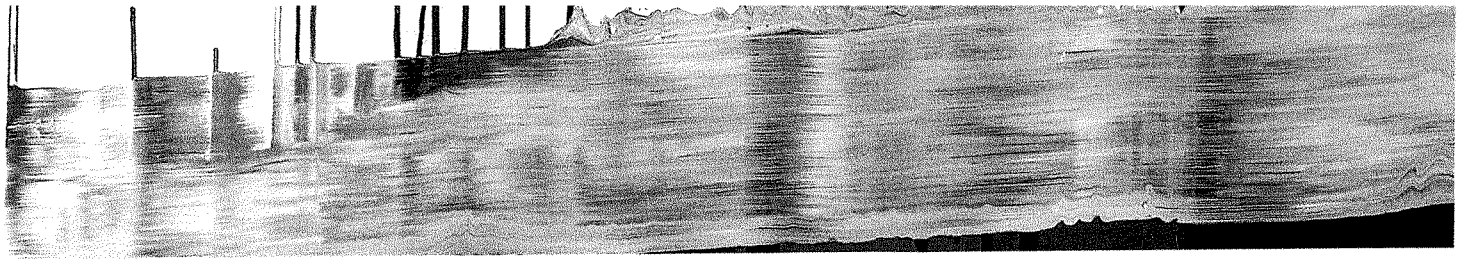
Se otorgaron aproximadamente 1.700 préstamos por un total aproximado de **15,5 millones de pesos** para el financiamiento de acceso al servicio de gas por redes.

El área más poblada del partido de Malvinas Argentinas, **el barrio Parque Alvear**, quedó completamente gasificado en 2015.

Comunicación efectiva con clientes

Adaptamos las comunicaciones con nuestros clientes a través del uso de las nuevas tecnologías, favoreciendo un contacto permanente con los mismos. En 2015 se profundizó el uso de redes sociales para la captación de clientes.

- Lanzamos la campaña **"F@ctura digital"** mediante mailing y redes sociales, ofreciéndoles a nuestros clientes la posibilidad de recibir una copia de su factura de gas digital en su casilla de correo electrónico, disminuyendo el uso del papel impreso. Como resultado, se adhirieron a este servicio unos **12.000 clientes.**



2 Compromiso con los resultados

Desarrollamos nuestras actividades de manera compatible con el entorno donde estamos presentes, atendiendo a las expectativas de nuestros grupos de interés.

Enfoque a una rentabilidad creciente y sostenida

Durante 2015, los avances provinieron del ámbito regulatorio institucional y estuvieron en línea respecto de la asistencia económica transitoria implementada por el gobierno argentino durante el año y en tributo a las obligaciones que el Poder Ejecutivo Nacional registra como pendientes en temas tarifarios. Con dicho aporte, se permitió normalizar la cadena de pagos por deudas atrasadas y un mejor desempeño en los indicadores de liquidez y endeudamiento.

Canales de comunicación adaptados a las necesidades de accionistas e inversores

Contamos con diversos canales de comunicación que nos permiten ofrecer un mejor servicio y difundir información de manera simple, homogénea y simultánea.

- Departamento de Relaciones con el Inversor.
- Informes financieros y comunicaciones oficiales.
- Dirección de correo electrónico.
- Reuniones personales con los accionistas.
- Web corporativa.

Presencia del Grupo en índices de inversión socialmente responsable

La inversión socialmente responsable es aquella que, junto a los aspectos financieros tradicionales, incorpora en sus decisiones de selección de cartera criterios de carácter social, ambiental, ético y de buen gobierno.

MEMBER OF Dow Jones Sustainability Indices In Collaboration with RobecoSAM

ROBECOSAM Sustainability Award Gold Class 2016

MSCI 2014 Constituent MSCI Global Climate Index

FTSE4Good

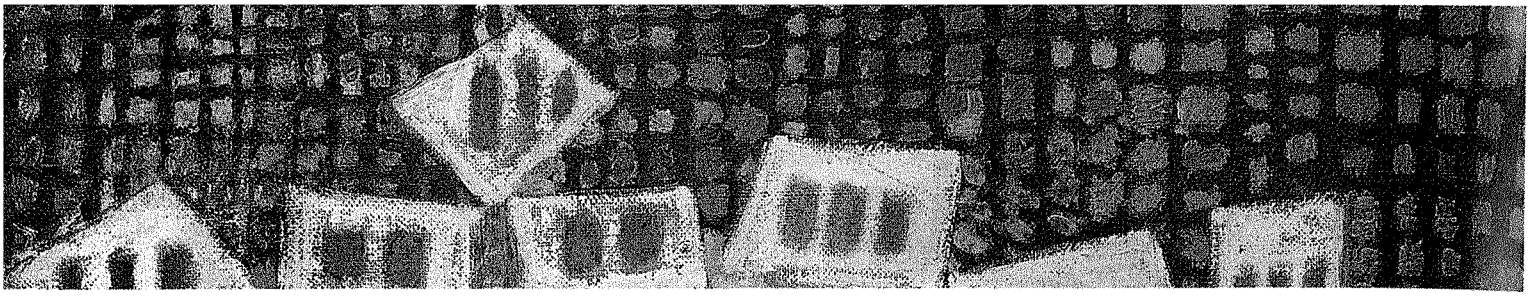
ROBECOSAM Sustainability Award Industry Leader 2016

member of the INVESTMENT REGISTER ETHIBEL EXCELLENCE

EURONEXT vigeo INDICES Europe 120

ROBECOSAM Sustainability Award Industry Mover 2016

Member 2015/2016 STOXX ESG LEADERS INDICES



3 Gestión responsable con el medio ambiente

Trabajamos para satisfacer las necesidades energéticas de nuestros clientes de forma responsable y segura, buscando generar el mínimo impacto en el medio ambiente.

Sistema Integrado de Gestión

Nuestro modelo de gestión ambiental se basa en un sistema integrado de gestión de calidad, medio ambiente, seguridad y salud.

En 2015 obtuvimos su certificación, que nos permitió identificar y controlar los aspectos ambientales significativos que pueden generar impactos en el medioambiente mediante la prevención de la contaminación y/o reducción de los impactos ambientales en las tareas que realiza la compañía, en lo que atañe al Sistema de Gestión Ambiental ISO 14001.

Emisiones

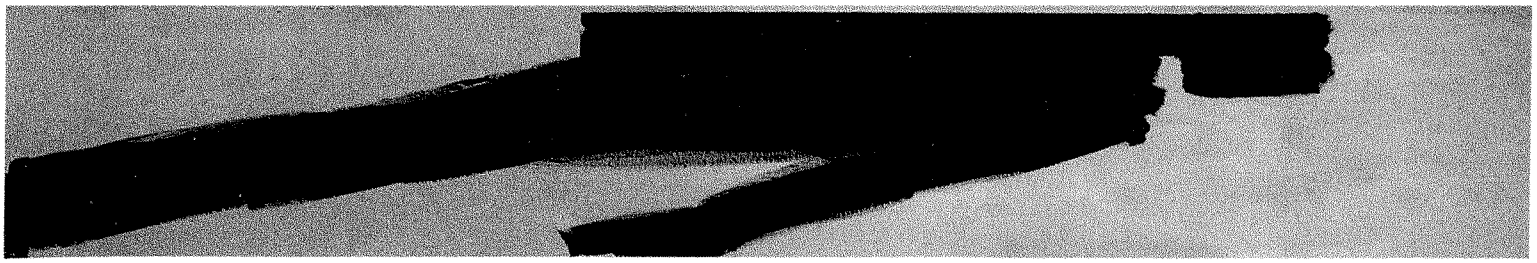
- Renovación de 351 metros de cañería de red de media presión y 11.602 acometidas con cañería de polietileno.
- Eliminación de 13.214 fugas.
- Inspección de 24 líneas de transmisión de 360 km de longitud.
- Renovación de redes de distribución con materiales que poseen menores factores de emisión de CH_4.
- 12 equipos de climatización individual instalados que emplean gases refrigerantes considerados ecológicos.

Recursos energéticos y materiales

- 60% de reducción de la potencia instalada total en el edificio de Isabel La Católica y 65% en Centro Operativo San Martín.
- Programación de los tiempos de funcionamiento de los equipos de climatización central.
- 88% de ahorro energético por el reemplazo del sistema de humidificación del laboratorio de calibración de medidores.
- Desarrollo de una acción de conversión vehicular consistente en adaptar los sistemas de alimentación de nafta a una modalidad dual para el parque automotor.
- 8.417 kg de papel reciclados para la Fundación Baccigalupo.
- 12 kilos de papel y 530 kg de tapitas plásticas recolectadas para la Fundación Garrahan.

Resumen de la gestión ambiental de Gas Natural Fenosa 2015

Gastos e inversiones ambientales	$ 833.521,48
Consumo de electricidad (kWh (eq.))	7.362.297,07
Consumo de gas natural (GJ)	167.675,66
Agua captada (m^3)	51.729,27
Emisiones directas de CO_2 equivalente (Alcance 1)	340.283.125,855
Emisiones indirectas de CO_2 equivalente (Alcance 2)	2.731.412,22
Otras emisiones indirectas de CO_2 en kg CO_2 (Alcance 3)	24.328,600
Vertidos totales de aguas residuales (m^3)	51.729,27
Peso de residuos especiales y no especiales gestionados (toneladas métricas)	290,24



4 Interés por las personas

Nuestra estrategia de Recursos Humanos prioriza el respeto y el compromiso, y promueve un entorno en el que nuestros empleados puedan desarrollarse como profesionales y como personas, en forma equilibrada y de acuerdo con nuestros objetivos de negocio.



Desglose de empleados

Por categoría profesional	
Administrativo	95
Operario	120
Directivo	28
Técnico	259
Por grupo de edad	
0-35	85
36-50	166
>50	251

Nuestras prácticas en pos de la diversidad

En 2015 implementamos el **Plan Integral de Diversidad (PID)** plurianual enfocado en cuatro categorías fundamentales: **género, nacionalidad, edad y discapacidad.** En este sentido, definimos metas específicas en materia de reserva de puestos para personal con discapacidad para el período 2016 -2019.

- Junto a ALPI obtuvimos la certificación en nuestro centro de Isabel La Católica de edificio accesible para personas con discapacidad motriz permanente o temporaria.

Apoyo al entorno familiar

- **Becas para hijos del personal:** Entendemos que la formación universitaria y/o terciaria de los hijos de nuestros colaboradores es una preocupación fundamental en las familias y por ello contribuimos en su formación a través de esta iniciativa.
- **Pasantías de verano:** Destinado a estudiantes universitarios, hijos de empleados, que estén comenzado y/o promediando una carrera de grado. En 2015, tres hijos de empleados que se postularon en diciembre del año anterior pudieron realizar y concluir la pasantía.
- **Orientación vocacional:** destinado a hijos y hermanos de los empleados y tiene como objetivo brindarles orientación vocacional para que puedan definir su futura carrera profesional. En 2015, cuatro adolescentes participaron de la actividad.

Encuesta de Clima

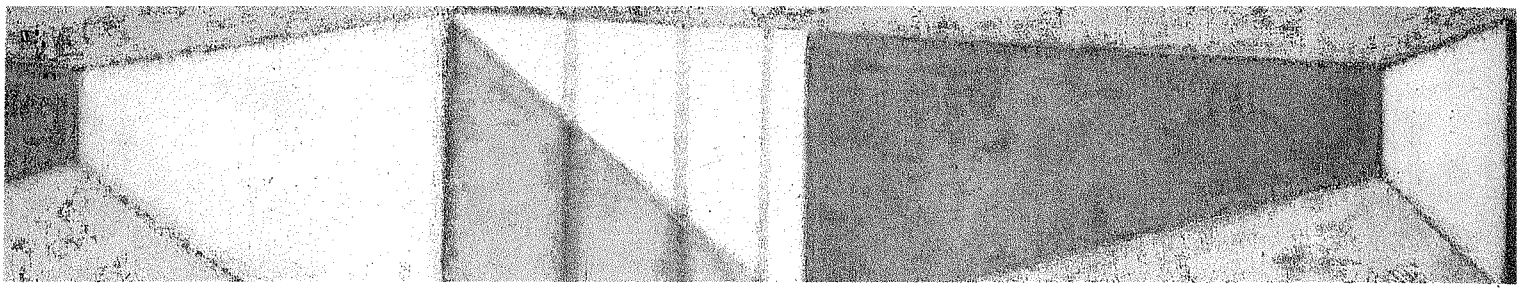
Se implementó en el mes de julio y contó con la participación de 443 colaboradores, lo que equivale a 86% de la plantilla de la compañía. Actualmente se está trabajando en el plan de acción en el cual se prevé reportar los resultados a los Directores durante el primer trimestre del 2016.

Formación para el desarrollo

A lo largo de 2015, continuamos con la implantación de los itinerarios de aprendizaje a través de la Universidad Corporativa y de su plataforma virtual, la cual permite a nuestros colaboradores acceder a diversos contenidos, intercambiar opiniones y trabajar juntos desde cualquier parte.

Indicadores de formación:

- **218**
  Cursos
- **4.541**
  Participantes
- **20.729**
  Horas / hombre



5 Seguridad y Salud

Trabajamos para hacer extensiva una cultura en seguridad y salud, no solo a nuestros empleados sino a proveedores, empresas colaboradoras, clientes y otros grupos de interés, con el objeto de eliminar los accidentes y daños a la salud.

· 73,3 %

de empleados bajo convenio cubiertos por los comités de higiene y seguridad.

· 32

acciones formativas realizadas en materia de seguridad.

Salud laboral

A lo largo de 2015, continuamos con un exhaustivo cumplimiento del Programa de Calidad de Vida, bajo el lema corporativo **"Tu salud siempre en tu agenda"**, desarrollado a través de las siguientes campañas:

- Exámenes médicos en salud de carácter obligatorio y voluntario.
- Programa especial de prevención y conservación de la audición.
- Prevención de: riesgo cardiovascular, hipertensión arterial, diabetes, dislipemia, osteoporosis, patologías colónicas y maculopatías.
- Test de Fagerstrom.

Nuevos programas de prevención realizados en 2015

Prevención de la obesidad

Desarrollamos esta nueva campaña dirigida a promocionar los hábitos y consejos de alimentación saludables así como un seguimiento de aquellos trabajadores con sobrepeso/obesidad.

Prevención de la visión

Desarrollamos la primera etapa de este programa, aplicable a las personas con tareas operativas y conducción de vehículos de flota.

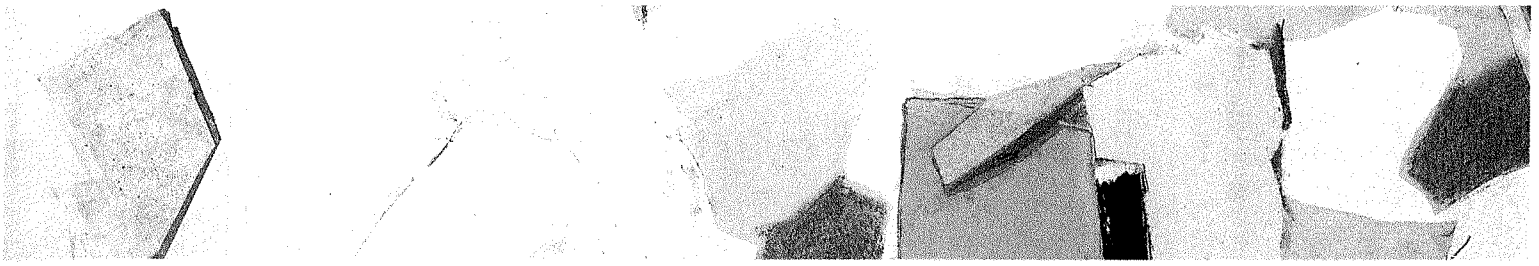
Certificaciones logradas en materia de salud y seguridad

Modelo de Empresa Saludable SIGES (Sistema de Gestión de Empresa Saludable)
Logramos la certificación del Sistema de Gestión de Empresa Saludable por AENOR, organismo de España, siendo la tercera empresa del Grupo en alcanzarla. Este modelo está basado en cuatro pilares fundamentales: el ambiente físico de trabajo, los recursos de salud, los aspectos psicosociales y la relación con la comunidad.

Certificación del Sistema Integral de Gestión en base a la OHSAS 18001
Realizamos con éxito la auditoría del sistema de gestión conforme a OHSAS llevados a cabo por la entidad AENOR. Así, identificamos los riesgos y peligros de las distintas actividades realizadas en la compañía o fuera de esta.

Índices de salud y seguridad laboral de empleados

Tasa de ausentismo	48,73
Indicadores de siniestralidad	
N.º de accidentes con baja	6
Días perdidos por accidente laboral	173
Duración media de la baja	28,8
N.º de víctimas mortales	0
Índice de incidencia	12,11
Índice de frecuencia	6,25
Índice de gravedad	0,18
Índice de salud	
Días perdidos por enfermedad	5.516
Días perdidos por enfermedad/hombre	11,12



6 Cadena de suministro responsable

Trabajamos para mantener una relación a largo plazo con proveedores y adjudicar la oferta más ventajosa para la compañía, teniendo en cuenta las valoraciones del desempeño de los proveedores.

Nuestra cadena de suministro

La totalidad de nuestros proveedores están ubicados en Argentina, y se componen de contratistas, y fabricantes o distribuidores de productos, requiriendo acciones principalmente de mano de obra.

- **243** proveedores
- **100%** de proveedores nacionales
- **$788.437.633** ordenes de compra emitidas
- **$2.471.211.542** pagos efectuados a proveedores generales

• Proceso de gestión de proveedores

- Se homologó al 100% de los proveedores de productos y servicios que requieren este proceso.
- Realizamos un envío de mail a 103 empresas para recordar la Pauta número 14 "Relación con empresas colaboradoras y proveedores" de nuestro Código Ético.
- En el pliego de condiciones particulares se incluye el link de acceso directo a la web que lleva a las condiciones generales de contratación y allí pueden acceder al Código Ético y a la Política de Derechos Humanos de nuestra empresa.
- A los nuevos proveedores se les entrega una nota en calidad de Declaración Jurada, que deben firmar donde asumen conocer la Políticas de Responsabilidad Corporativa, Código Ético y Política de Derechos Humanos de Gas Natural Fenosa.

• Formación de proveedores

La capacitación a los miembros de nuestra cadena de suministro es un factor clave para ofrecer a los clientes de la compañía productos y servicios de calidad.

- Ofrecimos 24 sesiones formativas presenciales a proveedores mediante la Universidad Extendida y el Programa Valor para Proveedores, alcanzando 247 asistencias.
- A través de la plataforma virtual de la Universidad Extendida, 33 participantes se capacitaron en 6 cursos online.
- Implementamos un nuevo canal de contacto con los proveedores, a través de la casilla canalproveedores_latam@gasnaturalfenosa.com.

• Proceso de evaluación de proveedores

A partir de 2015, el proceso de evaluación de proveedores se realiza a través de la plataforma TSMS y durante el proceso Gas Natural Fenosa solicita declaraciones de cumplimiento en calidad y gestión ambiental, prevención de riesgos laborales y seguridad industrial, y responsabilidad corporativa. De un total de 42 proveedores nuevos, 19 fueron evaluados a través de la herramienta TSMS, representando un 45,2%.



7 Compromiso social

Pilares estratégicos en materia de programas de innovación social.

- **Cadena de Valor:** Proyectos de formación técnica y empresarial de proveedores y de personas independientes o microempresarios vinculados con el sector de electricidad y gas que puedan integrarse en la cadena de valor.

- **Uso Responsable:** Proyectos que promuevan el conocimiento de la energía en general, la seguridad y el uso eficiente tanto del gas como de la electricidad como así también el cuidado del medio ambiente entre los clientes y la sociedad.

- **Familias del Personal:** Proyectos que fomentan los estudios y la inserción laboral de los hijos y familias de nuestros colaboradores.

- Aporte total en proyectos de patrocinio y acción social:

$3.695.049

Estamos comprometidos con el desarrollo económico y social de las regiones en las que realizamos nuestras actividades. Nos proponemos generar valor, aportando conocimientos, capacidad de gestión y creatividad, y manteniendo un diálogo fluido y permanente con la sociedad.

Programa Uso Responsable del Gas, versión niños y adultos

Tiene como objetivo concientizar, de forma didáctica, sobre la correcta utilización del gas natural, brindando consejos prácticos sobre el uso eficiente y racional de este recurso no renovable y sobre la prevención de accidentes causados por el uso indebido del mismo.

Uso Responsable del Gas	Total desde el inicio	2015
Cantidad de alumnos	184.420	12.487
Cantidad de adultos/ docentes	11.772	990
Cantidad de escuelas	1.883	41

Campaña de prevención de accidentes por inhalación de monóxido de carbono

En conjunto con el ENARGAS brindamos dos talleres a cargo de técnicos de dicho organismo y una médica toxicológica quienes hicieron especial hincapié en cómo prevenir accidentes por inhalación de monóxido de carbono. Participaron 60 personas.

Redes Sociales:

73.499 fans

1.559 seguidores

YouTube **22.612** reproducciones

Programa Jóvenes con Futuro

Implementamos, en conjunto con el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación y la Fundación Pro Vivienda Social, el **Programa "Jóvenes con Futuro"**, cuyo objetivo es promover la inserción laboral de los jóvenes en empleos de calidad. Se busca mejorar la empleabilidad de los jóvenes, propiciar una cultura centrada en la educación y el trabajo, y contribuir desde las empresas al desarrollo sustentable de nuestra sociedad. En la primera etapa se emplearon a 5 jóvenes del Partido de Moreno quienes trabajaron durante 4 meses.

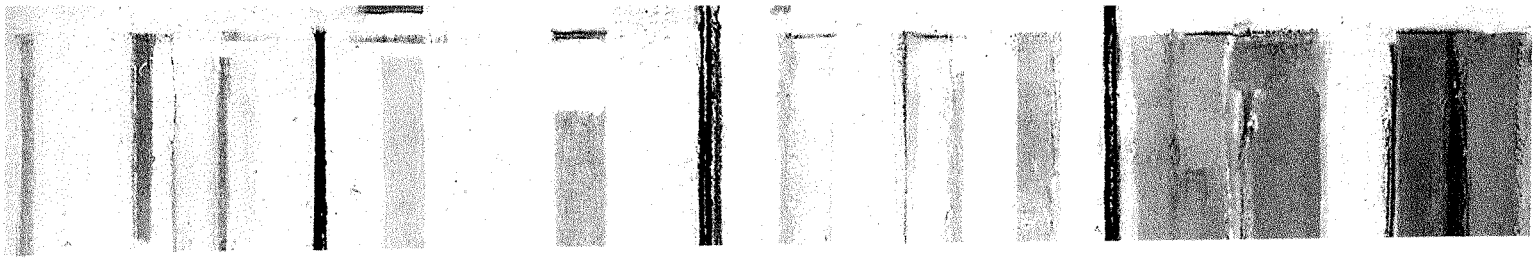
Programa Primera Exportación

Con 14 de años de funcionamiento, esta iniciativa continúa siendo el programa de promoción de exportaciones privado más importante de la Argentina llevando cosechados 35 premios y reconocimientos.

- **24.817**
empresas asesoradas desde 2001

- **953**
empresas asesoradas en forma personalizada, telefónica o vía mail en 2015.

- **19**
seminarios realizados en 2015.



8 Integridad y transparencia

El compromiso social, la integridad y la conducta ética de nuestra compañía forman parte de la cultura corporativa y de nuestra vocación de servicio a los clientes y a la sociedad.

• Modelo de gestión del Código Ético

Nuestro Código Ético es el documento que establece las pautas que han de presidir el comportamiento ético de los administradores y empleados de nuestra compañía en su desempeño diario. Las pautas de actuación están relacionadas con la corrupción y el soborno, el respeto a las personas, el desarrollo profesional, la igualdad de oportunidades, la relación con empresas colaboradoras, la seguridad y la salud en el trabajo, y el respeto al medio ambiente, entre otras. Contamos con una Comisión del Código Ético, que se reunió cuatro veces en 2015.

Acciones realizadas para su difusión en 2015:

- Lanzamiento del curso virtual sobre el Código Ético para el personal último ingresado y para aquellos colaboradores que aún no lo han realizado.
- Envío de mailing a todo el personal, recordándoles el compromiso con la ética y de las pautas de conducta de nuestra compañía.
- Envío de mailing a más de 100 proveedores recordando la existencia del Código Ético y la importancia del mismo.
- 98 personas tomaron el curso sobre este Código, dictado por un formador interno, y 22 personas lo completaron de manera virtual, a través de su acceso a la Universidad Corporativa.

Políticas y planes antifraude y anticorrupción

La Política Anticorrupción tiene por objeto establecer los principios que deben guiar la conducta de todos los empleados y administradores de las empresas del Grupo con respecto a la prevención, detección, investigación y remedio de cualquier práctica corrupta en el seno de la organización.
Esta política establece catorce principios de actuación, entre los que se encuentran aspectos como el fomento de la integridad y la transparencia en el tratamiento de la información, blanqueo de capitales, conflictos de interés y relaciones con terceros.

Política de Derechos Humanos

Esta política formaliza y establece de manera precisa cómo nuestra compañía cree que tiene incorporar este asunto en su gestión empresarial; representa nuestra respuesta a las crecientes exigencias del entorno.
La política establece diez principios, los cuales han sido determinados a partir de los riesgos principales en materia de derechos humanos detectados en la compañía, y acepta los principios rectores de Naciones Unidas sobre Empresa y Derechos Humanos.

gasNatural fenosa

ANEXO III

ESTADOS FINANCIEROS

2015-2016

Gas Natural BAN, S.A.

Estados Financieros

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 presentados en forma comparativa

Isabel la Católica 939

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Argentina

ES COPIA FIEL

Contenido

Memoria

Código de Gobierno Societario

Reseña Informativa

Informe del Auditor

Estado de Situación Financiera

Estado de Resultados Integrales

Estado de Cambios en el Patrimonio

Estado de Flujo de Efectivo

Notas a los estados financieros

1 Información general
2 Resumen de las principales políticas contables
2 1 Bases de preparación y presentación
2 1 1 Interpretaciones y normas vigentes a partir del año 2015
2 1 2 Empresa en marcha
2 2 Información por segmentos
2 3 Conversión de moneda extranjera
2 4 Propiedad, planta y equipo ("PP&E")
2 5 Intangibles
2 6 Arrendamientos
2 7 Desvalorización de "PP&E"
2 8 Instrumentos financieros
2 8 1 Activos financieros
2 8 2 Desvalorización de activos financieros
2 8 3 Pasivos financieros
2 9 Existencias
2 10 Remuneraciones y deudas sociales
2 11 Beneficios a empleados
2 12 Capital social
2 13 Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta
2 14 Previsiones
2 15 Reconocimiento de ingresos
2 16 Saldos de créditos y deudas con partes relacionadas
2 17 Distribución de dividendos
3 Administración de riesgos financieros
4 Políticas y estimaciones contables críticas
5 Asuntos legales y regulatorios
6 Propiedad, planta y equipo ("PP&E")
7 Intangibles
8 Créditos fiscales
9 Otros créditos
10 Inversiones
11 Existencias
12 Créditos por ventas
13 Instrumentos financieros por categoría

14 Activos financieros a valor razonable
15 Efectivo y equivalente de efectivo
16 Calidad crediticia de los activos financieros
17 Capital social y reservas
18 Resultados acumulados
19 Previsiones
20 Deudas bancarias y financieras
21 Impuesto a las ganancias diferido
22 Otras deudas
23 Deudas fiscales
24 Remuneraciones y deudas sociales
25 Deudas comerciales
26 Información por segmentos
27 Transacciones entre partes relacionadas
28 Ingresos por ventas y servicios
29 Otros ingresos y egresos – netos
30 Gastos por beneficios al personal
31 Resultados financieros netos
32 Impuesto a las ganancias
33 Resultado por acción
34 Dividendos por acción
35 Compromisos
36 Gastos por naturaleza
37 Información adicional requerida por la Resolución General CNV N°629/14
38 Información adicional requerida por el art 12 Capítulo III del Título IV de las normas de la CNV

Anexos

Informe de la Comisión Fiscalizadora

ES COPIA FIEL

GAS NATURAL BAN, S.A.

M E M O R I A

Señores accionistas:

En cumplimiento de las disposiciones legales y estatutarias vigentes, el Directorio tiene el agrado de someter a vuestra consideración la presente Memoria, la Reseña Informativa, los Estados de Situación Financiera, de Resultados Integrales, de Cambios en el Patrimonio y de Flujo de Efectivo, Notas, Anexos e Informe de la Comisión Fiscalizadora correspondientes al 24° ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2015, presentados en forma comparativa con el ejercicio anterior y juntamente con el respectivo Informe de los Auditores

La presente Memoria ha sido preparada de acuerdo a los lineamientos del Régimen de Transparencia en el ámbito de la Oferta Pública de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") aprobado en la Ley N°26 831 de Mercado de Capitales y el Texto Ordenado 2013 de la CNV, y demás normativa vinculada, desarrollando un análisis de aquellos acontecimientos relevantes propios de la gestión de la Sociedad

I. CONTEXTO GENERAL DE LA INDUSTRIA

La Sociedad desarrolló sus actividades en un contexto regulatorio amparado por la Ley N°24 076 y sus normas complementarias, en todo cuanto no fuera oportunamente modificado por la Ley N°25 561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario que, a los fines de reconducir la actividad alterada por la "pesificación" de las tarifas y consecuente modificación unilateral de la licencia, expresamente estableció la instrumentación de un proceso de renegociación del contrato que concluyó con la firma de un Acta Acuerdo entre la Sociedad y el Estado Nacional con fecha 20 de julio de 2005, siendo posteriormente ratificado por el Decreto N°385/2006, publicado en el Boletín Oficial del 10 de abril de 2006 e instrumentado mediante Resolución ENARGAS N°3729/2007 de fecha 9 de abril de 2007 en la que se indicaron nuevos cuadros tarifarios, dándose inicio al proceso de Revisión Tarifaria Integral ("RTI") previsto en dicho acuerdo

La referida Acta Acuerdo contempla la incidencia del denominado Índice de Variación de Costos ("IVC"), en virtud del cual el 10 de octubre de 2008 el ENARGAS dictó la Resolución N°I/445 que aprobó un nuevo cuadro tarifario transitorio No obstante ello y pese a lo acordado con Estado Nacional, no han existido ulteriores ajustes aún cuando la Sociedad ha requerido puntualmente al ENARGAS su aplicación con sustento en la incidencia del citado IVC previsto en el Acta Acuerdo, encontrándose aún pendientes de resolución los periodos semestrales de aplicación del IVC entre septiembre de 2007 y septiembre 2015 A resultas de los expuesto, Gas Natural BAN, S A posee un derecho estimado al cierre del ejercicio de $437 millones solo de capital, en virtud de la aplicación del Acta Acuerdo

Asimismo, el proceso de RTI que, según establece el Acta Acuerdo, debía haberse concluido el 30 de junio de 2006 con aplicación del nuevo régimen tarifario resultante a partir del 1 de agosto de 2006, en la actualidad se encuentra aún pendiente

La Sociedad, en mérito a los derechos que le asisten de conformidad con los términos del Acta Acuerdo, ha realizado reiteradas gestiones ante el ENARGAS y ante las autoridades competentes para el reconocimiento de las variaciones de costos por los periodos referidos y ha reclamado además, la culminación del proceso de RTI y su consecuente aplicación a tarifas

En el contexto de demora en la aplicación de lo previsto en el Acta Acuerdo, y en el marco de la cláusula 4 de dicha Acta, en el mes de diciembre de 2012 el ENARGAS emitió la Resolución N°I-2407/12 que autoriza a aplicar montos fijos diferenciados según las distintas categorías tarifarias vigentes a incluir en las respectivas facturas, creando un fideicomiso denominado "Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de la Distribución de Gas por Redes" (FOCEGAS) a fin de poder llevar adelante una serie de obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación, expansión y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución de gas por redes, seguridad, confiabilidad del servicio e integridad de las redes, así como

mantenimiento y todo otro gasto conexo necesario para la prestación del servicio público de distribución de gas en el ámbito de su área de Licencia Los importes percibidos por Gas Natural BAN, S A con motivo de este mecanismo son considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco del régimen tarifario de transición y como ingresos en función de la mencionada cláusula cuarta del Acta Acuerdo

En abril de 2014, y en el esquema de readecuación de subsidios encarado por el Gobierno Nacional conjuntamente con el dictado de la Resolución, SE N° 226 que fijó nuevos precios del gas en boca de pozo, considerando el pedido efectuado por la Sociedad respecto de la necesidad de contar con recursos suficientes que permitan cubrir durante el período de transición sus costos operativos, el mantenimiento de la cadena de pagos y la apropiada prestación del servicio y en función de los términos del Acta Acuerdo, el ENARGAS dictó la Resolución N° I 2843/14 por medio de la cual se aprobaron cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1 de abril, 1 de junio y 1 de agosto de 2014 Los importes percibidos por Gas Natural BAN, S A por la aplicación de estos cuadros tarifarios son también considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco del régimen tarifario de transición y como ingresos en función de la mencionada cláusula cuarta del Acta Acuerdo

Estos cuadros reflejan el mismo mecanismo de racionalización de consumo previsto en la Resolución SE N° 226 y, en consecuencia, incrementos escalonados de precio con valores diferenciales para los usuarios residenciales y del servicio general P que registren ahorro superior al 20% o de entre el 5 % y el 20 % del mismo bimestre/mes del año anterior y para los usuarios sin ahorro en su consumo o con ahorro menor al 5% respecto a igual bimestre del año anterior Bajo este esquema los primeros no tienen incremento, los segundos la mitad del incremento y los terceros la totalidad

Ambas Resoluciones contemplan que a los usuarios esenciales y aquellos exceptuados del pago del cargo Decreto N° 2067/08 se aplica el cuadro sin incremento En razón de ello y para unificar los distintos esquemas de excepción aplicables conforme la normativa vigente, el ENARGAS dictó la Resolución I N° 2905 mediante la que se aprobó la creación del Registro de Exceptuados a la Política de Redireccionamiento de Subsidios

Cabe destacar que los referidos cuadros tarifarios solo aplican para los clientes residenciales y servicio general P (pequeños comerciales) En tanto que los clientes P3 (pymes), grandes usuarios y estaciones de GNC no tienen incremento en sus tarifas de distribución desde 2008

Los cuadros tarifarios de la Resolución ENARGAS N° I 2843/14 contienen un incremento asimétrico entre los componentes tarifarios, gas, transporte y distribución, siendo el ajuste del valor gas muy superior Esta disparidad ha generado distintos efectos adversos para la Sociedad que implican mayores gastos Independientemente de los efectos adversos generados por dicha asimetría, el incremento del margen de distribución, castigado por el esquema de ahorro incluido en los nuevos cuadros tarifarios, no alcanzó a cubrir los aumentos de los gastos operativos Así, el ajuste tarifario de la Resolución N° I 2843/14 no permitió mejorar la delicada situación económico financiera de la Distribuidora ante la falta de cumplimiento del Acta Acuerdo, como así tampoco cumplir el objetivo perseguido de generar ingresos que permitan cubrir durante el período de transición sus costos operativos y el mantenimiento de la cadena de pagos

En la citada resolución de incremento tarifario, tampoco fue incluido ajuste alguno en los cuadros de Tasas y Cargos que factura la Sociedad por determinados trabajos requeridos por los clientes o por tareas vinculadas con el control y seguimiento de la morosidad e incobrabilidad, cuyos costos de ejecución superan ampliamente al ingreso específico de cada tasa

En materia de transporte de gas, el ENARGAS fijó nuevos cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1° de mayo de 2015 en el marco de la aplicación de las disposiciones contenidas en los Acuerdos Transitorios suscriptos entre TGS y TGN con la UNIREN que fueron trasladados a las tarifas de distribución conforme las Reglas Básicas de la Licencia, en el caso de Gas Natural BAN, S A mediante la Resolución N° I 3350 El aumento alcanzó a los clientes

ES COPIA FIEL

residenciales e industriales, a excepción de las subdistribuidoras, de los usuarios "exceptuados" y de los usuarios residenciales o comerciales con ahorro en su consumo mayor al 20 % respecto del mismo período del año anterior

Ante la complicada situación económico-financiera de las distribuidoras, el 8 de junio de 2015 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 263/2015 mediante la cual la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del servicio de distribución de gas natural a cargo del Estado Nacional Esta medida estableció para 2015 un flujo de fondos excepcional hasta que se materialicen los procesos previstos en el Período de Transición Contractual y se concluya la RTI

La Resolución de la Secretaría de Energía estableció el pago de la asistencia económica transitoria en diez cuotas consecutivas con vigencia a partir de 1° de marzo de 2015 y que debe ser destinada a solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de gas natural por redes y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral

La norma fijó distintos requerimientos para acceder a la asistencia económica transitoria relativos al destino parcial de las sumas involucradas al pago de deudas con productores de gas, al impedimento de acumular más deudas por compras de gas natural realizadas a partir de la fecha de entrada en vigencia de la Resolución SE N° 263/15 y la presentación de una manifestación expresa de adhesión a la asistencia transitoria propuesta

Por su parte, el ENARGAS, exigió el mantenimiento de los compromisos e indemnidades previstas en el Acta Acuerdo y el desistimiento de toda acción, recurso o reclamo contra el Estado Nacional y/o el ENARGAS fundado o como consecuencia de las situación de *emergencia dispuesta por la Ley N° 25 561 y sus prórrogas y en el proceso de renegociación* contractual

Dada la situación económica financiera de la Sociedad ante el importante atraso tarifario derivado de la falta de reconocimiento de los ajustes del Período de Transición oportunamente solicitados, de la conclusión del proceso de RTI y la necesidad imperiosa de contar con flujo de ingresos para cubrir los costos de operación y prestación del servicio, Gas Natural BAN, S A - al igual que el resto de las Licencitarias - adhirió expresamente a la asistencia económica transitoria cumplimentado los requisitos establecidos en la resolución de la Secretaría de Energía N° 263/15 y en la nota ENARGAS N° 6073/15, con reserva de sus derechos al cabal cumplimiento del Acta Acuerdo

A septiembre de 2015 Gas Natural BAN, S A había cerrado acuerdos de renegociación por el 100% de la deuda que registraba con productores de gas al 31 de diciembre de 2014, pactando su pago en 36 cuotas mensuales de acuerdo a lo proyectado por la Autoridad Regulatoria al propiciar la asistencia económica

A la fecha de cierre de los presentes estados financieros la Sociedad ha cobrado siete cuotas de la asistencia, encontrándose pendientes de desembolso las tres restantes devengadas

Las distintas medidas adoptadas hasta el presente por el Gobierno Nacional no cubren la totalidad de lo adeudado por aplicación del Acta Acuerdo, por lo que si bien para el corriente año, exclusivamente, la asistencia económica transitoria supuso un alivio financiero temporal, resulta imprescindible la recomposición económico financiera de la Sociedad en línea con lo pactado con el Estado Nacional en el Acta Acuerdo, garantizando así los debidos ingresos de la Distribuidora para poder hacer frente a las inversiones necesarias para la prestación del servicio, así como para acceder a un mercado financiero que aporte fondos para dichas inversiones

En este contexto se realizaron distintas presentaciones tanto al ENARGAS, como a la Secretaría de Energía y al Ministerio de Energía y Minería, planteando nuevamente la compleja situación de la Distribuidora y solicitando se disponga un ajuste tarifario transitorio hasta la RTI,

a fin de permitir el desenvolvimiento de la actividad y mantenimiento de la cadena de pagos

Cabe destacar que el marco normativo de la industria del gas ha experimentado diversas modificaciones desde el año 2004 a la fecha, entorno que se ha venido exponiendo en las Memorias de los años anteriores y en notas a los estados financieros, y que se sintetiza a continuación, por su particular incidencia en el ejercicio 2015

i) Por Decreto PEN N°2067/08 se dispuso la creación de un Fondo Fiduciario 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 de ese hidrocarburo, con el fin de garantizar el abastecimiento interno y la continuidad del crecimiento del país y sus industrias "* En este sentido, uno de los recursos para integrar el mencionado Fondo Fiduciario lo constituyen *" Cargos Tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución, "*, por lo cual el Ministerio de Planificación instruyó al ENARGAS, mediante Resolución MPFIPyS N°1451 de fecha 12 de diciembre de 2008, para que determinara el valor de los Cargos y los agentes de percepción de los mismos Como consecuencia de ello, el ENARGAS dictó la Resolución N°563/08 de fecha 15 de diciembre en la que a instancias del MPFIPyS excluyó del pago de los cargos a los usuarios de las categorías R1, $R2_1$, $R2_2$, $R2_3$, Subdistribuidoras, SGP1, SGP2, SGP3 (esencial), GNC y Centrales de Generación Eléctrica El Fondo Fiduciario descrito estaba enmarcado en una decisión de las Autoridades Nacionales de sincerar los precios de la energía mediante el aporte de los sectores de mayor consumo y no representaban ninguna variación en los márgenes de la distribuidora, rigiendo el principio de "pass through" previsto en el marco normativo

Hacia finales del año 2011, en el marco de la nueva política de subsidios encarada por las Autoridades Nacionales, se actualizó el monto a recaudar para cubrir el costo del gas importado En este contexto mediante Resolución ENARGAS N°1982/11 (i) se implementaron los ajustes de valores para cada categoría de usuario, incorporando al resto de los clientes residenciales que no estaban afectados, a las estaciones de GNC, a los clientes comerciales pequeños y a las centrales de generación eléctrica y (ii) se dispuso mantener como subsidio la diferencia entre los valores anteriores y los nuevos valores ajustados, excepto para determinados usuarios no residenciales en función de las actividades que realizan y que la norma detalla

Posteriormente se dictaron distintas resoluciones que disponen la eliminación del subsidio a usuarios residenciales comprendidos en countries, barrios cerrados y afines, a usuarios residenciales comprendidos en determinadas zonas geográficas, como así también a los inmuebles destinados a oficinas comerciales y/o profesionales en las mismas zonas, entre otros casos

Paralelamente se implementó un mecanismo de renuncia voluntaria al subsidio y se formalizó la posibilidad de requerir su mantenimiento mediante la acreditación de determinadas circunstancias en un formulario de declaración jurada

Asimismo, hasta el presente se han dictado distintas medidas cautelares ante acciones de particulares, de Defensores del Pueblo de distintos partidos del área de licencia de la Sociedad y del Defensor del Pueblo de la Nación, que ordenan a la Sociedad permitir el pago de las facturas sin el cargo Decreto N°2067/08

Para el ejercicio 2015 se tomaron similares medidas a las de los años anteriores con relación a este cargo y mediante Resolución ENARGAS N°3302/15 se exceptuó el pago a los usuarios de las categorías $R3_1$ y $R3_2$ de todo el país por el período de consumo comprendido entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre de 2015 y se estableció, con carácter de restitución del subsidio del Estado Nacional, una bonificación del 100% del cargo a aplicar a los usuarios residenciales por los

ES COPIA FIEL

consumos de los meses de junio y julio del corriente año y del 70% por los consumos de los meses de agosto y septiembre

ii) Durante el año 2015 se mantuvo la restricción en la oferta global de gas como en los años anteriores No obstante ello, la vigencia conjunta de a) la Resolución SE N°172/2011, mediante la cual se aplican temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución SE N°599/07 (que refleja el acuerdo entre los productores de gas y la Secretaría de Energía para el abastecimiento al mercado interno) hasta que se produzca el dictado de las medidas que las reemplacen y b) la Resolución ENARGAS N° I 1410/2010, que establece un procedimiento para solicitudes, confirmaciones y control de gas a fin de preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución, priorizan el consumo de la demanda prioritaria de la Distribuidora a partir de una asignación de volúmenes

iii) En mayo de 2012 se sancionó y promulgó la Ley N°26 741 de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina, que declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos También se creó el Consejo Federal de Hidrocarburos y se declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S A , a partir de allí, el Estado Nacional y las Provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos asumen el control de YPF S A

Dicha Ley es reglamentada mediante el Decreto PEN N°1277/12 el cual crea la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan de Inversiones Hidrocarburíferas y establece la elaboración del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas

En dicho marco la Secretaría de Energía, a instancias de lo resuelto por la Comisión, de la cual forma parte junto con la Secretaría de Comercio Interior y la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo, en agosto de 2012 fijó un precio único para el gas en boca de pozo destinado al mercado GNC para todas las cuencas productoras

En enero de 2013 se promulgó la Resolución N° 1/2013 de la citada Comisión, que crea "el Programa de Estímulo de la Inyección Excedente de Gas Natural", llamado Plan Gas I que en línea con lo anterior, establece un registro para empresas que se adhieran al mismo, a las cuales les retribuirán con un precio de 7,5 U$S el MMBTU las inyecciones excedentes, respecto de las básicas ajustadas

En noviembre de 2013 se publicó la Resolución N° 60/2013 de la Comisión referente a la creación del "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida" Este programa también llamado Plan Gas II, es una continuación del Plan Gas I, orientado a empresas cuya inyección fuera inferior, en promedio, a 3 500 000 m^3/día

El objetivo expresado para estos programas es aumentar en el corto plazo la producción de gas, reduciendo de esta forma las importaciones y, por otro lado, estimular la inversión en exploración y explotación de nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas en el mediano y largo plazo

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°231 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan de Inversiones Hidrocarburíferas, mediante la cual se determinó que " *el precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte destinado al suministro de gas natural comprimido (GNC) en estaciones de servicio, se modificará en el mismo porcentaje en que se haya modificado el precio promedio ponderado, sin impuestos, país en planta de la nafta súper* " con lo cual se busca alinear las variaciones de ambos productos que actúan como sustitutos de un mismo mercado

Recientemente, en el contexto de las nuevas medidas de gobierno, el 4 de enero de 2016, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 272 de fecha 29 de diciembre de 2015 mediante el cual se disolvió la referida Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan de Inversiones Hidrocarburíferas y derogó distintos artículos del Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera aprobado como Anexo I del Decreto N° 1277/12 Las competencias asignadas a la Comisión no derogadas por el citado Decreto serán ejercidas por el Ministerio de Energía y Minería o los organismos que dentro de su ámbito se determinen

En cuanto a la actividad del sector del gas natural, la producción total durante el año 2015 ascendió a 42 893 millones de m^3 (1), un 3% mayor a la del año anterior, que evidencia un recupero de la producción local Para abastecer la demanda, los faltantes fueron compensados con las importaciones de gas natural procedente de Bolivia (5 523 millones de m^3, un 0,45% inferior al año 2014) y las de GNL (gas natural licuado) regasificado a través de los buques instalados en Bahía Blanca y Escobar (5 640 millones de m^3, un 6,81% inferior al año 2014)

Las entregas de gas natural efectuadas por el conjunto de las distribuidoras aumentaron 1,21%, totalizando un volumen aproximado de 31 316 millones de m^3(1), que se compone de mayores entregas a todos los mercados residencial (1,64%), comercial (1,87%), industrial (0,53%), centrales eléctricas (0,02%) y GNC (3,93%)

A lo largo del año 2015, el suministro a usinas eléctricas representó el 20,19%(1) del total de entregas de todas las distribuidoras, disminuyendo su participación en relación al año anterior básicamente por algunos cambios implementados en la utilización de combustibles líquidos para generación por parte de CAMMESA

En cuanto al número de clientes del conjunto de las distribuidoras, se registró en 2015 un crecimiento del 1,80%, algo menor al del año anterior, situándose a fin de año en una cifra aproximada a los 8,48 millones (1)

(1) Datos provisorios año móvil noviembre 2015 Fuente ENARGAS/Secretaría de Energía

II. LA SOCIEDAD

II.1. Constitución y composición accionaria

Gas Natural BAN, S A ("la Sociedad") recibió, el 28 de diciembre de 1992, la Licencia para prestar el servicio público de distribución de gas natural por redes en las Zonas Norte y Oeste de la provincia de Buenos Aires por un plazo de 35 años, prorrogable por 10 más

Su área de servicio, de unos 15 000 km^2, comprende 30 partidos de la provincia de Buenos Aires, ubicados al norte y al oeste de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, abarcando una de las zonas más densamente pobladas del país, y que incluye también importantes parques industriales

Gas Natural BAN, S A es la segunda distribuidora del país por número de clientes, y participa en la actualidad en un 15,9% del total de ventas del mercado residencial y comercial, dando servicio a más de 5,5 millones de personas

La Sociedad es controlada por Invergas S A con una participación del 51% y por Gas Natural SDG Argentina S A con una participación del 19%, las cuales a su vez son controladas, con una participación del 100%, por el grupo Gas Natural Fenosa de España Gas Natural SDG, S A , empresa española, como parte del citado grupo, aporta experiencia y capacidad como Operador Técnico de la Sociedad como lo ha hecho desde el otorgamiento de la Licencia en 1992

Del 30% restante de la participación directa en Gas Natural BAN, el 26,6% corresponde a la Administración Nacional de la Seguridad Social ("ANSES") y el 3,4% a inversores privados

ES COPIA FIEL

II.1.1. Organización empresarial

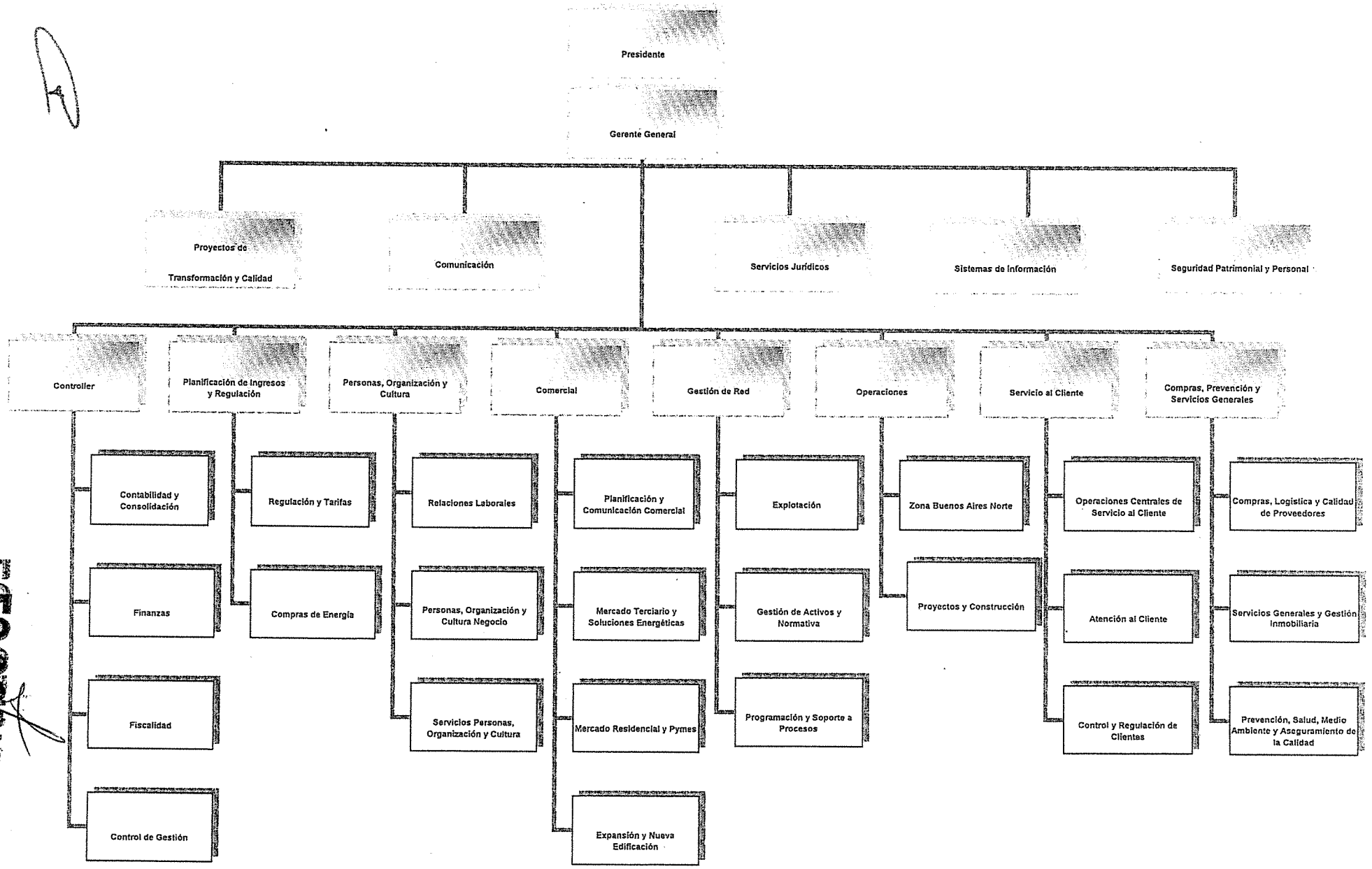
El proceso de organización para la toma de decisiones en la Sociedad se basa en criterios de división por funciones, tipo de clientes y unidades de negocio, según el caso, y en la estandarización de procesos y su correspondiente operación a través de procedimientos formales que aseguran y permiten la coordinación de todas las actividades de la Organización a través de una gestión por procesos

La delegación de autoridad y descentralización de decisiones van acompañadas por los mecanismos y procedimientos de control, que aseguran una correcta previsión y logro de los resultados esperados, junto a la dinámica imprescindible del entorno

La Sociedad ha mantenido una revisión continua de su organización y de los procesos generales de operación, como también de los controles específicos de los principales procesos con impacto en el reporte financiero A esta revisión se agregan actividades de planeamiento, procedimientos administrativos, sistemas de información y comunicación, evaluación del personal jerárquico por objetivos y control de gestión y calidad, y la consecución de la política de derechos humanos, como factores concurrentes de un sistema de control interno tendiente a asegurar la consecución de los objetivos con eficacia y eficiencia en las operaciones, con información financiera confiable y en cumplimiento de las leyes y disposiciones vigentes

Asimismo, la Sociedad cuenta en el seno de su Directorio con un Comité de Auditoría integrado por tres Directores, dos de los cuales son Directores independientes, con trayectoria y prestigio en el ámbito empresarial Entre las principales funciones de este Comité se encuentran las de supervisar el funcionamiento de los sistemas de control interno y del sistema administrativo-contable, así como la fiabilidad de este último y de toda la información financiera o de otros hechos significativos que sea presentada a la CNV y a las entidades autorreguladas en cumplimiento del régimen informativo aplicable, supervisar la aplicación de las políticas en materia de información sobre la gestión de riesgos de la Sociedad y revisar los planes de los auditores externos e internos, evaluar su desempeño y emitir una opinión al respecto

A continuación se expone la estructura organizativa de Gas Natural BAN, S A



ESCRIBANA FIEL

II.1.2. Política de dividendos

Hasta el año 2001 conforme a los resultados de la Sociedad y a otros factores considerados relevantes, el Directorio recomendaba en diciembre, en forma provisoria, el pago anticipado de dividendos, que luego en oportunidad de celebrarse la Asamblea General Ordinaria de Accionistas y en función de las utilidades de la Sociedad, de su situación patrimonial, financiera, proyección de inversión y otros factores, entre ellos los requisitos de la normativa vigente, autorizaba el dividendo definitivo

Posteriormente y de acuerdo con la normativa legal vigente, la existencia de resultados acumulados negativos, derivados del impacto de la Ley de Emergencia y de la ruptura del marco contractual, quedó imposibilitado el pago de dividendos provisorios y definitivos hasta el ejercicio 2008 en el que fueron absorbidos dichos resultados acumulados negativos Desde 2008 y hasta 2011, la Sociedad distribuyó dividendos en la medida que su situación financiera se lo permitía Desde 2012 la situación económica y financiera del negocio, expuesta en la presente memoria y en las correspondientes a los ejercicios anteriores, han imposibilitado el pago de dividendos

Adicionalmente, la Resolución SE Nº 263/2015 establece en su artículo 4°, inciso e), que las Distribuidoras para percibir la asistencia económica transitoria no podrán distribuir dividendos

Es intención de la Sociedad, que de existir utilidades netas, dentro del marco legal y societario, y siempre que la situación económica financiera del negocio lo permita, el Directorio proponga distribuir entre los accionistas el mayor porcentaje de dividendos posible, que no comprometa la disponibilidad de fondos necesaria para el cumplimiento de las erogaciones e inversiones necesarias, conforme las leyes y la regulación vigente, los compromisos asumidos en las revisiones tarifarias o la propia seguridad del sistema de distribución de gas

II.1.3. Principales magnitudes

Para facilitar la visión de la marcha de la Sociedad, exponemos seguidamente, a modo de síntesis, las principales magnitudes de la misma

Principales magnitudes	2015	2014
1) Clientes al 31 de diciembre	1 612 089	1 586 261
Variación anual neta	25 828	30 332
Incremento neto acumulado desde el inicio de las operaciones	700 076	674 248
2) Ventas de gas (millones de m³)	1 980,4	1 950,7
Servicio de transporte y/o distribución (millones de m³)	4 275,9	4 601,0
3) Ingresos por ventas y servicios (millones de pesos)	1 978,0	1 607,4
4) Ganancia / (Pérdida) del ejercicio (en millones de pesos)	213,9	(56,5)
5) Inversion en Propiedad, planta y equipo e Intangibles (en millones de pesos)	255,2	164,1
Inversión en Propiedad, planta y equipo e Intangibles acumulada desde el inicio de las operaciones (equivalentes en millones de dólares)	579,4	559,7
6) Extensión total de la red (miles de kilometros)	24,8	24,5
7) Operaciones realizadas desde la toma de posesión		
Nuevas cañerías (kilómetros)	9 575	9 299
Renovación de cañerías (kilómetros)	539	529
8) Capacidad promedio de transporte contratada en firme (millones de m³/día)	14,9	14,9
9) Participación en el volumen de entrega de gas en la Argentina (%) (1)		
Total ventas de gas	12,2	11,1
Mercado residencial-comercial	15,9	16,0
10) Personal	502	491

(1) Información elaborada sobre la base de datos operativos de las Licenciatarias de gas suministrados por el ENARGAS a noviembre de 2015 (año móvil-datos provisorios)

II.1.4. Principales hitos del Ejercicio 2015

Merecen destacarse en el ejercicio 2015 los siguientes aspectos, que se explican con más detalle en los capítulos respectivos

- El dictado de la Resolución SE Nº 263/2015, mediante la cual la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del servicio de distribución de gas natural a cargo del Estado Nacional, que para el corriente año, exclusivamente, supone un alivio financiero para la Sociedad
- La Sociedad cerró acuerdos de renegociación por el 100% de la deuda que registraba con productores de gas al 31 de diciembre de 2014, pactando su pago en 36 cuotas de acuerdo a lo proyectado por la Autoridad Regulatoria en los fundamentos de la resolución citada precedentemente
- Haber gestionado exitosamente las restricciones impuestas por el mercado financiero a partir de la difícil situación general de las empresas de servicios públicos provocada por la demora en la adecuación de las tarifas, todo ello en contraste con un escenario general de incremento de costos
- El compromiso y dedicación que en todo momento brindó el personal de la Sociedad necesarios para ofrecer un servicio de calidad a los clientes
- Se continúo con el desarrollo del Plan "Compromiso con la Seguridad y Salud" con el objetivo de seguir potenciando el compromiso individual con la seguridad y brindando herramientas de concientización tanto a empleados como a proveedores
- Óptimo funcionamiento de la Planta de Peak Shaving que operó como reserva estratégica, contribuyendo a soportar momentos críticos, tanto de la demanda propia como la del sistema en general
- La continuidad del modelo estratégico desarrollado por la Compañía para la gasificación de barrios de menores recursos y en conjunto con la Fundación Pro-Vivienda Social, a través de la cual durante el presente ejercicio se avanzó en el diseño y gestión comercial del tendido de 62 mil metros de red necesarios para gasificar la zona comprendida por el Fideicomiso Barrios Unión y Futuro, en el partido de Moreno, que beneficiaran a unas 4 100 familias
- Durante el mes de septiembre se incorporó el cliente 1 600 000
- Se dio continuidad al desarrollo de planes de acción en las comunidades de bajos recursos, para conocer las necesidades del barrio, para educar sobre el uso responsable y la seguridad, así como para fomentar la cultura de pago
- Los distintos Programas de Responsabilidad Corporativa que recibieron numerosos reconocimientos de diversos y prestigiosos organismos y cámaras empresariales

Estos logros muestran el constante compromiso adoptado por Gas Natural BAN, S A con sus diferentes grupos de interés, en especial clientes y comunidad, que viene gestando desde el inicio de la operación del negocio, aún bajo la compleja situación económica y financiera que la Sociedad ha debido sortear en los últimos años

II.2. Descripción de las operaciones

La temperatura media del año 2015 fue similar a la del año anterior No obstante, el registro medio acumulado en grados día$_{(1)}$ (Base 18°C) fue de 676,3 levemente inferior al alcanzado en el año 2014 (690,6) El período invernal 2015 fue el más benigno de los 16 últimos años y se acumularon 577,69 grados día en tanto que en el invierno del año anterior se había acumulado 608,9 grados día, que fueron compensados parcialmente por las menores temperaturas de septiembre y octubre respecto al año 2014

El día 23 de junio, con una temperatura media de 6,3°C (con 1,2°C de mínima) sin aporte de la Planta Peak Shaving y con restricción parcial de consumo a los clientes Grandes Usuarios Interrumpibles y Firmes, resultó el día de mayor emisión de gas con un volumen de 19,96 millones de m^3, que presenta una disminución de 0,29% respecto a los 20,01 millones de m^3 del 1° de julio de 2014

ES COPIA FIEL

Las pautas de operación para el invierno 2015 fueron similares a las mantenidas desde el año 2007, operando el sistema bajo un esquema centralizado de despacho Se establecieron nuevamente restricciones de consumo según el ordenamiento indicado por las autoridades, el que fue aplicado en las ocasiones que existían faltantes de gas, o bien cuando el sistema de transporte verificaba excesos en su demanda, no obstante disponer de la suficiente inyección de gas

La Planta de Peak Shaving (planta de almacenamiento criogénico de gas) operó como reserva estratégica para Gas Natural BAN, S A , contribuyendo a soportar la demanda de gas de su área de operación y también del sistema en general en momentos críticos Prueba de ello es que este año se alcanzó la máxima inyección de gas a la red el día 23 de septiembre con una temperatura media de ese día de 14,2 °C y con una demanda propia de 14,985 MMm^3 La inyección a la red fue de 2,26 MMm^3 y en el total del ejercicio se vaporizaron 8,43 MMm^3, reservando su capacidad para cubrir los picos de la demanda

La vigencia conjunta de la Resolución SE N°172/11 mediante la cual se extienden *temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución N°599/07* y de la Resolución ENARGAS N° I 1410/2010 y el mecanismo instrumentado por el ENARGAS denominado "Proveedor de Última Instancia" ("PUI"), no permite registrar faltantes para abastecer a la demanda prioritaria de Gas Natural BAN, S A (clientes residenciales, comerciales, pequeñas industrias y subdistribuidoras)

A su vez, y producto de lo derivado de la aplicación del Plan Gas I y del Plan Gas II, se monitorean permanentemente los volúmenes de gas destinados a demanda prioritaria de los productores adheridos a los mismos En este sentido se estableció que las entregas para este segmento de consumo no podían ser superiores a las del año 2012 más un porcentaje de incremento, por lo cual todo volumen que se sitúa por encima, es suplido por ENARSA Dada la característica climatológica del invierno 2015, han disminuido los volúmenes entregados por ENARSA a la Sociedad

Por otra parte, los faltantes registrados en el resto de los mercados, que no son abastecidos por las Distribuidoras a partir del proceso de "unbundling", derivado de la Resolución SE N°752/2005 (Grandes Usuarios Industriales, clientes SGP3, clientes SG G, clientes GNC) por el cual deben comprar directamente a productores o comercializadores, y que generaron desbalances administrativos en los sistemas de transporte, fueron cubiertos mediante el mecanismo del PUI A través del mismo, aquellos productores, incluido ENARSA, que dispusieran de gas acumulado a su favor en el sistema, pueden regularizar esos faltantes vendiendo ese gas mediante transferencias

En este sentido, y con el objeto de generar señales de precio que gradualmente conlleven al ordenamiento de la industria en general y con la entrada en vigencia del Plan Gas I y Plan Gas II, las autoridades fijaron como precio, para los volúmenes entregados bajo el mecanismo del PUI para el segmento industrial siendo el proveedor ENARSA o un productor adherido al Plan, un valor de 7,50 U$S/MMBTU

Con el mismo criterio, también para el segmento industrial se diferenció el precio de los volúmenes entregados bajo el mecanismo de "Gas de Última Instancia" ("GUI") -cobertura de volúmenes no autorizados a consumir- Como en otros años, también para 2015 se fijó un precio igual al promedio ponderado pagado por ENARSA para la importación de gas natural El gas bajo el mecanismo de GUI solo es facturado por ENARSA y el valor determinado fue de 12,79 U$S/MMBTU

Desde el punto de vista del transporte de gas, Gas Natural BAN, S A afrontó la demanda de sus clientes con i) su transporte firme contratado, ii) el funcionamiento de la planta de Peak Shaving, iii) las compras de transporte interrumpible, y iv) la adquisición de volúmenes de excedentes de transporte a otros cargadores del sistema, merced a las restricciones de ciertas demandas puntuales, mencionadas en el tercer párrafo

Si bien en líneas generales y con diferente afectación de servicios, se efectuaron restricciones

con modalidad similar a la de años anteriores y bajo el marco de operación centralizada descripto anteriormente, las características térmicas particulares del invierno hicieron que fueran menores En este sentido se hizo uso de las cláusulas contractuales pactadas con los Grandes Usuarios Firmes, efectivizándose 53 días de "ventana" frente a los 62 días del año anterior y en cuanto a los servicios interrumpibles, se registraron 64 días de restricción en el suministro, frente a los 93 días del año anterior

Respecto al servicio de distribución a sus clientes, y como ha sucedido desde el inicio de sus operaciones, Gas Natural BAN, S A lo brindó sin inconvenientes sustentado en la utilización de las inversiones en infraestructura técnica realizadas desde el comienzo de la explotación de la licencia de distribución

(1) Diferencias entre los 18° C y la temperatura media diaria cuando la misma es inferior a los 18° C Cuanto mas frio haga, mayores grados dia se computan

II.2.1. Compras y transporte de gas

II.2.1.a) Compras de gas

Durante el ejercicio 2015 las compras totales de gas natural ascendieron a 2 298 millones de m^3, un 1% superior a las compras del ejercicio 2014, consecuencia de las similares entregas de gas a los mercados residencial y comercial

Desde agosto de 2007 la Secretaría de Energía, mediante un acuerdo con los productores diversificó el abastecimiento de gas para Gas Natural BAN, S A en alrededor de 20 proveedores, de los cuales YPF S A abastece aproximadamente el 50% de las compras, en tanto que ENARSA es el segundo proveedor de gas de la Sociedad Dado el carácter prioritario de la demanda, sobre la cual se tiene la obligación de provisión (básicamente residencial) y cuyo abastecimiento es garantizado por toda la normativa existente, hasta tanto éste se encuentre normalizado en precios y volumen, las distribuidoras no poseen otra herramienta que la sistemática citada (Resolución SE N°599/07, Resolución ENARGAS N° I 1410/2010 y Resolución SE N° 172/2011) para solicitar los volúmenes adicionales necesarios para cubrir los faltantes

II.2.1.b) Transporte de gas

Tal lo informado en ejercicios anteriores, durante el mes de noviembre de 2005 Gas Natural BAN, S A se presentó a los Concursos Abiertos N° 2 y N° 1 convocados por Transportadora de Gas del Sur ("TGS") y Transportadora de Gas del Norte ("TGN") respectivamente, a instancias de la Secretaría de Energía, para la ampliación de su capacidad de transporte, habiendo requerido una capacidad incremental total de transporte de 2,2 millones de m^3/día La Autoridad Regulatoria validó la presentación de Gas Natural BAN, S A mediante la Resolución N°3520/2006, y aún se está a la espera de la adjudicación definitiva Las obras de ampliación prosiguieron fundamentalmente en el área de TGS, no obstante lo cual, no se produjeron adjudicaciones formales de las capacidades

Producto de las pautas contractuales, en mayo de 2015 se materializó el vencimiento del contrato derivado del Concurso Abierto de Capacidad Remanente de TGN N° N°01/2013

Así, la capacidad de transporte firme que la Sociedad tiene contratada a partir del mes de mayo de 2015 asciende a 14,861 millones de m^3/día, producto de la disminución mencionada precedentemente y de la falta de otorgamiento de la capacidad incremental descripta

II.2.2. Actividad comercial

En el ejercicio 2015 se potenció el uso de diversas estrategias comerciales para alcanzar la incorporación de nuevos clientes, en el marco de la coyuntura general del sector, atendiendo a la vez a la mejora y actualización de los procesos internos y externos de la gestión comercial

ES COPIA FIEL

Se continuó fortaleciendo la relación con organismos nacionales, provinciales y los municipios, a fin de crear ámbitos de diálogo permanente para el crecimiento de la red y de la actividad en su conjunto Pese al contexto económico desfavorable en el sector inmobiliario y de la construcción, se lograron acuerdos de gasificación con varios desarrolladores y organismos públicos con el objetivo de mantener el crecimiento de redes y clientes en el largo plazo y anticipar la detección de los proyectos inmobiliarios futuros

Con el objetivo de fidelizar y generar nuevos canales de comercialización, se desarrolló una política de capacitacion a gasistas recientemente matriculados Los temas abordados alcanzaron aspectos comerciales, operativos, administrativos e impositivos, realizándose 6 reuniones con la participación de más de 100 asistentes Asimismo, se han incorporado más de 50 nuevos matriculados a la campaña de financiación de instalaciones internas para nuevos clientes

Continuando con la política de gasificación de barrios de menores recursos, se avanzó junto con Fundación Pro Vivienda Social en el diseño y gestión Comercial / Operativa del tendido de 61 mil metros de red necesarios para gasificar la zona comprendida por el Fideicomiso Barrios Unión y Futuro (BUyF) en Moreno Los barrios incluidos son 25 de Mayo, Altos de Moreno, Lomas de Moreno, Altos de la Torre y La Perla, sumando un total de 4 100 familias beneficiadas En diciembre comenzó la ejecución de la primera etapa de la obra, con un tramo de la red troncal de media presión

Con respecto a la gasificación de las viviendas del Plan Federal en el barrio Padre Mujica-Arlt de la localidad de Virrey del Pino (La Matanza), en 2015 se avanzó con la captación del 39% de los clientes del barrio Roberto Arlt, llegando a 220 viviendas gasificadas sobre un total de 571 (el resto son viviendas aún en construcción) El barrio Padre Mujica se encuentra gasificado desde 2014

En Malvinas Argentinas, en el marco del proyecto plurianual de gran magnitud desarrollado por el municipio, se concluyó la gasificación del barrio Parque Alvear, por un total de 50 000 metros adicionales y un potencial de 3 000 clientes De esta manera, el área más poblada del partido de Malvinas Argentinas ha quedado gasificada

En el partido de La Matanza se continuó acompañando al Municipio en la generación, desarrollo y supervisión técnica y comercial de un proyecto general para gasificar un grupo de barrios, con financiación directa del Estado Nacional En la primera etapa, se ejecutaron las obras en los barrios El Tambo, con un potencial de 1 300 viviendas y un tendido de 13 000 metros de red, y Esperanza, con un potencial de 1 000 viviendas y un tendido de 18 000 metros de red En etapas posteriores se prevé completar el proyecto con el tendido con 100 000 metros de red adicionales en otros cuatro barrios del distrito (22 de Enero, Lasalle, Oro Verde, entre otros), con un potencial de 5 500 viviendas

Por otra parte, y como fruto de la política de permanente interacción con los municipios, autoridades provinciales y desarrolladores inmobiliarios y de redes, se han alcanzado acuerdos para impulsar varios proyectos, destacando los más importantes

- Gasificación del barrio Los Ceibos (La Matanza), se concluyó la gasificación del barrio, alcanzando a 300 viviendas
- Gasificación de 2 barrios en San Antonio de Areco, con un potencial de 150 viviendas, según acuerdos con el Municipio y el Estado Nacional, ya concluidos Se continúa la tramitación para la gasificación de otros barrios con un potencial de 500 viviendas
- Gasificación del barrio La Reja Grande (Moreno), con un potencial de 1 300 viviendas, continuando su desarrollo
- Gasificación del barrio Lomas de Mariló (Moreno), con un potencial de 1 500 viviendas, sobre obra de infraestructura ejecutada a través de FOCEGAS y según acuerdo con desarrolladores, continuando su desarrollo
- Gasificación de barrios en Mercedes, con un potencial de 350 viviendas, sobre obras de media presión ejecutadas a través de FOCEGAS, ya concluidas

En lo que respecta al proyecto nacional Pro Cre Ar (Programa Crédito Argentino), se han consolidado las relaciones con las empresas constructoras intervinientes en el programa y con el Banco Hipotecario (administrador del Fondo del programa), el cual ha permitido a la Sociedad posicionarse como actor de consulta para los auditores de obras de dicho Banco, asegurando así la gasificación de todos los desarrollos urbanísticos en la zona de concesión En forma paralela se ha logrado coordinar con todas las constructoras intervinientes en el programa diversas gestiones, optimizando todos los procesos de gasificación, destacándose los siguientes barrios que incluyen viviendas en construcción con diferentes grados de avance, o casos de la modalidad lotes con servicio

- Rincón de Milberg (Tigre) de 442 viviendas, con tendido de red concluido
- Ciudad Evita (La Matanza) de 288 viviendas concluyendo la primera etapa del tendido de red y llegando a 40 clientes habilitados
- Ituzaingó, de 600 viviendas
- Merlo, de 402 viviendas
- San Martín, de 488 viviendas
- González Catán (La Matanza), de 2 182 viviendas
- Luján, de 112 lotes Modalidad lote con servicios
- Carmen de Areco, de 27 lotes Modalidad lote con servicios
- Hurlingham, de 301 lotes Modalidad lote con servicios
- Campana, de 150 lotes Modalidad lote con servicios

Con el objetivo permanente de facilitar el acceso al servicio, la Sociedad renovó los acuerdos con entidades financieras logrando la continuidad en la implementación de herramientas de financiación para instalaciones internas a tasa y plazos preferenciales, con inclusión de las cuotas en la factura de gas Durante el ejercicio 2015 se otorgaron 1 700 préstamos por aproximadamente $15,5 millones Esta herramienta se impulsa a través de la red de matriculados de Gas Natural BAN, S A , incorporando este año más de 50 nuevos matriculados a la campaña, así como en los proyectos de gasificación específicos mencionados anteriormente, de acuerdo a las características de cada uno, apoyado por campañas de marketing específicas

Se potenciaron las acciones comerciales, tanto en campo mediante acciones promocionales específicas, como por medio de pautas publicitarias permanentes en redes sociales y buscadores de internet, a fin de promover las ventajas del gas natural, la gasificación de zonas que no cuentan con el suministro y la financiación de instalaciones internas Específicamente, se profundizó el uso de redes sociales para la captación de clientes, facilitándole a los mismos el acceso al servicio, generándose 7 000 contactos en Facebook, con una tasa de conversión del 10,5%

Se lanzó hacia fin de año la campaña "Factura digital", principalmente por mailing y redes sociales, ofreciéndoles a los clientes la posibilidad de recibir una copia de su factura de gas en su casilla de correo electrónico (factura digital) La campaña busca disminuir el uso del papel impreso, así como el impacto medioambiental de su distribución, en línea con la política de sustentabilidad que desarrolla la Sociedad Al cierre del ejercicio se han adherido a este servicio aproximadamente 12 000 clientes

En el marco de las actividades desarrolladas en el área industrial, durante el año 2015 se han incorporado 15 nuevos clientes industriales con un potencial de ventas adicionales por aproximadamente 6,6 millones de m^3 al año, principalmente provenientes del rubro alimenticio, metalúrgico y frigorífico, dentro de un contexto económico de estancamiento industrial

En el mercado de GNC se realizaron unas 150 000 conversiones vehiculares en 2015esperando que continúe esta tendencia en 2016, apalancada por el diferencial de precios con los combustibles líquidos Esto permitió un incremento de las ventas por encima de las de 2014, tanto en la zona de distribución de Gas Natural BAN, como en el resto del país

Dentro del ámbito de la Cámara Argentina de GNC se continuó con la participación en los distintos proyectos que desarrolla la entidad, enfocándose en el desarrollo del mercado de transporte de cargas y de pasajeros, sin descuidar el apoyo al incremento del mercado

ES COPIA FIEL

tradicional La conversión de este mercado, que utiliza principalmente el gas-oil, es el gran desafío para los próximos años En tal sentido, durante 2016 se profundizaran las relaciones con las nuevas autoridades gubernamentales, que deben ser parte fundamental de la promoción del GNC en este mercado

Asimismo, se ha acompañado el trabajo de empresas líderes del rubro en la búsqueda y desarrollo de motores y vehículos dedicados a GNC para el mercado de carga y de transporte de pasajeros, con avances tecnológicos que permiten el inicio del uso del GNC para los mismos, esperando un mayor desarrollo de estas tecnologías en los próximos años, apalancadas en los beneficios ecológicos y económicos que ello implica

Como producto del sostenimiento de las acciones comerciales realizadas por la Sociedad, durante el mes de septiembre de 2015 se ha incorporado el cliente N°1 600 000, lo cual refleja el continuo compromiso de Gas Natural BAN, S A con el crecimiento del gas natural por redes en su área de distribución

Al cierre del 2015 el total de clientes de la Sociedad era de 1 612 089, con un incremento neto de 25 828 con respecto al ejercicio anterior

Los cuadros que se exponen a continuación muestran la evolución de los volúmenes vendidos y del número de clientes por mercado

Volúmenes vendidos por mercados	En millones de m³		Variación en	
	31 12 15	31 12 14	millones de m³	porcentaje
Residencial	1 610,9	1 601,3	9,6	0,6%
Comercial	236,7	232,1	4,6	2,0%
Industrial (PyMEs)	117,8	104,2	13,6	13,1%
Subdistribuidoras	15,0	13,1	1,9	14,5%
Total volumen de gas vendido	**1 980,4**	**1 950,7**	**29,7**	**1,5%**
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	944,4	918,7	25,7	2,8%
Gas Natural Comprimido (GNC)	585,6	536,6	49,0	9,1%
Otros Servicios de transporte y/o distribucion	2 745,9	3 145,7	(399,8)	-12,7%
Total servicios de transporte y/o distribución vendidos	**4 275,9**	**4 601,0**	**(325,1)**	**-7,1%**
Volúmenes totales vendidos	**6 256,3**	**6 551,7**	**(295,4)**	**-4,5%**

Clientes por mercado	Número de clientes		Variación en	
	31 12 15	31 12 14	Número de clientes	porcentaje
Ventas de gas				
Residencial	1 557 904	1 532 055	25 849	1,7%
Comercial	52 476	52 497	-21	0,0%
Industrial (PyMEs)	723	726	(3)	-0,4%
Subdistribuidoras	4	4	-	-
Subtotal	**1 611 107**	**1 585 282**	**25 825**	**1,6%**
Servicios de transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	575	574	1	0,2%
Gas Natural Comprimido (GNC)	400	398	2	0,5%
Otros Servicios de transporte y/o distribucion	7	7	-	-
Subtotal	**982**	**979**	**3**	**0,3%**
Total de clientes	**1 612 089**	**1 586 261**	**25 828**	**1,6%**

Análisis de los volúmenes de gas vendidos por mercados

II.2.2.a) Mercado residencial

El volumen de gas vendido estuvo en línea con el año anterior debido a las similares temperaturas medias respecto al año anterior

Durante 2015 se logró un incremento neto de 25 849 clientes residenciales, debido a la continuidad de las campañas comerciales, así como la puesta a disposición de mecanismos de facilidades de pago, en un contexto de estancamiento económico

Al cierre del ejercicio 2015, los clientes residenciales de la Sociedad totalizaban 1 557 904, siendo el índice de gasificación del 83,10% sobre el total de viviendas reportadas en su área de distribución, de acuerdo al censo oficial del INDEC realizado en el año 2010

II.2.2.b) Mercado comercial

El volumen de entregas resultó superior en un 2% respecto del año anterior, con similar comportamiento al mercado residencial En cantidad de clientes se produjo una reducción neta de 21, cerrando el año con 52 476 clientes

II.2.2.c) Mercado industrial (PyMEs)

El volumen de gas vendido se encuentra un 13,1% por encima del año anterior, consecuencia de la actividad económica en este segmento Por su parte, al cierre de 2015 el total de clientes industriales de servicio completo cerró en 723 clientes, tres clientes por debajo del año anterior

Análisis de los volúmenes de servicio de transporte y/o distribución vendidos por mercado

II.2.2.d) Mercado industrial (PyMEs y Grandes Usuarios)

En el año 2015, el segmento de clientes industriales tuvo un ascenso del 2,8% en los volúmenes distribuidos respecto del ejercicio anterior, como consecuencia de los menores cortes por las mayores temperaturas medias del invierno La cantidad total de clientes , alcanzanó a 575, 1 cliente más que en 2014

II.2.2.e) Mercado de GNC

En el mercado de GNC se produjo un aumento en los volúmenes distribuidos del 9,1% fundamentalmente, por las conversiones registradas en 2015, dado los mejores precios relativos respecto de la nafta y el gasoil Al cierre del ejercicio el total de clientes de GNC asciende a 400 clientes

II.2.2.f) Otros servicios de transporte y/o distribución

Se registró una disminución del 12,7% en el volumen de ventas respecto del ejercicio anterior, debido, principalmente, a la menor demanda de una empresa siderúrgica que abastece el mercado petrolero, dada la situación que está transitando dicho mercado

II.2.3. Inversiones

Durante el ejercicio 2014 la Sociedad invirtió $255,2 millones que fueron destinados principalmente al mantenimiento, renovación y adecuación de las instalaciones del sistema de distribución y al crecimiento comercial Estas inversiones fueron necesarias para mantener la confiabilidad y seguridad del sistema de distribución y contribuir a la expansión del mismo

Desde el inicio de sus operaciones la Sociedad registra inversiones por un monto acumulado de US$579,4 millones de dólares, que le han permitido cumplir en estos 23 años de gestión,

ES COPIA FIEL

además de las inversiones obligatorias, con aquellas relacionadas con la seguridad y la expansión del sistema, de acuerdo a los lineamientos impuestos por la Licencia y las autoridades regulatorias, como a las necesarias para dar satisfacción a los requerimientos de los clientes Desde el 6 de enero de 2002, fecha de la sanción de la Ley N°25 561, a pesar de la demora en la recomposición tarifaria, la inversión acumulada alcanzó los $1 001,8 millones (aproximadamente US$210,7 millones) permitiéndole a la Sociedad hacer frente a la mayor demanda de servicios y demostrando su vocación inversora y de acompañamiento al proceso de desarrollo y crecimiento de la economía en su conjunto

II.2.4. Proyectos informáticos

Tal como viene ocurriendo anualmente, la estructura informática de la Sociedad continuó dando respuesta a la demanda de cambios de origen regulatorio

Se continuó consolidando los cambios en los sistemas técnicos y comerciales que se encuentran en permanente evolución en función de la mejora de los procesos y la demanda del mercado En este contexto se han introducido mejoras relevantes en varios módulos de los sistemas para extraer y analizar información para la toma de decisiones

Adicionalmente, se lanzó una nueva Oficina Virtual sumando más servicios e incorporando la factura en formato electrónico En el portal de matriculados se mejoraron e incrementaron las prestaciones En tanto que se implantaron una nueva plataforma de call center y una versión actualizada del sistema de Despacho de gas de manera de hacerlos más eficientes y adecuarlos a las necesidades actuales de la actividad

En línea con las políticas medio ambientales de la Sociedad, por segundo año consecutivo, se continúo con el proyecto de reducción de los volúmenes de impresión, disminuyendo los consumos de energía, papel e insumos y por ende los elementos de contaminación asociados

II.2.5. Recursos humanos

II.2.5.a) Evolución anual de la plantilla

Al 31 de diciembre de 2015 la Sociedad contaba con 502 empleados 28 ejecutivos, 41 mandos intermedios, 218 técnicos, 95 administrativos y 120 operarios

II.2.5.b) Desarrollo de los recursos humanos

Durante el presente ejercicio se desarrollaron diversos programas de formación, destacando

Programa SAVIA: Es un programa de formación iniciado en 2014, cuyo objetivo es aumentar las capacidades de las jefaturas o responsables de equipos En este segundo año de desarrollo, participaron de la actividad 73 mandos medios

Programa Compromiso con la Seguridad y Salud: Este programa, que inició en 2013, busca potenciar el compromiso individual y colectivo con la seguridad y la salud Se implementaron sesiones a cargo de formadores internos así como virtuales, de las que participaron 608 personas, representando 1044 horas de capacitación Las actividades fueron Liderazgo en Seguridad, Charla de Compromiso con Seguridad y Salud, Herramientas Prosafety, Control Previo, Investigación de accidentes e incidentes y Observaciones Preventivas de seguridad

Prevención: Se impartieron cursos de actualización para Brigadistas y se realizaron simulacros de evacuación de edificios También se desarrollaron capacitaciones en Prevención y Seguridad para Inspectores de Obras y Trabajos en Espacios Confinados

Medio ambiente y aseguramiento de la calidad: Se dictaron charlas informativas sobre "Manejo de residuos en el ámbito de oficinas", participando 108 personas, a lo largo de 4 sesiones

Itinerario Gestores de Obra: Esta formación se desarrolló para nuevos inspectores de obra, participando 28 personas, y contó con 17 módulos entre actividades presenciales y on line

Nuevas implicancias impositivas en el proceso de pago y proveedores: Se desarrollaron dos sesiones para detallar la temática La formación fue dictada por instructores internos, referentes de las áreas involucradas, y contó con la participación de 30 asistentes del área de Controller y Comercial

A continuación se expone un resumen de las acciones de formación efectuadas por la Sociedad durante el año 2015

Cursos	218
Participantes	4 541
Horas hombre	20 729
Participaciones por persona	4,56

II.2.5.c) Relaciones laborales

Se concretó la firma del acuerdo salarial anual con ambas asociaciones sindicales, Sindicato de los Trabajadores de la Industria del Gas ("STIGAS") y Asociación del Personal Jerárquico ("APJ")

II.2.5.d) Programa de Calidad de Vida

El Servicio de Medicina de la Sociedad continuó durante 2015 con el cumplimiento del Programa de Calidad de Vida, el cual, tiene como input fundamental, los exámenes médicos periódicos que permiten planificar acciones correctivas y preventivas Ha participado en forma activa y voluntaria un 62 % de los empleados de la Sociedad

El programa se desarrolló a través de varias campañas, entre las cuales se destacan Prevención de enfermedades Cardiovasculares e Hipertensión Arterial, Obesidad, Prevención de osteoporosis y Prevención de la vista

Como hecho destacable dentro del programa de Calidad de Vida, se logró la certificación de la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR) del sistema de gestión de empresa saludable

II.2.5.e) Re-Certificación de Empresa Familiarmente Responsables

En octubre de 2015, se llevó a cabo la auditoría externa para la re-certificación de Empresa Familiarmente Responsable, obtenida en el año 2013

En el marco de la certificación como Empresa Familiarmente Responsable, Gas Natural BAN, S A aplicó a la Encuesta Merco Talento, la cual mide las empresas que mejor atraen y retienen el talento personal De acuerdo a la comunicación y publicación oficial realizada respecto a los resultados obtenidos en la misma, la Sociedad obtuvo el lugar número 43 dentro del Ranking de las 100 empresas con mayor capacidad de retener y atraer talento, siendo la primera empresa de servicios públicos del ranking

II.2.5.f) Certificación de Accesibilidad de la Fundación ALPI

Durante 2015 se trabajó junto a ALPI, organización que tiene como vocación rehabilitar y luchar contra las lesiones provocadas por enfermedades congénitas, problemas neurológicos,

ES COPIA FIEL

accidentes de tránsito y el consumo de drogas En el marco de su trabajo en pos de la inclusión, ALPI lanzó su campaña "cambia verguenza por orgullo" con el fin de concientizar tanto a las empresas como a la sociedad misma sobre la falta de lugares accesibles en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires La forma de materializar esta campaña es a través de un servicio de relevamiento de accesibilidad que ofrece esta organización a aquellas empresas que en forma voluntaria quieran tener el Certificado de Accesibilidad como parte de estrategia de sustentabilidad corporativa

En términos generales, la certificación consiste en una evaluación práctica a cargo de un equipo de evaluadores y posteriormente, como resultado, se genera un informe que habilita a otorgar la certificación de accesibilidad, con una validez de cinco años y la cual es aplicable para personas con discapacidad motriz permanente o temporaria

Este año Gas Natural BAN, S A realizó el relevamiento de su edificio de Isabel la Católica, obteniendo como resultado un 92,30 % de cumplimiento, resultado que posibilitó obtener la certificación de edificio accesible Para el próximo año, se espera continuar avanzando en esta materia y certificar otras dependencias de la Sociedad reforzando el compromiso de la integración de personas con discapacidad

II.2.5.g) Remuneración del Directorio y los cuadros ejecutivos

La remuneración del Directorio es fijada por la Asamblea de Accionistas, según se establece en el estatuto de Gas Natural BAN, S A En los niveles ejecutivos, la misma consiste en una parte fija y otra variable ligada a la consecución de los objetivos establecidos anualmente, junto con una política retributiva que se maneja teniendo en cuenta pautas específicas aplicables a este segmento salarial

II.2.6. Gestión de Calidad y Mejora de Procesos

Gas Natural BAN, S A continúa impulsando, dentro del Plan de Mejora de Eficiencia ("PME"), una serie de iniciativas de optimización de procesos de recursos, lo cual confirma su compromiso de búsqueda de la excelencia Para ello se ha trabajado en diferentes áreas de la empresa en el desarrollo y puesta en marcha de proyectos de eficiencia que han redundado en una disminución efectiva de gastos

En 2015 se logró la certificación de AENOR del Sistema de Gestión Integrado bajo las normas ISO 9000, ISO 14000 y OSHAS

En el marco del programa "Valor para proveedores" a través de la Universidad Extendida, se dictaron formaciones orientadas a mejorar la calidad de los productos y servicios "Nuevos medios, nuevos líderes, nuevo mundo", "Claves para potenciar la empresa con Marketing Digital", "Taller de liderazgo, documentación obras por terceros y seguridad en obra"

En el área de "Calidad de Proveedores" se continuó con el proceso de acreditación de proveedores/contratistas/productos alcanzando el máximo cumplimiento en los objetivos de homologación de materiales/empresas, según los niveles de importancia y criticidad definidos para el negocio como homologables

Se concretó la externalización logística del inventario contratando a un operador de reconocido prestigio en el mercado de atención multicliente El proyecto aporta una modernización de la gestión, la inclusión del manejo de código de barras en los materiales inventariados, con frecuentes y exhaustivos controles de stock, orden y clasificación de todos los materiales, estandarización y flexibilización de los procesos, con una importante reducción de costos operativos asociados a la gestión de almacenes

Al igual que en años anteriores, dentro de las gestiones de Aseguramiento y Control de Calidad en los procesos claves del negocio, se obtuvo un resultado satisfactorio en la auditoría de mantenimiento de los Laboratorios de Calibración de la Sociedad, según la norma ISO 17025

II.2.7. Política Medio Ambiental y principales indicadores

La Sociedad desarrolla sus actividades prestando una especial atención a la protección del entorno y al uso eficiente de los recursos naturales que necesita para satisfacer la demanda energética En el respeto al medio ambiente actúa más allá del cumplimiento de los requisitos legales y otros requisitos ambientales que voluntariamente adopta, involucrando a los proveedores y fomentando en los grupos de interés el uso responsable de la energía

Principales políticas

- Contribuir al desarrollo sostenible mediante la eco-eficiencia, el uso racional de los recursos naturales y energéticos, la minimización del impacto ambiental, el fomento de la innovación y el uso de las mejores tecnologías y procesos disponibles

- Contribuir a la mitigación del cambio climático a través de energías bajas en carbono y renovables, la promoción del ahorro y la eficiencia energética, la aplicación de nuevas tecnologías y la captura del carbono

- Integrar criterios ambientales en los procesos de negocio, en los nuevos proyectos, actividades, productos y servicios, así como en la selección y evaluación de proveedores

- Minimizar los efectos adversos sobre los ecosistemas y fomentar la conservación de la biodiversidad

- Garantizar la prevención de la contaminación y la mejora continua mediante la optimización de la gestión ambiental, la minimización de los riesgos ambientales y la participación activa de los empleados

Los cuadros que se exponen a continuación muestran los principales indicadores de la política Medio Ambiental

Emisiones de Co2 (Kg)	2015	2014
Fuentes móviles (Kg)		
- Vehículos a gasolina	182 546	147 983
- Vehículos diesel	244 717	186 781
- Vehículos GNC	170 689	89 135
Total	**597 952**	**423 899**
Fuentes fijas (Kg)		
- Calderas climatización	48 985	117 481
- Motores	8 401 281	10 068 997
Total	**8 450.266**	**10.186 478**
Emisiones indirectas por consumo de energía (Kg)		
- Centros de trabajo	871 979	1 315 166
- Proceso	1 847 172	2 625 050
Total	**2 719.151**	**3 940.216**
Total de emisiones de CO2 (Kg)	**11.767.369**	**14.550 593**

ES COPIA FIEL

Consumo de energía	2015	2014
Consumo de energía eléctrica (GJ)		
- Centros de trabajo	8 461	8 850
- Proceso	17 924	17 664
Consumo de gas natural (GJ)		
- Centros de trabajo	972	2 086
- Proceso	166 695	179 483
Otros indicadores de consumo energético (GJ)		
- GNC consumido en flota propia	3 387	1 589
- Gasolina consumida en flota propia	2 741	2 375
- Diesel consumido en flota propia	3 444	2 521

Consumo de agua	2015	2014
Agua sanitaria - Red abastecimiento y pozos (m3)	21 847	20 135
Agua de proceso utilizada - Pozo (m3)	27 470	31 320
Agua de proceso utilizada - Red de abastecimiento (m3)	27	-
Gestion de agua de proceso		
- Agua de proceso devuelta al medio	27 497	31 320

Materiales utilizados	2015	2014
Odorizantes(TBM+MES) (Kg)	67 687	66 165
Lubricantes (litros)	4 264	8 162
Nitrógeno (Kg)	239 999	187 609
Carbón calcinado (Kg)	60 000	59 020
Pilas y baterías (Kg)	392	335
Consumo de papel (Kg)	21 088	18 116
Toner y cartuchos de tinta (kg)	15 028	13 601

Residuos	2015	2014
En proceso		
- Generación de residuos peligrosos (Kg)	51 716	13 507
- Generacion de residuos no peligrosos (Kg)	210 000	69 860
Centros de trabajo		
- Generación de residuos peligrosos (Kg)	895	2 532
- Generación de residuos no peligrosos (Kg)	27 633	24 428

El aumento en indicadores tales como nitrógeno, se debió a problemas detectados en las instalaciones operativas que ocasionaban pérdidas de este gas, las cuales ya fueron reparadas Por otra parte, el aumento de los residuos no peligrosos, consumo de papel y tóner, fue producto de la venta del inmueble donde estaban los almacenes que ocasionó un incremento de estos elementos En tanto que el aumento de los residuos peligrosos está asociado a mayores tareas de mantenimiento realizadas en las instalaciones de distribución

En tanto la disminución en la emisión de Co2 se debió fundamentalmente a los menores consumos de gas natural que generó la actividad del proceso operativo (licuación y vaporización) de la planta Peak Shaving debido a menores días de operación

II.2.8. Actividades institucionales y aportes a la comunidad

Gas Natural BAN, S A se define como una empresa socialmente responsable, no solo por ofrecer un servicio público de alta calidad y cumplir con los clientes, proveedores, accionistas y empleados, sino también por brindar un valor agregado que exponga nítidamente su compromiso con la sociedad argentina a través de los programas de Responsabilidad Corporativa que desarrolla junto con Fundación Gas Natural Fenosa en el país En 2015, con el apoyo de entidades públicas, ONGs y otras instituciones, se realizaron iniciativas a favor de la promoción económica, social y ambiental de la comunidad

Gas Natural BAN, S A desarrolla programas para cada uno de sus grupos de interés

- Programas orientados a la comunidad y a los clientes
    - **"Uso Responsable del Gas Natural"** se concibió con la misión de difundir la

cultura de un consumo energético responsable y respetuoso con el medio ambiente La versión para niños del programa se realiza ininterrumpidamente desde el año 1995 y por él ya han pasado más de 184 400 alumnos y 11 166 docentes de alrededor de 1 883 escuelas En la edición 2015 han participado 12 487 alumnos de 41 escuelas públicas y privadas ubicadas en los partidos del área de distribución de la Sociedad A su vez, en el marco del programa "Uso Responsable del Gas Natural" versión para adultos, se dictaron 30 talleres de formación destinados a más de 990 adultos, con el fin de promover un uso responsable -seguro y eficiente- del gas natural e informar sobre los derechos y obligaciones de los consumidores
En la misma línea de concientizar sobre el consumo eficiente y seguro de este recurso no renovable, y de tener un nuevo canal de comunicación con los usuarios, Gas Natural BAN profundizó en 2015 su presencia en las redes sociales contando en la actualidad con 73 499 fans en Facebook, 1 559 seguidores en Twitter y 22 612 reproducciones en nuestro canal de Youtube

- **Campaña de prevención de accidentes por inhalación de monóxido de carbono:** En conjunto con el ENARGAS se brindaron dos talleres a cargo de técnicos de dicho organismo y una médica toxicológica quienes hicieron especial hincapié en cómo prevenir accidentes por inhalación de monóxido de carbono

- **"Ambiente Natural"** consta de campañas de reciclado de papel y de tapitas plásticas El programa de reciclado de tapitas colabora con la Fundación Garrahan, recolectándose 530 kg de este material entre todos los centros de trabajo de la compañía
Con relación a la campaña de reciclado del papel, se recolectaron 8 417 kgs y los fondos obtenidos por esta acción fueron destinados a contribuir en la financiación de la Fundación Baccigalupo, la cual usa el deporte como herramienta de integración para niños, jóvenes y adultos con capacidades diferentes
Por otra parte, en el mes de abril conmemorando el "Día Internacional de la Tierra", se desarrolló una nueva actividad de voluntariado de plantación de árboles, junto a las organizaciones Cascos Verdes y PlantaRSE

- Programas destinados para las familias del personal
  - **"Formación para Liderar"** dirigido a los hijos de los empleados Tiene como objetivo becar a jóvenes universitarios de los últimos años de su carrera, para que realicen un curso de capacitación en la Universidad Corporativa de Gas Natural Fenosa en España En 2015, tres jóvenes argentinos resultaron seleccionados para participar de la tercera edición de este programa
  - **"Vocación Natural"** destinado a los hijos y hermanos de los empleados Tiene como objetivo brindarles orientación vocacional para que puedan definir su futura carrera profesional
  - **"Proyectando tu Futuro"** consiste en brindarles un estímulo económico para los hijos de los colaboradores que se encuentren iniciando sus estudios universitarios o terciarios En la edición 2015, de este programa cinco jóvenes, hijos de empleados resultaron beneficiados con la iniciativa
  - **"Pasantías de Verano"** se trata de prácticas profesionales para hijos de empleados Las pasantías tienen dos meses de duración y cuentan con una compensación estímulo En la convocatoria 2015, se postularon siete jóvenes de los cuales cuatro están en condiciones de realizar la pasantía en los primeros meses de 2016

Se han desarrollado conjuntamente con la Fundación Gas Natural Fenosa los siguientes programas

- **"Programa Primera Exportación"** continuó capacitando a las PyMEs en su actividad exportadora, y a lo largo del año se dictaron 19 seminarios de capacitación Se destacan,

ES COPIA FIEL

entre otras actividades I) "Todos somos DT", disertación que formó parte de la jornada TED (Tecnología, Entretenimiento y Diseño) organizada en la Universidad Argentina de la Empresa, II) En el Municipio de Vicente Lopez se participó de la jornada "10 claves del emprendedor exitoso" III) 9° viaje de Capacitación y Negocios a Barcelona – España, donde se becó a 15 empresarios argentinos
Desde su inicio, el programa alcanzó las 29 268 empresas capacitadas, 24 817 empresas asesoradas, 1 549 que lograron exportar por primera vez, 820 seminarios dictados, 157 empresas becadas y más de 4,1 millones de visitas a la página web

- **"Aula Fundación Gas Natural Fenosa"** estos talleres de formación y capacitación tienen como objetivo brindar a personas de comunidades cercanas, herramientas y habilidades que les permitan superarse impulsando procesos educativos y de formación con énfasis en el desarrollo de capacidades técnicas En 2015 se formaron y capacitaron 100 personas, destacándose que desde que comenzó el programa hasta la actualidad se han alcanzado más de 1 500 beneficiarios

- **"Mi Primera Oportunidad"** en conjunto con la Fundación Pro Vivienda Social se lanzo, por segundo año consecutivo, el programa "Mi Primera Oportunidad", el cual tiene como fin facilitar la inserción laboral y profesionalización de jóvenes, de entre 17 y 25 años, de barrios postergados El proyecto, que se lleva a cabo en el partido de Moreno, provincia de Buenos Aires, alcanzó a 37 jóvenes, quienes tuvieron acceso a una base de capacidades profesionales, formaciones y saberes que les permitirán insertarse en el mundo del trabajo y mejorar sus propios barrios

- **"Jóvenes con Futuro"** Durante 2015 se implementó este programa en conjunto con el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación El mismo, creado en el año 2006 por dicho Ministerio, tiene como objetivo promover la inserción laboral de los jóvenes en empleos de calidad Con esta iniciativa, se busca además propiciar una cultura centrada en la educación y el trabajo y contribuir desde las empresas al desarrollo sustentable de la sociedad Se realizó este Programa en conjunto con la Fundación Pro Vivienda Social, lugar en el cual los jóvenes beneficiarios desarrollaron su práctica laboral *En esta edición, se emplearon a 5 jóvenes del Partido de Moreno quienes trabajaron* durante 4 meses, de septiembre a diciembre de 2015, cumpliendo con una jornada de trabajo de 5 días hábiles, 6 horas diarias

- **"Programa Emprendedores Sociales"** durante 2015 se acompañaron 6 proyectos sociales, los cuales significaron un impacto directo en las comunidades cercanas Como complemento del aporte económico otorgado a estas organizaciones, durante el año se realizaron dos encuentros de capacitación para estas instituciones con el fin de promover el fortalecimiento institucional de las ONGs aliadas al Programa

  Por otra parte durante el año se invitó a estas organizaciones a participar a más de ocho encuentros de capacitación de las siguientes temáticas organización del banco de imágenes en ONG´s, negociación práctica y conceptual para promover el fortalecimiento institucional, Derechos y cuidados en la difusión de imágenes, entre otras Además se realizó una invitación abierta a todas las organizaciones beneficiarias del Programa Emprendedores Sociales para que puedan participar de un ciclo de 10 encuentros dictado por la Organización COMUNIA denominado "Ciclo Vincular" Asistieron al mismo tres organizaciones del Programa Fundación ALPI, Fundación DEBRA Argentina y ONG De todos para todos, las cual accedieron a una base de conocimientos y herramientas *didácticas y prácticas que les permitirá fortalecer su labor diaria*

Se realizó el 11° Informe Responsabilidad Corporativa, el cual se elaboró en base a la guía G4 de la Iniciativa de Reporte Global (GRI por sus siglas en ingles) cumpliendo nuevamente con los estándares internacionales de mayor prestigio en la elaboración de este tipo de reportes Cabe destacar que Gas Natural BAN, S A se convirtió en la primera empresa de servicios públicos de la Argentina en dar este paso en la migración de la guía GRI, al publicar su informe en el mes de mayo 2015

Además, con la intención de profundizar la comunicación de la responsabilidad corporativa y seguir sensibilizando en esta materia al interior de la Sociedad y a nuestros grupos de interés, se continuó con la difusión del boletín digital "Newsletter de Responsabilidad Corporativa", enviado a todo el personal de la empresa y diferentes públicos externos para contribuir con la difusión de las buenas prácticas

Por último, y a raíz de su destacada actividad en la gestión de la Responsabilidad Corporativa, Gas Natural BAN recibió durante 2015 las siguientes distinciones

- Premio Ciudadanía Empresaria que entrega la Cámara de Comercio de los Estados Unidos de Norteamérica en la República Argentina (AMCHAM), donde Gas Natural BAN, S A fue reconocida como una de las 10 empresas líderes en gestión orientada a la sustentabilidad
- Premio Conciencia que otorga la Revista Nuevos Bancos y Seguros La campaña "Compromiso Seguridad y Salud" de Gas Natural BAN, S A recibió una mención especial Este galardón distingue a las empresas que promueven el comportamiento consciente sobre la prevención del riesgo, la previsión y la proyección de futuro para lograr una sociedad más sustentable, con una mejor calidad de vida
- Premio Eikon 2015 de Oro al mejor programa de RSE a nivel regional por la internacionalización del Programa Primera Exportación
- El Ministerio de Trabajo de la Nación distinguió a Gas Natural BAN, S A como empresa participante del programa Jóvenes con Futuro al cumplirse el 10mo aniversario del mismo
- En el Ranking de Prestigio Empresas elaborado por la Consultora CEOP, Gas Natural BAN, S A ocupó el puesto 60, siendo la mejor empresa de servicios públicos
- En el Ranking Merco de las empresas más responsables y con mejor Management, Gas Natural Ban se ubicó 49°, siendo la única empresa de servicios públicos presente en el ranking
- En el Ranking Merco de empresas más prestigiosas, Gas Natural BAN, S A alcanzó el puesto 25°, su mejor ubicación histórica, creciendo 50 lugares en un año Es la única empresa de servicios públicos del ranking

II.3. Análisis del resultado económico y de la situación financiera

II.3.1. Resultado económico

La Sociedad obtuvo en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 una ganancia neta de $213,9 millones, en contraposición a la pérdida registrada en el ejercicio anterior de $56,5 millones Esta variación fue consecuencia de la mayor ganancia operativa que obedece a la Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") N°263/2015, del 5 de junio de 2015, que establece una asistencia económica transitoria a cargo del Estado Nacional para 2015

Dicha Resolución estableció diversas obligaciones y limitaciones, entre otras, destinar parte de los fondos percibidos a cancelar las deudas contraídas y vencidas en 2014 con los productoras de gas, destinar parte de los fondos percibidos a efectivizar los depósitos pendientes por fideicomisos, no distribuir dividendos, no cancelar deudas financieras contraídas con socios

Adicionalmente, el 8 de junio de 2015 el ENARGAS emitió la Nota N° 6073/2015 complementaria a la Resolución, que establece que el objetivo de la asistencia es mantener la cadena de pagos relacionada con la operación y mantenimiento del sistema de distribución, hasta que se materialicen los procesos previstos en el Acta Acuerdo (AA) en el Período de Transición y se concluya con la Revisión Tarifaria Integral (RTI) prevista en el AA En base a esta resolución, la Sociedad, al 31 de diciembre de 2015, registró en la línea "Reconocimiento asistencia económica Res N°263/15" un ingreso de $515 millones

De no haberse establecido la asistencia económica transitoria, el resultado operativo de la Sociedad hubiese sido negativo, ya que los mayores ingresos surgidos de la implementación de los cuadros tarifarios vigentes desde 2014, no alcanzan a cubrir los aumentos de precios de

ES COPIA FIEL

los gastos operativos y, el desfase generado por el incremento asimétrico entre el margen de distribución y el componente gas, todo ello agravado por el esquema de ahorro que considera a la totalidad de la tarifa y no al componente gas como parámetro de bonificación

Asimismo, los mayores resultados financieros positivos, han sido consecuencia de mayores intereses comerciales, a las mayores tasas de interés en las colocaciones de excedentes temporales de tesorería y por diferencias de cambio positivas

El siguiente cuadro muestra un resumen de los resultados de la Sociedad

II.3.2. Ingresos por ventas y servicios

Los ingresos por ventas y servicios tuvieron el siguiente comportamiento

Ingresos por ventas y servicios	Millones de pesos		Variación en	
	31 12 15	31 12 14	millones de pesos	porcentaje
Ventas de gas	1 745,5	1 404,8	340,7	24,3%
Ingresos por servicios de transporte y/o distribucion de gas	224,2	195,3	28,9	14,8%
Ingresos por otras ventas y servicios	8,3	7,3	1,0	13,7%
Total Ingresos por ventas y servicios	**1 978,0**	**1 607,4**	**370,6**	**23,1%**

El siguiente cuadro detalla las ventas de gas y las de servicio de transporte y/o distribución

Ingresos por mercados	Millones de pesos		Variación en	
	31 12 15	31 12 14	millones de pesos	porcentaje
Ventas de gas				
Residencial	1 621,2	1 294,8	326,4	25,2%
Comercial	73,8	63,6	10,2	16,0%
Industrial (PyMEs)	45,0	41,8	3,2	7,7%
Subdistribuidoras	5,5	4,5	1,0	22,2%
Subtotal	**1 745,6**	**1 404,7**	**340,8**	**24,3%**
Servicios de transporte y/o distribucion				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	147,5	125,3	22,2	17,7%
Gas Natural Comprimido (GNC)	47,4	41,2	6,2	15,0%
Otros Servicios de transporte y/o distribucion	29,3	28,9	0,4	1,4%
Subtotal	**224,2**	**195,4**	**28,8**	**14,7%**
Total ventas de gas y servicios de transporte y/o distribucion	**1 969,7**	**1 600,1**	**369,6**	**23,1%**

El aumento en los ingresos por ventas de gas se debe principalmente a los mayores ingresos originados por la entrada en vigencia de los nuevos cuadros tarifarios, según Res ENARGAS N°I 2843/14, con incrementos aplicados a clientes residenciales y comerciales en tres etapas abril, junio y agosto de 2014 que tuvieron aplicación completa en 2015

Sin embargo, los mayores ingresos provenientes de la Resolución ENARGAS N°I 2843/14, aún si se hubiera considerado la máxima tarifa, como si ningún cliente ahorrara en su consumo, implicarían un aumento del margen de la Sociedad de solo el 26%, por debajo de la evolución de precios de los gastos operativos e inversiones de los últimos años Aún así, dicho aumento habría resultado inferior al incremento de precios de los gastos operativos, todo lo cual se vio potenciado por los efectos adversos generados por los menores ingresos por el esquema de ahorro previsto en dicho tarifario, y los mayores costos producidos por el desfase generado por el incremento asimétrico entre el margen de distribución y el componente gas

II.3.3. Gastos operativos

A continuación se expone la apertura de los principales componentes de los gastos operativos (costo de ventas, gastos de comercialización y gastos de administración)

	Gastos operativos en millones de pesos		Variación respecto al mismo período del año anterior en	
Gastos operativos	31 12 15	31 12 14	millones de pesos	porcentaje
Suministro de gas	1 096,7	804,0	292,7	36,4%
Servicio de transporte de gas	146,9	135,4	11,5	8,5%
Depreciaciones y Amortizaciones	83,2	73,7	9,5	12,9%
Remuneraciones, cargas sociales y otros beneficios al personal	244,4	206,8	37,6	18,2%
Gastos de correo y telecomunicaciones	47,5	33,5	14,0	41,8%
Reparacion y conservacion de propiedad, planta y equipo	93,9	68,1	25,8	37,9%
Honorarios por servicios profesionales	44,1	16,6	27,5	165,7%
Gastos y comisiones bancarias	18,8	14,4	4,4	30,6%
Servicios y suministros de terceros	206,2	132,8	73,4	55,3%
Impuestos, tasas y contribuciones	170,5	116,4	54,1	46,5%
Cargo por deudores incobrables	21,0	9,5	11,5	121,1%
Cargo por juicios y contingencias	40,2	50,8	(10,6)	-20,9%
Otros gastos operativos	51,4	47,7	3,7	7,8%
Total gastos operativos	2 264,8	1 709,7	555,1	32,5%

Las compras de gas aumentaron un 36,4% en relación al ejercicio anterior, fundamentalmente por los mayores precios de compra que surgen de los nuevos cuadros tarifarios, según Resolución SE N°226/2014

El costo de transporte de gas se encuentra un 8,5% por encima del ejercicio anterior, debido, fundamentalmente, al incremento tarifario de transporte dispuesto por Resolución SE N° 3350/2015 con vigencia a partir de Mayo de 2015

El mayor cargo por depreciaciones y amortizaciones es consecuencia del incremento en propiedad, planta y equipo e intangibles respecto al mismo período del ejercicio anterior

El incremento de los cargos correspondientes a remuneraciones, cargas sociales y otros beneficios al personal es consecuencia de los aumentos salariales y otros beneficios otorgados por la Sociedad a su personal durante el 2014 y que tienen pleno impacto en 2015 junto con los aumentos otorgados en el actual ejercicio, neto de la mayor activación de mano de obra indirecta respecto al año anterior

Los mayores gastos por servicios y suministros de terceros, gastos de correo y telecomunicaciones, otros gastos operativos y por servicios de reparación y conservación de propiedad, planta y equipo, son consecuencia de los mayores servicios recibidos y por los aumentos de precios pautados con las empresas prestadoras de servicios, donde el componente mano de obra resulta significativo y que se vieron fuertemente impactados por los incrementos salariales que se fueron dando a diversos sectores de la economía

Los honorarios por servicios profesionales se vieron incrementados respecto de los registrados en el ejercicio anterior principalmente por la incidencia del honorario del operador técnico debido a la mayor utilidad operativa registrada en el presente ejercicio

Los gastos y comisiones bancarias aumentaron por la incidencia del incremento de la facturación

La variación de impuestos, tasas y contribuciones se debió al incremento de la tasa de fiscalización y control impuesta por el ENARGAS (24,2% respecto del ejercicio anterior), a los

ES COPIA FIEL

mayores cargos por impuesto sobre los ingresos brutos por los mayores ingresos por venta y a los mayores gastos por impuesto a los débitos y créditos bancarios

Los cargos por previsión para deudores incobrables fueron superiores respecto del ejercicio anterior, por la incidencia del incremento de la facturación

Los cargos por juicios y contingencias fueron inferiores respecto del ejercicio anterior, debido a una menor previsión de juicios laborales, compensada por mayores cargos por efecto de la previsión sobre tasas municipales trasladables a los clientes según el marco regulatorio, que fueran abonadas por la Sociedad y sobre las que todavía no posee autorización del ENARGAS para su traslado La Sociedad ha debido previsionar estas tasas a los efectos de regularizar el crédito que refleja su derecho por aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera Al cierre del ejercicio existen $83,4 millones solo de capital pendientes de trasladar a los clientes, según lo establece el marco regulatorio, en concepto de las tasas municipales pagadas a los municipios

II.3.4. Otros ingresos y egresos netos

A continuación se expone la apertura de Otros ingresos y egresos netos

Otros ingresos y egresos netos	Millones de pesos		Variación en	
	31 12 15	31 12 14	millones de pesos	porcentaje
Ventas varias y otros servicios	13,9	12,6	1,3	10,3%
Ventas de Propiedad, Planta y Equipo	32,8	-	32,8	N/A
Indemnizaciones por daños y desplazamientos de la red	2,7	2,2	0,5	22,7%
Total Otros ingresos y egresos netos	49,4	14,8	34,6	233,8%

El aumento en el rubro otros ingresos y egresos netos, fue consecuencia principalmente de la registración en 2015 de la venta de un inmueble, que no constituía un activo esencial, de los mayores ingresos por desplazamiento de redes a cargo de terceros y por asesorías diversas

II.3.5. Resultados financieros

Los resultados financieros netos para el ejercicio 2015 arrojaron una ganancia de $54,4 millones mayor a los $2,8 millones del ejercicio anterior Esta mejora ha sido consecuencia de las mayores tasas de interés percibidas en las colocaciones de excedentes temporales de tesorería, por diferencias de cambio positivas y mayores intereses comerciales

A continuación se expone la evolución de los resultados financieros

Resultados financieros	Millones de pesos		Variación en	
	31 12 15	31 12 14	millones de pesos	porcentaje
Intereses por prestamos financieros	(66,9)	(43,5)	(23,4)	53,8%
Intereses por operaciones comerciales	31,8	11,6	20,2	174,1%
Intereses por operaciones financieras y otros	49,8	29,4	20,4	69,4%
Otros intereses y gastos financieros	(8,7)	(9,1)	0,4	-4,4%
Diferencia de cambio	48,4	14,4	34,0	236,1%
Total resultados financieros	54,4	2,8	51,6	1842,9%

II.3.6. Impuesto a las ganancias

El cargo por impuesto a las ganancias, calculado en base a la metodología del impuesto diferido, registró un cargo en el presente ejercicio, en línea con la utilidad alcanzada, en contraposición con el crédito registrado en el ejercicio anterior, por la pérdida registrada en dicho ejercicio

II.3.7. Deudas bancarias y financieras

Durante el año 2015, tal como lo viene haciendo Gas Natural BAN, S A , se cumplió con los compromisos asumidos, habiendo cancelado los vencimientos de capital e intereses de los adelantos en cuenta suscriptos con entidades bancarias y con los acuerdos firmados con los productores de gas

Este ejercicio presentó características similares respecto a los tres años anteriores El deterioro general de la situación económica financiera de las empresas de servicios públicos y la situación del sector energético argentino hicieron que el sector financiero continuara sin otorgar créditos a mediano plazo a este tipo de empresas

Como resultado de todas estas operaciones, la situación de la deuda bancaria y financiera de la Sociedad, expuesta en forma comparativa con el ejercicio anterior es la siguiente

Deuda con Entidades Financieras - Capital		2015 en millones de		2014 en millones de	
Deuda moneda local	Vencimiento	$	Tasa	$	Tasa
Adelantos en cuenta corriente		14,5	36,00%	27,1	30,00%
Total Deuda con Entidades Financieras		14,5		27,1	

II.3.8. Deudas comerciales

Al 31 de diciembre de 2014, y debido a la situación financiera de la Sociedad, la deuda diferida con productores de gas ascendía a $442,3 millones

Luego de dictada la Resolución N°263/15 de la Secretaría de Energía, Gas Natural BAN, S A cerró acuerdos de renegociación por el 100% de esta pactando su pago en 36 cuotas mensuales de acuerdo a lo proyectado por la Autoridad Regulatoria al propiciar la asistencia económica

A la fecha de cierre de los presentes estados financieros la Sociedad canceló $78,4 millones correspondiente al capital de las primeras 8 cuotas de los acuerdos descriptos Los intereses correspondientes también fueron cancelados y se devengaron a una tasa fija de 25% nominal anual

Como resultado de todas estas operaciones, la situación de la deuda comercial diferida al 31 de diciembre de 2014 es la siguiente

Deuda Comercial - Capital		2015 en millones de		2014 en millones de	
Deuda moneda local	Vencimiento	$	Tasa	$	Tasa
	oct-15			442,3	
	ene-16	10,7	25,00%		
	feb-16	10,9	25,00%		
	mar-16	11,2	25,00%		
	abr-16	11,4	25,00%		
	may-16	11,6	25,00%		
	jun-16	11,9	25,00%		
	jul-16	12,1	25,00%		
	ago-16	12,4	25,00%		
	sep-16	12,6	25,00%		
	oct-16	12,9	25,00%		
	nov-16	13,1	25,00%		
	dic-16	13,4	25,00%		
	ene-17 a abr-18	219,7	25,00%		
Total Deuda Comercial		363,9		442,3	

ES COPIA FIEL

Asimismo la Sociedad ha cobrado con demoras las cuotas establecidas en la asistencia económica transitoria y aún tiene pendientes de cobro tres cuotas por un monto de $ 108 millones

En este contexto, mantiene una deuda diferida con los productores de gas al 31 12 15 por $ 496 millones

II.4. Estructura de capital

El capital social está representado por 325 539 966 acciones ordinarias de valor nominal $1 cada una, totalmente suscriptas e integradas y con los mismos derechos políticos y económicos Las 159 514 582 acciones Clase "B", equivalentes al 49% del capital, cuentan con autorización para cotizar en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires ("BCBA")

Como ya se mencionara en el punto II 1 Constitución y composición accionaria, Gas Natural BAN, S A es controlada por Invergas S A , con el 51% (acciones Clase "A") y Gas Natural SDG Argentina S A , con un 19% (acciones Clase "B") Del 30% restante de la participación directa en Gas Natural BAN, el 26,6% corresponde a la Administración Nacional de la Seguridad Social ("ANSES") por la absorción de las participaciones accionarias de las Administradoras de fondos de Jubilaciones y Pensiones y el 3,4% a inversores privados

III. Propuesta de destino de resultados

En el ejercicio 2015 Gas Natural BAN, S A obtuvo una ganancia neta de $213 896 166 El Directorio somete a la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, para su aprobación, la siguiente propuesta de destino de resultados

	$
Ganancia neta después de impuestos (1)	213 896 801
- a Absorción de resultados acumulados negativos	62 606 001
- a Reserva Legal	7 564 540
- a Reserva Facultativa	143 726 260

1) De este importe ya han sido deducidos los honorarios a miembros del Directorio y Comisión Fiscalizadora por un total de $901 302, así como $1 069 484 en concepto de Bonos de Participación para el Personal De acuerdo con sus estatutos (artículo 13), la Sociedad está obligada distribuir entre sus empleados con derecho, el 0,5% de las ganancias del ejercicio después de impuestos

IV. Perspectivas de la Sociedad

La gestión de una Sociedad requiere que la Dirección de la misma realice proyecciones y estimaciones sobre las perspectivas del negocio, tales como las que se incluyen en la presente Memoria Las fluctuaciones macroeconómicas y eventuales cambios regulatorios pueden hacer que los resultados futuros difieran respecto a dichas estimaciones y que por lo tanto la Dirección de la Sociedad deba adecuar su gestión al nuevo entorno

Desde su creación, la Sociedad ha desarrollado sus actividades priorizando la prestación de un servicio público eficiente y de calidad, así como el adecuado cumplimiento de las obligaciones previstas en la licencia de distribución de gas natural por redes otorgada por el Estado Nacional Las perspectivas de la Sociedad se encuentran condicionadas tanto por el contexto económico y social, como por todas aquellas decisiones que puedan afectar la referida licencia, en especial su renegociación acordada en julio de 2005 con el Estado Nacional por conducto de UNIREN (el Acta Acuerdo) y el marco legal en el que se desarrolla su actividad

En efecto, Gas Natural BAN, S A y sus accionistas tomaron en su momento la iniciativa de acompañar el proceso de renegociación establecido en la Ley Nº 25 561, siendo el contrato de licencia oportunamente otorgado, el primer contrato público renegociado de la industria del gas

en Argentina, suscribiendo la respectiva Acta Acuerdo el 20 de Julio de 2005 ratificada por Decreto 385/2006 del 20 de enero de 2006, la que en sus distintas disposiciones, previó la recomposición de la ecuación económico-financiera de la Distribuidora, mediante la realización de una Revisión Tarifaria Integral que dispondría una nueva tarifa que entraría en vigencia el 1 de agosto de 2006 Al respecto, desde entonces la Sociedad dio cumplimiento a todas las obligaciones previstas, incluida la suspensión del proceso arbitral ante el CIADI por parte de su accionista controlante

No obstante todas las gestiones realizadas hasta el presente, en el ámbito del proceso de la referida Revisión Tarifaria Integral, la Sociedad no ha visto recompuesto sus ingresos y además, no se han aplicado todas las actualizaciones tarifarias por IVC previstas en el Acta Acuerdo, tal como se describe en nota a los Estados Financieros y en esta Memoria

Existen demoras en la aplicación de disposiciones tarifarias previstas en el marco regulatorio vinculadas al traslado a tarifas de mayores costos de compra de gas y de incremento de la carga fiscal por tasas municipales, así como compensación de saldos a favor de la Compañía derivados del Fondo Fiduciario Ley 25 565 (Subsidio Patagónico), tal como se expone con más detalle en notas 1 2, 1 3, 2 8 1 y 2 8 3, como también está pendiente la actualización de las tasas y cargos establecidas en la resolución ENARGAS N° I 2843/14

Los incrementos tarifarios otorgados a través de las resoluciones ENARGAS N° I 2407/12 y N° I 2843/14, a cuenta de la clausula IV del Acta Acuerdo, resultaron insuficientes para cubrir los montos pendientes de percibir, el incremento de los costos operativos e inversiones, así como para asegurar la cadena de pagos Prueba de ello es que el incremento del margen de distribución desde la aprobación de la ley de emergencia ha sido de 199%, en tanto que la variación, para el mismo período, del Índice de Precios Mayoristas resultó de 829%, el crecimiento del Índice de Salarios fue de 1334%, el incremento de la tasa de fiscalización y control del ENARGAS creció 2340% y la devaluación fue de 1190%

Posteriormente mediante Resolución N° 263/2015 la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del servicio de distribución de gas natural a cargo del Estado Nacional Esta medida fue dispuesta en función de haber observado el ENARGAS la delicada situación económico-financiera de las compañías y concluido que requieren de un flujo de fondos excepcional hasta que se materialicen los procesos previstos en el Período de Transición Contractual y se concluya la RTI

El retraso en la recomposición de los ingresos y el incremento de costos en todo este período, ha venido afectando seriamente la estructura del negocio, situación que, unida a las restricciones que el mercado financiero ha impuesto a la financiación de empresas de servicios públicos, ha llevado a la Compañía a una compleja situación financiera, que no se hubiera producido de haberse aplicado oportunamente lo previsto en el Acta Acuerdo y en el marco regulatorio

La asistencia económica transitoria fue un auxilio para la Distribuidora en el corriente año que permitió renegociar la deuda con productores y recomponer la cadena de pagos, pero con un alcance acotado al ejercicio no cubriendo la totalidad de lo adeudado por aplicación del Acta Acuerdo, ni haciendo sostenible el servicio a futuro, por lo que, si bien para el corriente año exclusivamente supone un alivio económico, resulta imprescindible la recomposición económico financiera de la Sociedad en línea con lo pactado con el Estado Nacional en el Acta Acuerdo, garantizando así los debidos ingresos de la Distribuidora para poder hacer frente a las inversiones necesarias para la prestación del servicio, así como para acceder a un mercado financiero que aporte fondos para dichas inversiones

La Sociedad ha mantenido en forma oportuna y diligente, el reclamo de cumplimiento del Estado Nacional de sus obligaciones que surgen del Acta Acuerdo y ha demostrado su permanente vocación de crecimiento y excelencia en la calidad de servicio con un constante nivel de inversiones, adecuada gestión y mínimo endeudamiento

En este contexto se realizaron sobre finales de año 2015 distintas presentaciones tanto al

ES COPIA FIEL

ENARGAS, como a la Secretaría de Energía y al Ministerio de Energía y Minería, planteando nuevamente la situación de la Distribuidora y solicitando se disponga un ajuste tarifario transitorio hasta la RTI, a fin de permitir el desenvolvimiento de la actividad y el mantenimiento de la cadena de pagos, en línea con lo establecido en el Acta Acuerdo

La Sociedad tiene confianza en que el nuevo Gobierno adoptará medidas para recomponer el sector y para permitir, en el corto plazo, cubrir los costos del servicio, acometer el plan de inversiones y retornar al normal desarrollo de la actividad conforme las prescripciones del Marco Regulatorio

Como ha sido política rectora de la Sociedad desde el inicio de sus actividades, los gestores han privilegiado aún con las dificultades apuntadas anteriormente, el cumplimiento continuo de los compromisos de la Licencia, especialmente respecto del mantenimiento de la seguridad y calidad del servicio que brinda para la distribución de gas natural

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 10 de marzo de 2016

EL DIRECTORIO

Horacio Cristiani
Presidente

Código de Gobierno Societario del ejercicio 2015
Resolución General Nº 606/2012 de la Comisión Nacional de Valores

Informe sobre su grado de cumplimiento

	Cumplimiento		Incumplimiento [1]	Informar [2] o Explicar [3]
	Total[1]	Parcial[1]		
PRINCIPIO I TRANSPARENTAR LA RELACION ENTRE LA EMISORA, EL GRUPO ECONÓMICO QUE ENCABEZA Y/O INTEGRA Y SUS PARTES RELACIONADAS				
Recomendación I 1 Garantizar la divulgación por parte del Organo de Administración de políticas aplicables a la relación de la Emisora con el grupo económico que encabeza y/o integra y con sus partes relacionadas	x			Como política de la Compañía, el Directorio de Gas Natural BAN, S A, de acuerdo a lo dispuesto en el Régimen de Transparencia de la Oferta Pública aprobado por la Ley 26 831 de Mercado de Capitales (en adelante RTOP) y las normas de la Comisión Nacional de Valores aprobadas por Resolución General 622/2013 (en adelante T O 2013), somete a consideración del Comité de Auditoría todas las operaciones con compañías afiliadas y vinculadas para que éste órgano emita opinión fundada al respecto En ese orden, el Comité de Auditoría verifica que las mismas se hayan realizado en condiciones normales de mercado y también de proporcionar al mercado toda la información necesaria *Se destaca que durante el ejercicio 2015 no se han* celebrado operaciones con Directores Las operaciones realizadas con partes relacionadas se exponen en Nota 27 a los Estados Financieros
Recomendación I 2 Asegurar la existencia de mecanismos preventivos de conflictos de interés	x			La Sociedad cuenta con distintos mecanismos preventivos de conflictos de interés En ese sentido, se rige por un lado por el Código Interno de Conducta en Materias Relativas a los Mercados de Valores de Gas Natural SDG, S A (accionista controlante de la Sociedad), el cual dispone, en su apartado 6°, la información que los miembros de los órganos de administración de la entidad deben facilitar en materia de conflictos de interés y, por otro lado, está regida por el Código Ético de la compañía el cual tiene como finalidad establecer las pautas que han de presidir el comportamiento ético de todos sus empleados en su desempeño diario, en lo que respecta a las relaciones e interacciones que mantiene con todos sus grupos de interés Asimismo, existe también la Comisión del Código Ético, responsable de contribuir a la efectiva implantación del Código Ético en todo el Grupo Gas Natural Fenosa Esta Comisión se encuentra presidida por Auditoría Interna y cuenta con la representación de unidades directamente implicadas en el seguimiento del Código Ético A su vez, reporta al Comité de Dirección y a la Comisión de Auditoría y Control Sus principales funciones son Fomentar la difusión y conocimiento del Código Ético, facilitar una vía de comunicación a todos los empleados que deseen enviar consultas o comunicar incumplimientos del Código Ético y facilitar la resolución de conflictos relacionados con éste, entre otras Adicionalmente, entre las actividades desarrolladas por el Comite de Auditoría, se encuentra la obtención de información que permita identificar situaciones susceptibles de generar conflictos de intereses entre los Directores, los accionistas y la Sociedad

ES COPIA FIEL

Recomendación I 3 Prevenir el uso indebido de información privilegiada	x			La Sociedad considera la información y el conocimiento como uno de sus activos principales e imprescindibles para la gestión empresarial, por lo que deben ser objeto de una especial protección El Código Interno de Conducta en Materias Relativas a los Mercados de Valores de Gas Natural SDG, S A (accionista controlante de la Sociedad), en su apartado 5°, establece que se considerará información privilegiada toda información de carácter concreto que se refiera directa o indirectamente a uno o varios valores negociables o instrumentos financieros o a uno o varios emisores de los citados valores que no se haya hecho pública y que, de hacerse o haberse hecho pública, podría influir o hubiera influido de manera apreciable sobre su cotización en un mercado o sistema organizado de contratación Por otro lado, en su apartado 5 1 2, establece que "todo el que disponga de información privilegiada deberá abstenerse de ejecutar por cuenta propia o ajena, directa o indirectamente, alguna de las actuaciones siguientes a) Preparar o realizar cualquier tipo de operación sobre los valores negociables a los que la información se refiera, exceptuándose la preparación y realización de las operaciones cuya existencia constituye, en sí misma, la información privilegiada b) Comunicar dicha información a terceros, salvo en el ejercicio normal de su trabajo, profesión o cargo c) Recomendar a un tercero que adquiera o ceda valores negociables o instrumentos financieros o que haga que otro los adquiera o ceda basándose en dicha información Se entenderán realizadas indirectamente tales actuaciones cuando las mismas se realicen a través o a nombre del cónyuge o de los hijos menores no emancipados, o a través de sociedades sobre las que se tenga control, así como las realizadas a través de personas interpuestas, en nombre propio pero por cuenta de las personas obligadas a abstenerse" Por otro lado, el Código Ético de la Sociedad, contempla que ante cualquier duda sobre el carácter de la información los empleados deben considerarla como reservada mientras no se les autorice a lo contrario Asimismo, establece que todos los empleados deben guardar la más estricta confidencialidad sobre toda aquella información reservada a la que accedan como consecuencia del desempeño de su actividad profesional
PRINCIPIO II SENTAR LAS BASES PARA UNA SÓLIDA ADMINISTRACIÓN Y SUPERVISIÓN DE LA EMISORA				
Recomendación II 1 Garantizar que el Órgano de Administración asuma la administración y supervisión de la Emisora y su orientación estratégica				
II 1 1				El Directorio de Gas Natural BAN, S A conforme está expresado en sus Estatutos Sociales, es el máximo órgano de administración y representación de la Compañía y se encarga, entre otras cosas, de la administración de la Sociedad como así también de aprobar las políticas y estrategias generales adecuadas a los diferentes momentos de existencia de la Sociedad

II 1 1 1	x			El Órgano de Administración de la Sociedad aprueba el plan estratégico o de negocio así como los objetivos de gestión y presupuestos anuales
II 1 1 2	x			El Directorio, entre otra de sus funciones, es el encargado de aprobar las políticas que establecen los lineamientos generales de inversión (activos financieros y bienes de capital) y financiación de la Sociedad
II 1 1 3	x			El Directorio es el encargado de aprobar y supervisar la política de gobierno societario de la Compañía En ese sentido, establece las bases para su elaboración y determina el grado de cumplimiento de dicha política Asimismo, la Sociedad cuenta con un Comité de Reputación Corporativa y una Comisión del Código Ético encargados de desarrollar esta gestión
II 1 1 4	X			La política de selección, evaluación y remuneración de los gerentes de primera línea es resuelta con el aporte de consultores y asesores en la materia que permite la selección en función del perfil del puesto requerido En ese orden, se busca primariamente la promoción interna sin perjuicio de recurrir al mercado según las competencias que sean necesarias En ese sentido, el Órgano de Administración de la Sociedad, supervisa tanto el mecanismo mencionado precedentemente como la política de Recursos Humanos de la Compañía Asimismo, dentro del Comité de Dirección, la Sociedad cuenta con una Dirección específica que tiene a su cargo el análisis del mercado, la realización de encuestas y en ese orden, propone los montos que entiende adecuados respecto a las remuneraciones y política de beneficios de la Compañía
II 1 1 5	X			En línea con el punto anterior, la política de asignación de responsabilidades a los gerentes de primera línea es llevada adelante por el área de Recursos Humanos de la Sociedad, bajo la supervisión y aprobación del Directorio
II 1 1 6	X			Conforme lo mencionado en el punto II 1 1 4, si bien es responsabilidad del área de Recursos Humanos, el Directorio de la Sociedad es el encargado de supervisar los mecanismos de sucesión de los gerentes de primera línea que se lleven a cabo
II 1 1 7	X			El Órgano de Administración aprueba la política de responsabilidad social empresaria cuyos principios de actuación son i) Garantizar un diálogo fluido y bidireccional, y promover la involucración en las comunidades locales respetando la cultura, las normas y el entorno, de modo que sus preocupaciones sean respondidas adecuadamente y con prontitud ii) Realizar evaluaciones del impacto social que produce la actividad de la compañía para evitar o mitigar los efectos adversos que se puedan generar y potenciar los efectos positivos iii) Promover la educación, la riqueza cultural, la salud, la investigación y la inclusión de los colectivos más desfavorecidos a través de la inversión social iv) Transferir conocimiento y valores a la sociedad a través de acuerdos de colaboración con la comunidad académica y utilizar los mecanismos necesarios y/o existentes como vehículo de transmisión de los niveles de calidad de servicio a las empresas colaboradoras y proveedores

ES COPIA FIEL

II 1 1 8	X			El Directorio de la Sociedad aprueba las políticas de gestión integral de riesgos y control interno, y de prevención de fraudes tal como consta en los Estados Financieros, contando con políticas a esos efectos, las cuales son actualizadas permanentemente conforme las mejores prácticas en la materia y son supervisadas y verificadas a través de los miembros del Comité de Dirección Con ese fin, se ha profundizado el entendimiento, la caracterización y la determinación de los niveles de incertidumbre inherentes al desarrollo del negocio permitiendo avanzar en el control y gestión de los riesgos más relevantes de cada área El Directorio implementa y mantiene los controles clave en los procesos con impacto en la información económico – financiera Adicionalmente, el Comité de Auditoría, supervisa los riesgos que impactan en el negocio y en el conjunto de los procesos internos de la Sociedad, que se ven reflejadas en sus informes periódicos El sistema integral de control y gestión de riesgos establecido por la Compañía permite identificar, evaluar y controlar los riesgos a los que está expuesta Los pilares básicos sobre los que descansa dicho sistema son i) Definición de política general y perfil de riesgo, ii) Dotación de recursos organizativos, iii) Políticas, procedimientos y normativa interna de índole diversa, iv) Controles adecuados y metodologías de medición, y v) Infraestructura tecnológica y sistemas de información Dichos pilares son calibrados a través de un proceso de mejora continua, siendo su desempeño permanentemente regulado de forma conjunta por las diferentes comisiones, órganos de gobierno, y direcciones de la Compañía, así como el área de Auditoría Interna
II 1 1 9		X		Si bien no hay una aprobación por parte del Directorio de la política de capacitación y entrenamiento continuo para miembros del Órgano de Administración y de los gerentes de primera línea, la Sociedad desarrolla una actualización permanente en temas vinculados a la gestión y a la actualidad económica, política y regulatoria, tal como surge de la Memoria de la Sociedad Adicionalmente, la Compañía si bien realiza actividades con el objeto de desarrollar las competencias de gestión y liderazgo de los ejecutivos gerenciales, trabajando conjuntamente con prestigiosas escuelas de negocios, entiende que no es necesaria la implementación de estas políticas en función de la situación actual de la Sociedad, así como de los costos, riesgos y beneficios inherentes
II 1 2	X			El Órgano de Administración de la Sociedad también tiene a su cargo la aprobación de la Política de Derechos humanos que lleva a cabo la Compañía Esta Política de Derechos Humanos consiste en fomentar que las personas que integran la Sociedad actúen con ética, honestidad e integridad, respetando los valores, principios y códigos éticos, contribuyendo así al aumento de la confianza hacia la Compañía Los pilares fundamentales de esta política son 1 Rechazar la corrupción, el fraude y el soborno en el desarrollo de nuestra actividad y establecer medidas para evitarlos y combatirlos, desarrollando canales internos que

				permitan la comunicación de irregularidades, respetando y protegiendo el anonimato del comunicante 2 Cumplir las leyes y normas Nacionales e Internacionales, respetando especialmente los principios expresados en la Declaración Universal de los Derechos Humanos de Naciones Unidas y en la Declaración de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), los principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas, los Principios Rectores de Derechos Humanos y Empresas de Naciones Unidas, así como los principios de la OCDE para el Gobierno de Sociedades
II 1 3	X			La Sociedad garantiza que los miembros del Órgano de Administración dispongan de toda la información relevante necesaria para la toma de decisiones En ese sentido, el artículo 25° del Estatuto Social establece que el Directorio se reunirá, como mínimo UNA (1) vez cada tres meses El Presidente o quien lo reemplace estatutariamente, o el Secretario del Directorio cuando, en el ejercicio de sus funciones, estos se lo requieran, podrán convocar a reuniones cuando lo consideren 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 o 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, y lugar de celebración con por lo menos TRES (3) días 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 Asimismo, la Secretaría del Directorio es la encargada de anticipar a cada uno de los miembros del Órgano de Administración, la documentación inherente a los puntos del Orden del Día propuestos para la reunión, con una anticipación no menor a TRES (3) días de la fecha prevista para su celebración Adicionalmente, dicha Secretaría se encuentra a disposición de los integrantes del Órgano de Administración para que estos puedan realizar las consultas que estimen pertinentes sobre los temas a tratar en las reuniones de Directorio
II 1 4	X			Cada uno de los temas que se someten a consideración del Directorio cuenta con un análisis de los riesgos asociados a las decisiones que puedan ser adoptadas Dicho análisis es incluido junto con la documentación anticipada a cada uno de los miembros del Directorio, tal como fuera mencionado en el punto II 1 3
Recomendación II 2 Asegurar un efectivo Control de la Gestión empresaria				
II 2 1	x			El Directorio de la Sociedad verifica la implementación de las políticas y estrategias, el cumplimiento del presupuesto y del plan de operaciones de manera directa o indirecta, dependiendo su grado de importancia Las citadas tareas

ES COPIA FIEL

				las realiza por si, en sus reuniones, o a través de los miembros del Comité de Dirección según su área de incumbencia
II 2 2	x			El Directorio de la Sociedad verifica y aprueba los objetivos aplicables para los gerentes de primera línea Asimismo, se efectúa un seguimiento de la evolución de los indicadores para cada objetivo En lo que respecta a la política de gestión de control y, tal como se mencionara en el punto anterior, la misma es actualizada permanentemente conforme con las mejores prácticas en la materia Asimismo, el Comité de Auditoría es el órgano encargado de supervisar el funcionamiento de los sistemas de control interno y externo, del sistema administrativo – contable, así como la fiabilidad de este ultimo y de toda la información financiera A ese efecto, el citado Comité mantiene reuniones periódicas con los auditores internos y externos y con el Gerente General de la Sociedad, y realiza los comentarios respectivos en sus informes periódicos y anuales
Recomendación II 3 Dar a conocer el proceso de evaluación del desempeño del Órgano de Administración y su impacto				
II 3 1	x			El Órgano de Administración de la Sociedad no cuenta con un reglamento para su funcionamiento Sin perjuicio de ello, cada miembro del Directorio debe cumplir con lo establecido en el Estatuto Social de la Sociedad, cuyo cumplimiento es total En ese sentido, el Estatuto, en su artículo 24° dispone lo siguiente "El Presidente, Vicepresidente y los Directores responderán personal y solidariamente por el irregular desempeño en sus funciones Quedarán exentos de responsabilidad quienes no hubieren participado de la deliberación o resolución, y quienes habiendo participado en la deliberación o resolución o la conocieron, dejasen constancia escrita de su protesta y diesen noticia a la Comisión Fiscalizadora En garantía del correcto cumplimiento de sus funciones, los Directores depositarán en la Caja de la Sociedad la suma de PESOS MIL ($1 000 -) en dinero en efectivo o en valores Dicho monto podrá ser modificado en los términos y conforme las pautas y condiciones que fija la Asamblea " Adicionalmente, el Estatuto Social de la Sociedad, en su artículo 30°, punto d), establece "El Directorio estará facultado para determinar pautas de funcionamiento, complementarias a las previstas en los presentes Estatutos Sociales y en la normativa aplicable" Por otro lado, en ese mismo artículo, en el punto g), se establece lo siguiente "El Directorio estará facultado para establecer las reglas a las que deberán ceñirse sus integrantes en su relación con el Directorio, la Comisión Fiscalizadora, los dependientes de la Sociedad y con los terceros con quienes interactúen en el desempeño de sus funciones "
II 3 2	x			El Directorio de la Sociedad entiende que la evaluación de su gestión se realiza durante todo el ejercicio ya que trimestralmente efectúa un seguimiento del desempeño y controla que los objetivos planteados a principio del

				ejercicio se concreten en la medida de lo esperado, cuestiones que se expresan tanto en las actas de Directorio como en las Reseñas Informativas y en la Memoria Anual que acompañan los respectivos Estados Financieros, los cuales son analizados y aprobados en Asamblea de Accionistas en su oportunidad Asimismo, en la referida Memoria se exponen detalladamente los aspectos principales de la gestión del Órgano de Administración a los efectos de brindar una guía adecuada y suficiente para permitir la evaluación del desempeño de sus integrantes por parte de la Asamblea de Accionistas
Recomendación II 4 Que el número de miembros externos e independientes constituyan una proporción significativa en el Órgano de Administración				
II 4 1	x			El Directorio de la Sociedad está compuesto por NUEVE (9) miembros titulares y NUEVE (9) suplentes El término de selección es de uno a tres años, según lo decida la Asamblea de Accionistas En cumplimiento con lo dispuesto en las Normas de la Comisión Nacional de Valores (T O 2013), en oportunidad de cada elección de Directores, los accionistas que proponen sus candidatos a consideración de la Asamblea, antes de cada votación, informan su condición de independientes o no independientes, lo que a criterio del Directorio resulta suficiente La actual composición del Directorio incluye CUATRO (4) Directores titulares Independientes y la misma cantidad de Directores Independientes suplentes, según lo informado por los Accionistas en la última Asamblea que designó autoridades Estatutariamente se prevé que la Asamblea de Accionistas fije el número de integrantes del Directorio entre un mínimo de SIETE (7) y un máximo de ONCE (11) miembros titulares y la misma cantidad de suplentes La cantidad de Directores independientes que conforman el Directorio es acorde a las exigencias de la normativa vigente (RTOP y normas de la CNV), prevención que fue incorporada en el Estatuto Social de la Sociedad en su artículo N° 30 Adicionalmente, los Estatutos Sociales de la Sociedad prevén en ese mismo artículo la constitución de un Comité de Auditoría En ese orden, para el ejercicio 2015 se han elegido DOS (2) Directores Independientes titulares y DOS (2) suplentes que conforman el citado órgano junto con UN (1) Director no independiente titular y UN (1) suplente También, ante cualquier modificación en el Directorio de la Sociedad, se informa públicamente la condición de independiente o no independiente del miembro elegido y la conformación del Comité de Dirección, información que también se encuentra en el sitio Web de la Sociedad De este modo, el Directorio de Gas Natural BAN, S A considera que tanto el número total de integrantes que lo conforman, como la cantidad de Directores independientes, resultan adecuado a las necesidades actuales de la Sociedad, al pleno desarrollo de sus actividades, y tiene plena relación con la estructura de

ES COPIA FIEL

				capital de la Compañía
II 4 2		x		Si bien Gas Natural BAN, S A no cuenta con una política específica dirigida a mantener una proporción de al menos el 20% de miembros independientes sobre el número total de miembros del Órgano de Administración, el Directorio de la Sociedad considera apropiado el cumplimiento de la normativa vigente Por ello, es práctica habitual de la Sociedad conformar el Órgano de Administración con una cantidad razonable de miembros independientes a fin de asegurar el cumplimiento de lo previsto en la Ley 26 831 de Mercado de Capitales y normas de la Comisión Nacional de Valores (T O 2013) En cumplimiento con lo dispuesto por las Normas de la Comisión Nacional de Valores, en oportunidad de cada elección de Directores, los accionistas que proponen sus candidatos a consideración de la Asamblea, antes de cada votación, informan su condición de independientes o no independientes, lo que a criterio del Directorio resulta suficiente Adicionalmente, dentro del plazo de DIEZ (10) días de su elección, la Sociedad informa a la CNV, para su amplia difusión, la situación de sus miembros respecto de la norma citada En ese orden, los ejecutivos designados por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad para desempeñarse como Directores independientes cumplen con los requerimientos establecidos en la normativa vigente Finalmente, se destaca que en el transcurso del 2015 no se ha cuestionado la independencia de los miembros del Directorio, y solo se han verificado abstenciones relativas a cuestiones de conflicto entre la Sociedad y el Estado en su condición de accionista y la manda correspondiente a los Directores asignados
Recomendación II 5 Comprometer a que existan normas y procedimientos inherentes a la selección y propuesta de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea				
II 5 1			x	La designación de los miembros del Órgano de Administración es facultad exclusiva de la Asamblea de Accionistas, mientras que la designación de los gerentes de primera línea, tal como se mencionara precedentemente, es resuelta por la Dirección de Recursos Humanos con el aporte de consultores y asesores en la materia que permite la selección en función del perfil del puesto requerido, bajo la supervisión del Directorio En ese orden, se busca primariamente la promoción interna sin perjuicio de recurrir al mercado según las competencias que sean necesarias En ese sentido, el Directorio de la Sociedad no considera necesaria la creación de un Comité de Nombramientos debido a que su estructura actual de administración le permite satisfacerse sobre los procedimientos inherentes a la selección de Directores Ejecutivos y supervisar su funcionamiento
II 5 1 1				No aplica – ver explicación en II 5 1

II 5 1 2				No aplica – ver explicación en II 5 1
II 5 1 3				No aplica – ver explicación en II 5 1
II 5 1 4				No aplica – ver explicación en II 5 1
II 5 1 5				No aplica – ver explicación en II 5 1
II 5 2				No aplica – ver explicación en II 5 1
II 5 2 1				No aplica – ver explicación en II 5 1
II 5 2 2				No aplica – ver explicación en II 5 1
II 5 2 3				No aplica – ver explicación en II 5 1
II 5 2 4				No aplica – ver explicación en II 5 1
II 5 2 5				No aplica – ver explicación en II 5 1
II 5 2 6				No aplica – ver explicación en II 5 1
II 5 2 7				No aplica – ver explicación en II 5 1
II 5 3				No aplica – ver explicación en II 5 1
Recomendación II 6 Evaluar la conveniencia de que miembros del Órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia desempeñen funciones en diversas Emisoras			x	El Directorio de la Sociedad entiende que no existen dificultades ni genera inconvenientes, que los Directores y/o Síndicos desempeñen funciones como tales en un número limitado de otras entidades, siempre que ello no perjudique su labor en la Compañía Sin perjuicio de lo anterior, el Directorio, en forma oportuna, analiza las funciones de sus miembros en otras entidades y se asegura que ellos poseen el tiempo disponible requerido para desempeñar las tareas a su cargo Adicionalmente, es materia del Directorio de la Sociedad, analizar si las funciones que detentan los miembros de ese Órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia en otras entidades, son incompatibles o puedan tener conflictos de intereses con las que desarrollan en Gas Natural BAN, S A
Recomendación II 7 Asegurar la Capacitación y Desarrollo demiembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora				
II 7 1	x			Conforme se informara precedentemente, la Sociedad desarrolla una actualización permanente tanto de los miembros del Órgano de Administración como de los gerentes de primera línea de la Compañía en temas vinculados a su gestión y a la actualidad económica, política y regulatoria Adicionalmente, la Compañía realiza actividades con el objeto de desarrollar las competencias de gestión y liderazgo de los ejecutivos gerenciales, trabajando conjuntamente con prestigiosas escuelas de negocios Las actividades correspondientes a 2015 se exponen en la Memoria a los Estados Financieros de la Sociedad al 31 12 2015
II 7 2		x		La Sociedad, más allá de los medios informados en el punto anterior, siempre está abierta a incorporar nuevos programas de capacitación tanto para los miembros del Órgano de Administración como para los gerentes de primera línea Sin perjuicio de ello, si bien Gas Natural BAN, S A incentiva constantemente a mantener una capacitación permanente de los miembros del Directorio y gerentes de primera línea a través de conferencias de profesionales especializados en la materia, en diversos foros y en

ES COPIA FIEL

				asociaciones de la industria, entiende que no es necesaria la implementación de estas políticas en función de la situación actual de la Compañía, así como de los costos, riesgos y beneficios inherentes
PRINCIPIO III AVALAR UNA EFECTIVA POLÍTICA DE IDENTIFICACIÓN, MEDICIÓN, ADMINISTRACIÓN Y DIVULGACIÓN DEL RIESGO EMPRESARIAL				
Recomendación III El Órgano de Administración debe contar con una política de gestión integral del riesgo empresarial y monitorea su adecuada implementación				
III 1	x			Gas Natural BAN, S A cuenta con políticas de gestión integral de riesgos empresariales, trabajando no solo respecto a los riesgos económicos del negocio sino también sobre los potenciales riesgos sociales y ambientales Para ello, se elaboran mecanismos específicos que facilitan su identificación, caracterización y determinación En ese sentido, en los últimos años la Sociedad ha avanzado en el control y la gestión de los riesgos más relevantes de cada área, y en los procesos de reflexión y planificación estratégica, lo cual permite conocer, a través de la identificación, caracterización y medición, los riesgos de mayor relevancia Esto, por su parte, permite determinar el máximo nivel aceptado de exposición al riesgo, gestionándolo a través de la asignación de límites, por categoría de riesgo y en términos globales, estableciéndose así el perfil global de riesgo objetivo La Sociedad aplica la norma identificada como NG 00017 GN Sistema de Control Interno de la Información Financiera, configurándose como un conjunto de procesos que el Directorio, el Comité de Auditoría, la Alta Dirección y el personal involucrado llevan a cabo para proporcionar seguridad respecto a la fiabilidad de la información financiera y la prevención del fraude Con respecto a temas ambientales la Compañía tiene establecida una metodología de control de los procesos y gestión del riesgo, enfocándose en las siguientes acciones i) Mitigación del cambio climático a través de la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero, ii) Evaluación del impacto ambiental de nuevos proyectos, iii) Prevención de la contaminación y evaluación de riesgos potenciales, iv) Incorporación de criterios ambientales en la relación con empresas contratistas, v) Comunicación y formación ambiental de nuestros colaboradores, vi) Reducción de costos ambientales, y vii) Evaluación y reducción de aspectos ambientales indirectos
III 2			x	Gas Natural BAN, S A no cuenta con un Comité de Riesgos en el seno del Órgano de Administración o de la Gerencia General En lo que respecta a los principales factores de riesgos específicos para la Compañía ver lo indicado para la Recomendación II 1 1 8 En referencia al papel de supervisión desempeñado por el Comité de Auditoría en referencia a la gestión de riesgos, y conforme lo indicado en la Recomendación II 1 1 8, el Comité de Auditoría supervisa la aplicación de las políticas en materia de información sobre la gestión de riesgos de la

				Sociedad que se ven reflejadas en sus informes periódicos En ese sentido, Gas Natural BAN, S A entiende que no es necesaria la implementación de un Comité de Riesgos en el seno del Directorio, en función de la situación actual de la Compañía, así como de los costos, riesgos y beneficios inherentes
III 3			x	La Sociedad no cuenta con una función independiente dentro de la Gerencia General de la Emisora que implemente las políticas de gestión integral de riesgos Se analizará la implementación de esta función independiente para el futuro
III 4	x			Las políticas de gestión integral de riesgos son actualizadas permanentemente conforme las recomendaciones alineadas con las mejores prácticas de gobierno corporativo basada en el marco conceptual del informe COSO (Commitee of sponsoring organizations of the Treadway Commission) En ese sentido, de acuerdo con la citada metodología, los riesgos operacionales asociados a los procesos son priorizados valorando su incidencia, importancia relativa y grado de control En función de los resultados obtenidos en la citada evaluación, se diseña un plan de acción orientado a implementar las medidas correctivas que permitan mitigar los riesgos residuales identificados con un aspecto potencial superior al riesgo tolerable o aceptado establecido
III 5		x		El Directorio de la Sociedad expone la supervisión de la gestión de riesgos en los Estados Financieros conforme lo establecido en las normas contables vigentes Adicionalmente, es el primer año de cumplimiento por parte de Gas Natural BAN, S A en la presentación de sus Estados Financieros bajo las normas NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera)
PRINCIPIO IV SALVAGUARDAR LA INTEGRIDAD DE LA INFORMACION FINANCIERA CON AUDITORÍAS INDEPENDIENTES				
Recomendación IV Garantizar la independencia y transparencia de las funciones que le son encomendadas al Comité de Auditoría y al Auditor Externo				
IV 1	x			El Presidente del Comité de Auditoría es elegido libremente por los miembros de ese mismo órgano en su primera reunión luego de la celebración de la Asamblea anual de la Sociedad Por esa razón, el Directorio de la Sociedad, en su conjunto, no tiene injerencia directa en la decisión Sin perjuicio de lo indicado precedentemente, el Directorio de la Sociedad no considera necesario propiciar que el Comité de Auditoría sea presidido por un Director independiente Ello, teniendo en cuenta que el Comité de Auditoría toma sus decisiones separadamente del Órgano de Administración de la Sociedad y, al estar conformado por TRES (3) Directores con mayoría de miembros independientes, asegura en sus votaciones la posibilidad de que los independientes decidan por mayoría
IV 2	x			Gas Natural BAN, S A cuenta con un área de Auditoría

ES COPIA FIEL

				Interna que reporta al Comité de Auditoría siendo una de sus principales funciones la de garantizar la supervisión y evaluación continua de la eficacia del Sistema de Control Interno en todos los ámbitos de la Compañía Por otro lado, el Comité de Autoría, en su informe anual, realiza una evaluación respecto al desempeño del área de auditoría interna y el grado de independencia de su labor profesional, conforme lo establecido en el Plan de Actuación presentado oportunamente Por otro lado, la Auditoría Interna realiza sus trabajos de acuerdo a estándares internacionales, conforme lo establecido por las normas internacionales para el ejercicio profesional de la auditoría interna, emitidas por el Institute of Internal Auditors (IIA)
IV 3	x			El Comité de Auditoría, en su informe anual, evalúa la idoneidad, independencia y desempeño de los Auditores Externos En ese orden, se analizan los honorarios facturados a la Sociedad y también que las características de los distintos servicios prestados no afecten su independencia de acuerdo con los criterios señalados en las normas establecidas en la Resolución Técnica N° 37 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas, en la reglamentación dictada por las autoridades que llevan el contralor de la matricula profesional, y en las normas de la CNV (T O de la Resolución General N° 622/2013) y sus modificaciones Adicionalmente, el Comité de Auditoría, en el referido informa anual, refleja el análisis efectuado con relación al Plan de Actuación de Auditoría Externa y su grado de cumplimiento Para ello, solicita al Auditor Externo información sobre los distintos factores que hubieran podido afectar su independencia y aquella relacionada con el proceso de auditoría de los Estados Financieros
IV 4		x		La Sociedad cumple con la normativa vigente en materia de rotación de socios a cargo de las tareas de Auditoría Externa Adicionalmente, conforme lo indicado en el art 110, inc a) de la Ley 26 831 de Mercado de Capitales y normas de la Comisión Nacional de Valores (T O 2013), el Comité de Auditoría tiene el deber de opinar respecto de la propuesta del Directorio para la designación de los auditores externos que se contraten y velar por su independencia Consecuentemente, en función a la Resolución General 639/15, el Comité de Auditoría efectuó una evaluación y análisis respecto de la posibilidad de la prórroga del plazo de vigencia del contrato de Price Waterhouse & Co S R L como auditores externos de la Sociedad y elevó una recomendación al Directorio sobre la conveniencia de dicha continuidad En otro orden, el Directorio considera que no es de utilidad contar con las políticas referidas a la rotación de miembros de la Comisión Fiscalizadora y/o Auditores Externos mas allá de lo indicado por la normativa vigente, ya que cuenta con profesionales idóneos que han demostrado amplia experiencia para realizar las tareas a su cargo
PRINCIPIO V RESPETAR LOS DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS				
Recomendación V 1 Asegurar que los				

accionistas tengan acceso a la información de laEmisora				
V 1 1	x			Además de toda la información prevista en el marco legal y *societario vigente, el Directorio, a través de sus ejecutivos* especializados y del Departamento de "Relaciones con el Inversor" (ver punto V 1 2), mantiene reuniones periódicas con accionistas particulares, inversores institucionales nacionales e internacionales y analistas bursátiles a fin de interiorizarlos respecto de la gestión de la Sociedad
V 1 2	x			Gas Natural BAN, S A , conforme a los principios desarrollados en la Ley 26 831 de Mercado de Capitales, cuenta con un departamento denominado "Relaciones con el Inversor", área perteneciente a la Dirección Económico - Financiera cuya principal función es atender consultas e inquietudes de accionistas e inversores, analistas de inversión y otros agentes externos relacionados con el Mercado de Capitales Adicionalmente, pone a disposición de los órganos sociales, de los accionistas e inversores y de otros actores relacionados con el citado Mercado, informes financieros y comunicaciones oficiales, y es la encargada de mantener actualizada la página Web en todo lo referente a Estados Financieros y la Autopista de Información Financiera en toda aquella información requerida por el marco normativo vigente También, cuenta con una dirección de correo electrónico específica, publicada en el sitio web de la Sociedad (relacionesmercado@gasnaturalfenosa com) a fin de atender diversas consultas de los interesados
Recomendación V 2 Promover la participación activa de todos los accionistas				
V 2 1	x			El Órgano de Administración, con el propósito de mejorar la transparencia informativa de la Sociedad y promover la participación de todos sus accionistas en las Asambleas, además de cumplir con las medidas exigidas por la normativa vigente, dispone también de un sitio Web corporativo (http //www gasnaturalfenosa com ar) el cual facilita el acceso a la información financiera y propicia la comunicación con ejecutivos especializados de la Sociedad favoreciendo el buen gobierno corporativo Adicionalmente, se promueven reuniones previas a las Asambleas con el propósito de poner en conocimiento de los accionistas interesados todo lo concerniente a dicho acto societario
V 2 2			x	La Asamblea General de Accionistas de Gas Natural BAN, S A no cuenta con un reglamento para su funcionamiento Sin perjuicio de ello, la Sociedad cumple con la normativa vigente en lo relativo a la información puesta a disposición de los accionistas en los plazos establecidos
V 2 3		x		El Directorio de la Compañía promueve la participación de todos los accionistas en las Asambleas a fin de garantizarles el pleno ejercicio de sus derechos políticos, a través del cumplimiento de lo requerido por la Ley General de Sociedades, la Comisión Nacional de Valores y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires
V 2 4			x	El Directorio de la Sociedad considera suficientes las

ES COPIA FIEL

				acciones de estímulo, adicionales a la normativa legal vigente, descriptas en los puntos V 1 2 y V 2 1 para la participación de todos los accionistas, inclusive los de mayor relevancia
V 2 5			x	En las Asambleas de Accionistas de Gas Natural BAN, S A , donde se proponen designaciones de miembros del Órgano de Administración, no se dan a conocer, con carácter previo, la postura de cada candidato con respecto a la adopción de un Código de Gobierno Societario
Recomendación V 3 Garantizar el principio de igualdad entre acción y voto	x			El Estatuto de la Sociedad establece el principio de igualdad entre acción y voto, representado por acciones ordinarias escriturales de UN (1) PESO de valor nominal cada una y con derecho a un (1) voto por acción Por otro lado, no ha variado la composición de acciones en circulación por clase en los últimos tres años, respetando estas 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
Recomendación V 4 Establecer mecanismos de protección de todos los accionistas frente a las tomas de control	x			La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, en su reunión celebrada el 21 de marzo de 2002 determinó que Gas Natural BAN, S A "no se encuentra Adherida al Régimen Estatutario Optativo de Oferta Pública de Adquisición Obligatoria" Sin perjuicio de lo expuesto, con la entrada en vigencia de la Ley 26 831 de Mercado de Capitales se establece en su art 90 que el Régimen de Oferta Pública de Adquisición Obligatoria comprende a todas las sociedades listadas, incluso aquellas que bajo el régimen anterior hubieren optado por excluir su aplicación
Recomendación V 5 Alentar la dispersión accionaria de la Emisora	x			La Sociedad es controlada por Invergas, S A con una participación del 51% y por Gas Natural SDG Argentina, S A con una participación del 19%, las cuales a su vez son controladas, con una participación del 100%, por el grupo Gas Natural Fenosa de España, participando indirectamente en el 70% del capital El 30% restante de la composición accionaria de Gas Natural BAN, S A cotiza libremente en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires Dentro de ese 30%, el 26,6% corresponde a la Administración Nacional de la Seguridad Social ("ANSES") y el 3,4% a inversores privados Por otro lado, dicha composición accionaria no ha variado en los últimos tres años
Recomendación V 6 Asegurar que haya una política de dividendos transparente				
V 6 1	x			En el art 35 del Estatuto Social se establece la política de dividendos de la Compañía En ese sentido, de existir utilidades netas y siempre que la situación económico financiera de la Sociedad lo permita, el Directorio propone distribuir entre los accionistas el mayor porcentaje de dividendos posible, dentro del marco legal y societario que no comprometa la disponibilidad de fondos necesaria para el cumplimiento de las erogaciones e inversiones necesarias, conforme las leyes y la regulación vigente, los compromisos asumidos en las revisiones tarifarias o la propia seguridad del sistema de distribución de gas
V 6 2	x			El Directorio de la Sociedad, con apoyo de la Dirección

				Económico Financiera, pone a consideración de la Asamblea de Accionistas la propuesta de distribución de resultados, la cual queda detallada en la Memoria de los Estados Financieros En la Asamblea de Accionistas N° 39 celebrada el 16 de abril de 2015 se aprobó que el resultado del ejercicio, el cual arrojó una pérdida neta de $56 466 893, se aplique íntegramente a Resultados no Asignados
PRINCIPIO VI MANTENER UN VÍNCULO DIRECTO Y RESPONSABLE CON LA COMUNIDAD				
Recomendación VI Suministrar a la comunidad la revelación de las cuestiones relativas a la Emisora y un canal de comunicación directo con la empresa				
VI 1	x			La Sociedad posee un sitio Web corporativo (http //www gasnaturalfenosa com ar) de libre acceso y actualizado permanentemente Adicionalmente, el sitio cuenta con una dirección de correo electrónico (relacionesmercado@gasnaturalfenosa com) destinado, principalmente, a recoger inquietudes de los usuarios en general que naveguen el portal Se destaca la sección denominada "Inversionistas" que contiene informaciones diversas relacionadas con la Compañía, sus Estados Financieros anuales y trimestrales, así como un link que direcciona a la información de carácter público remitida a la Comisión Nacional de Valores
VI 2	x			La Sociedad elabora y publica anualmente un informe de Responsabilidad Corporativa en el cual se informa públicamente respecto a los avances y actuaciones más importantes en materia de desarrollo sustentable en las áreas social, económica y ambiental, siguiendo las directrices de la Guía del Global Reporting Initiative (GRI) para la elaboración de Memorias de Sustentabilidad En el año 2015, el Informe de Responsabilidad Corporativa se elaboró en base a la guía G4 de la Iniciativa de Repote Global, con la opción "de conformidad" esencial, cumpliendo con los estándares internacionales de mayor prestigio en la elaboración de este tipo de reportes Además, se volvieron a utilizar los suplementos de petróleo y gas Asimismo, el citado informe ha sido verificado de manera independiente por una firma externa, en este caso Deloitte & Co S A
PRINCIPIO VII REMUNERAR DE FORMA JUSTA Y RESPONSABLE				
Recomendación VII Establecer claras políticas de remuneración de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea, con especial atención a la consagración de limitaciones convencionales o estatutarias en función de la existencia o inexistencia de ganancias				
VII 1			x	Por lo expuesto más adelante, en el punto VII 4, no se considera necesaria la creación de un Comité de

ES COPIA FIEL

				Remuneraciones
VII 1 1				No aplica
VII 1 2				No aplica
VII 1 3				No aplica
VII 1 4				No aplica
VII 1 5				No aplica
VII 2				
VII 2 1				No aplica
VII 2 2				No aplica
VII 2 3				No aplica
VII 2 4				No aplica
VII 2 5				No aplica
VII 2 6				No aplica
VII 2 7				No aplica
VII 3				No aplica
VII 4	x			La decisión sobre la remuneración a los Directores se encuentra sujeta a la opinión sobre su razonabilidad por parte del Comité de Auditoría y luego es sometida a consideración de la Asamblea de Accionistas Adicionalmente, dentro del Comité de Dirección, máximo órgano de decisión en el ámbito ejecutivo, la Sociedad cuenta con una Dirección específica que tiene a su cargo el análisis del mercado, la realización de encuestas y en ese orden, propone los montos que entiende adecuados respecto a las remuneraciones y política de beneficios de la Compañía
PRINCIPIO VIII FOMENTAR LA ÉTICA EMPRESARIAL				
Recomendación VIII Garantizar comportamientos éticos en la Emisora				
VIII 1	x			La Sociedad cuenta con un Código Ético, cuyas pautas de conducta afectan a todas sus unidades El Código Ético refleja el compromiso formal con un modo de actuar íntegro, responsable y transparente, y se manifiesta, también, en la adhesión a los principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas El citado Código, determina los principios de actuación y comportamiento esperados de los empleados de la compañía, en cuestiones tales como la corrupción y el soborno, el respeto a las personas, el desarrollo profesional, la igualdad de oportunidades, la seguridad y la salud en el trabajo y el respeto al medio ambiente, entre otros Además, define las pautas de relación entre los empleados y las empresas o entidades colaboradoras La Comisión del Código Ético es la responsable de contribuir a la efectiva implantación del Códigoy cuenta con la representación de unidades directamente implicadas en el seguimiento del mismo La Comisión fue creada en 2006 y se encuentra integrada por directivos de cuatro áreas de la empresa Auditoría Interna, Comunicaciones y Relaciones Institucionales, Recursos Humanos y Servicios Jurídicos
VIII 2	X			Dentro de las principales tareas de la Comisión, se encuentran la de supervisar el funcionamiento del procedimiento de consulta y notificación del Código Ético

				Se trata de un canal de comunicación que permite a todos los empleados y terceros resolver dudas sobre su aplicación
VIII 3	X			Los mecanismos previstos permiten comunicar a la Comisión, de buena fe, confidencialmente y sin temor a represalias, conductas contrarias a los principios del mismo Todas las comunicaciones son confidenciales Aquellas notificaciones relacionadas con el fraude, la auditoría o los fallos en los procesos contables o de control interno, son transmitidas directamente a la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración del Grupo
PRINCIPIO IX PROFUNDIZAR EL ALCANCE DEL CÓDIGO				
Recomendación IX Fomentar la inclusión de las previsiones que hacen a las buenas prácticas de buen gobierno en el Estatuto Social		x		El Directorio de Gas Natural BAN, S A entiende que las previsiones del Código de Gobierno Societario son compatibles con sus Estatutos Sociales, debido a que estos ultimos fueron confeccionados respetando las normas legales vigentes con lo cual, la Compañía ha dado cumplimiento adecuado a ello En ese orden, los Estatutos Sociales de Gas Natural BAN, S A cuentan con normas de gobierno societario referidas, esencialmente, al funcionamiento del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora y, fundamentalmente, la inclusión del Comité de Auditoría como órgano estable de su estructura societaria Respecto a la inclusión de normas que obliguen a los Directores a informar acerca de sus intereses personales vinculados con las decisiones que les sean sometidas, la Sociedad entiende que no resulta esencial su inclusión en los Estatutos Sociales debido a que las citadas prevenciones están contenidas en la Ley de Sociedades Comerciales, Ley 26 831 de Mercado de Capitales y normas complementarias, e incorporadas al Código de Conducta de la Sociedad

(1) Marcar con una cruz si corresponde
(2) En caso de cumplimiento total, informar de qué modo la Emisora cumple los principios y recomendaciones del Código de Gobierno Societario
(3) En caso de cumplimiento parcial o incumplimiento justificar el por qué e indicar qué acciones tiene previsto el Órgano de Administración de la Emisora para incorporar aquello que no adopta en el próximo ejercicio o siguientes si las hubiere

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 10 de marzo de 2016

EL DIRECTORIO

Horacio Cristiani
Presidente

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

RESEÑA INFORMATIVA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015

1 - Bases de presentación

La información contenida en esta Reseña Informativa debe leerse junto con los estados financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014, de los cuales forma parte Ambos fueron preparados de acuerdo con los criterios de valuación y exposición que se describen en Nota 2 a los estados financieros y que se encuentran establecidos en la Resolución General ("RG") N°622/13 de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") y en la Resolución N°1 660/2000 del Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") y sus modificaciones posteriores

2 - Comentarios sobre la actividad de la Sociedad en el ejercicio

Consideraciones sobre estacionalidad

Las ventas y los resultados de la Sociedad se ven altamente influenciados por las condiciones climáticas imperantes en Argentina El clima más frío, en especial durante aquellos períodos prolongados de temperaturas lo suficientemente bajas para requerir el uso de sistemas de calefacción en hogares y otros edificios, produce un incremento de la demanda de gas natural y, en consecuencia, las ventas y resultados de Gas Natural BAN, S A son sensiblemente más altos durante los meses considerados invernales (de mayo a septiembre), en comparación con los restantes meses del año

Análisis de las operaciones en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014

La Sociedad obtuvo en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 una ganancia neta de $213,9 millones, en contraposición a la pérdida registrada en el ejercicio anterior de $56,5 millones Esta variación fue consecuencia de la mayor ganancia operativa que obedece a la Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") Nº263/2015, del 5 de junio de 2015, que estableció una asistencia económica transitoria a cargo del Estado Nacional para 2015

Dicha Resolución estableció diversas obligaciones y limitaciones, entre otras, destinar parte de los fondos percibidos a cancelar las deudas contraídas y vencidas en 2014 con los productoras de gas, destinar parte de los fondos percibidos a efectivizar los depósitos pendientes por fideicomisos, no distribuir dividendos, no cancelar deudas financieras contraídas con socios

Adicionalmente, el 8 de junio de 2015 el ENARGAS emitió la Nota Nº 6073/2015 complementaria a la Resolución, que establece que el objetivo de la asistencia es mantener la cadena de pagos relacionada con la operación y mantenimiento del sistema de distribución, hasta que se materialicen los procesos previstos en el Acta Acuerdo (AA) en el Período de Transición y se concluya con la Revisión Tarifaria Integral (RTI) prevista en el AA En base a esta resolución, la Sociedad, al 31 de

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

diciembre de 2015, registró en la línea "Reconocimiento asistencia económica Res Nº263/15" un ingreso de $515 millones

De no haberse establecido la asistencia económica transitoria, el resultado operativo de la Sociedad hubiese sido negativo, ya que los mayores ingresos surgidos de la implementación de los cuadros tarifarios vigentes desde 2014, no alcanzan a cubrir los aumentos de precios de los gastos operativos y, el desfase generado por el incremento asimétrico entre el margen de distribución y el componente gas, todo ello agravado por el esquema de ahorro que considera a la totalidad de la tarifa y no al componente gas como parámetro de bonificación

Asimismo, los mayores resultados financieros positivos, han sido consecuencia de mayores intereses comerciales, a las mayores tasas de interés en las colocaciones de excedentes temporales de tesorería y por diferencias de cambio positivas

El cargo por impuesto a las ganancias, calculado en base a la metodología del impuesto diferido, registró un cargo en el presente ejercicio, en línea con la utilidad alcanzada, en contraposición con el crédito registrado en el ejercicio anterior, por la pérdida registrada en dicho ejercicio

Para mayor información véase el capítulo correspondiente a la Memoria de los presentes estados financieros

3 - Estructura comparativa patrimonial y de resultados

3.1. - Estructura patrimonial comparativa con ejercicios anteriores

	31 12 15	31 12 14	31 12 13	31 12 12
	$	$	$	$
Activo no corriente	1 390 473 987	1 208 398 832	1 117 470 970	1 081 162 039
Activo corriente	1 305 300 156	628 937 488	379 861 827	280 953 323
Total del activo	2 695 774 143	1 837 336 320	1 497 332 797	1 362 115 362
Patrimonio	859 570 887	645 674 086	702 140 979	667 154 584
Pasivo no corriente	330 476 367	127 736 287	149 146 521	141 859 846
Pasivo corriente	1 505 726 889	1 063 925 947	646 045 297	553 100 932
Total del pasivo	1 836 203 256	1 191 662 234	795 191 818	694 960 778
Total del pasivo y patrimonio	2 695 774 143	1 837 336 320	1 497 332 797	1 362 115 362

3.2. - Estructura de resultados comparativa con ejercicios anteriores

	31 12 15	31 12 14	31 12 13	31 12 12
	$	$	$	$
Ingresos por ventas y servicios	1 978 044 567	1 607 367 162	1 045 678 564	854 819 580
Gastos operativos	(2 264 834 061)	(1 709 710 885)	(994 090 476)	(846 246 557)
Otros ingresos y egresos netos	49 468 619	14 840 737	19 971 901	9 648 500
Reconocimiento asistencia economica Res Nº 263/15	515 000 000	-	-	-
Ganancia / (Perdida) operativa	277 679 125	(87 502 986)	71 559 989	18 221 523
Resultados financieros netos - ganancia / (perdida)	54 347 901	2 779 030	(16 801 053)	(27 052 575)
Ganancia / (Perdida) antes del impuesto a las ganancias	332 027 026	(84 723 956)	54 758 936	(8 831 052)
Impuesto a las ganancias	(118 130 225)	28 257 063	(19 772 541)	2 487 425
Ganancia / (Perdida) neta del ejercicio	213 896 801	(56 466 893)	34 986 395	(6 343 627)

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICEWATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

4 - Datos estadísticos (en unidades físicas) comparativos con ejercicios anteriores

	31 12 16	31 12 14	31 12 13	31 12 12
Numero de clientes	1 612 089	1 586 261	1 555 929	1 522 975
Venta de gas (en millones de m³)	1 980,3	1 950,7	2 090,3	2 049,5
Servicio de transporte y/o distribucion de gas (en millones de m³)	4 275,9	4 601,0	4 648,7	4 985,6
Longitud de redes (en miles de kilometros)	24,8	24,5	24,2	23,7

5 - Índices comparativos con ejercicios anteriores

	31 12 15	31 12 14	31 12 13	31 12 12
Liquidez (activo corriente / pasivo corriente)	0,8669	0,5911	0,5880	0,5080
Solvencia (patrimonio / total del pasivo)	0,4681	0,5418	0,8830	0,9600
Inmovilización del capital (activo no corriente / total del activo)	0,5158	0,6577	0,7463	0,7937
Rentabilidad (resultado del ejercicio / patrimonio promedio)	0,2842	(0,0838)	0,0511	(0,0094)

6 - Información adicional - Evolución de la cotización en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires de las acciones de la Sociedad

Mes	Cotización (en pesos corrientes al último día hábil de cada mes)			
	2016	2015	2014	2013
Enero	16,10	9,00	3,70	1,87
Febrero	21,00	8,80	3,60	1,89
Marzo		9,50	4,00	1,89
Abril		9,00	5,00	2,03
Mayo		8,99	8,85	1,90
Junio		8,30	8,20	1,80
Julio		9,20	8,60	1,90
Agosto		10,40	10,35	2,03
Septiembre		10,40	11,45	2,55
Octubre		11,50	10,50	3,20
Noviembre		19,50	9,80	3,35
Diciembre		20,30	8,50	3,50

Precio de corte 1,27 27/02/1998

7 - Perspectivas de la Sociedad

La gestión de una Sociedad requiere que la Dirección de la misma realice proyecciones y estimaciones sobre las perspectivas del negocio, tales como las que se incluyen en la presente Reseña Informativa Las fluctuaciones macroeconómicas y eventuales cambios regulatorios pueden hacer que los resultados futuros difieran respecto a dichas estimaciones y que por lo tanto la Dirección de la Sociedad deba adecuar su gestión al nuevo entorno

Desde su creación, la Sociedad ha desarrollado sus actividades priorizando la prestación de un servicio público eficiente y de calidad, así como el adecuado cumplimiento de las obligaciones previstas en la licencia de distribución de gas natural por redes otorgada por el Estado Nacional Las perspectivas de la Sociedad se encuentran condicionadas tanto por el contexto económico y social, como por

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

todas aquellas decisiones que puedan afectar la referida licencia, en especial su renegociación acordada en julio de 2005 con el Estado Nacional por conducto de UNIREN (el Acta Acuerdo) y el marco legal en el que se desarrolla su actividad

En efecto, Gas Natural BAN, S A y sus accionistas tomaron en su momento la iniciativa de acompañar el proceso de renegociación establecido en la Ley N° 25 561, siendo el contrato de licencia oportunamente otorgado, el primer contrato público renegociado de la industria del gas en Argentina, suscribiendo la respectiva Acta Acuerdo el 20 de Julio de 2005 ratificada por Decreto 385/2006 del 20 de enero de 2006, la que en sus distintas disposiciones, previó la recomposición de la ecuación económico-financiera de la Distribuidora, mediante la realización de una Revisión Tarifaria Integral que dispondría una nueva tarifa que entraría en vigencia el 1 de agosto de 2006 Al respecto, desde entonces la Sociedad dio cumplimiento a todas las obligaciones previstas, incluida la suspensión del proceso arbitral ante el CIADI por parte de su accionista controlante

No obstante todas las gestiones realizadas hasta el presente, en el ámbito del proceso de la referida Revisión Tarifaria Integral, la Sociedad no ha visto recompuesto sus ingresos y además, no se han aplicado todas las actualizaciones tarifarias por IVC previstas en el Acta Acuerdo, tal como se describe en nota 1 2 2 a los Estados Financieros y en la Memoria

Existen demoras en la aplicación de disposiciones tarifarias previstas en el marco regulatorio vinculadas al traslado a tarifas de mayores costos de compra de gas y de incremento de la carga fiscal por tasas municipales, así como compensación de saldos a favor de la Compañía derivados del Fondo Fiduciario Ley 25.565 (Subsidio Patagónico), tal como se expone con más detalle en notas 1 2, 1 3, 2 8 1 y 2 8 3, como también está pendiente la actualización de las tasas y cargos establecidas en la resolución ENARGAS N° I 2843/14

Los incrementos tarifarios otorgados a través de las resoluciones ENARGAS N° I 2407/12 y N° I 2843/14, a cuenta de la clausula IV del Acta Acuerdo, resultaron insuficientes para cubrir los montos pendientes de percibir, el incremento de los costos operativos e inversiones, así como para asegurar la cadena de pagos Prueba de ello es que el incremento del margen de distribución desde la aprobación de la ley de emergencia ha sido de 199%, incluida la resolución ENARGAS N° I 2843/14, en tanto que la variación, para el mismo período, del Índice de Precios Mayoristas resultó de 829%, el crecimiento del Índice de Salarios fue de 1334%, el incremento de la tasa de fiscalización y control del ENARGAS creció 2340% y la devaluación fue de 1190%.

Posteriormente mediante Resolución N° 263/2015 la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del servicio de distribución de gas natural a cargo del Estado Nacional Esta medida fue dispuesta en función de haber observado el ENARGAS la delicada situación económico-financiera de las compañías y concluido que requieren de un flujo de fondos excepcional hasta que se materialicen los procesos previstos en el Período de Transición Contractual y se concluya la RTI
El retraso en la recomposición de los ingresos y el incremento de costos en todo este período, ha venido afectando seriamente la estructura del negocio, situación que, unida a las restricciones que el mercado financiero ha impuesto a la

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

financiación de empresas de servicios públicos, ha llevado a la Compañía a una compleja situación financiera, que no se hubiera producido de haberse aplicado oportunamente lo previsto en el Acta Acuerdo y en el marco regulatorio

La asistencia económica transitoria fue un auxilio para la Distribuidora en el corriente año que permitió renegociar la deuda con productores y recomponer la cadena de pagos, pero con un alcance acotado al ejercicio no cubriendo la totalidad de lo adeudado por aplicación del Acta Acuerdo, ni haciendo sostenible el servicio a futuro, por lo que, si bien para el corriente año exclusivamente supone un alivio económico, resulta imprescindible la recomposición económico financiera de la Sociedad en línea con lo pactado con el Estado Nacional en el Acta Acuerdo, garantizando así los debidos ingresos de la Distribuidora para poder hacer frente a las inversiones necesarias para la prestación del servicio, así como para acceder a un mercado financiero que aporte fondos para dichas inversiones

La Sociedad ha mantenido en forma oportuna y diligente, el reclamo de cumplimiento del Estado Nacional de sus obligaciones que surgen del Acta Acuerdo y ha demostrado su permanente vocación de crecimiento y excelencia en la calidad de servicio con un constante nivel de inversiones, adecuada gestión y mínimo endeudamiento

En este contexto se realizaron sobre finales del año 2015 distintas presentaciones tanto al ENARGAS, a la Secretaría de Energía y al Ministerio de Energía y Minería planteando nuevamente la situación de la Distribuidora y solicitando se disponga un ajuste tarifario transitorio hasta la RTI, a fin de permitir el desenvolvimiento de la actividad y el mantenimiento de la cadena de pagos, en línea con lo establecido en el Acta Acuerdo

La Sociedad tiene confianza en que el nuevo Gobierno adoptará medidas para recomponer el sector y para permitir, en el corto plazo, cubrir los costos del servicio, acometer el plan de inversiones y retornar al normal desarrollo de la actividad conforme las prescripciones del Marco Regulatorio

Como ha sido política rectora de la Sociedad desde el inicio de sus actividades, los gestores han privilegiado aún con las dificultades apuntadas anteriormente, el cumplimiento continuo de los compromisos de la Licencia, especialmente respecto del mantenimiento de la seguridad y calidad del servicio que brinda para la distribución de gas natural

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 10 de marzo de 2016

EL DIRECTORIO

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

pwc

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los Señores Accionistas, Presidente y Directores de
Gas Natural BAN, S.A.
Domicilio legal: Isabel La Católica 939
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CUIT: 30-65786411-7

Informe sobre los estados financieros

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Gas Natural BAN, S.A (en adelante "la Sociedad") que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2015, los estados de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha, y un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa.

Los saldos y otra información correspondientes al ejercicio 2014, son parte integrante de los estados financieros auditados mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados en relación con esos estados financieros.

Responsabilidad de la Dirección

El Directorio de la Sociedad es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) adoptadas como normas contables profesionales argentinas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE) e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores (CNV) a su normativa, tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés). Asimismo, el Directorio es responsable de la existencia del control interno que considere necesario para posibilitar la preparación de estados financieros libres de incorrecciones significativas originadas en errores o en irregularidades.

Responsabilidad de los auditores

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros adjuntos basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestro examen de conformidad con Normas Internacionales de Auditoría (NIAs). Dichas normas fueron adoptadas como normas de auditoría en Argentina mediante la Resolución Técnica N° 32 de FACPCE tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento (IAASB por sus siglas en inglés) y exigen que cumplamos con los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros se encuentran libres de incorrecciones significativas.

Una auditoría conlleva la aplicación de procedimientos para obtener elementos de juicio sobre las cifras y otra información presentada en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la valoración del riesgo de incorrecciones significativas en los estados financieros debidas a fraude o error. Al efectuar dicha valoración del riesgo, el auditor debe tener en consideración el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable por parte de la Sociedad de los estados financieros, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados, en

Price Waterhouse & Co S R L es una firma miembro de la red global de PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL) Cada una de las firmas es una entidad legal separada que no actua como mandataria de PwCIL ni de cualquier otra firma miembro de la red

ES COPIA FIEL

función a las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Sociedad. Una auditoría también comprende una evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas, de la razonabilidad de las estimaciones significativas realizadas por la dirección de la Sociedad y de la presentación de los estados financieros en su conjunto.

Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para fundamentar nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros mencionados en el primer párrafo del presente informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Gas Natural BAN, S.A. al 31 de diciembre de 2015, su resultado integral y los flujos de efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Párrafo de énfasis

Sin modificar nuestra opinión, queremos enfatizar la información contenida en la nota 1.3 de los estados financieros adjuntos, que indica que la falta de ajustes en tarifas previstos en el Acta Acuerdo en los últimos años y la decisión de las entidades financieras de reducir su exposición a empresas de servicios públicos, ha llevado a la Sociedad a una complicada situación financiera. Asimismo, el reconocimiento de mayores ingresos según los nuevos cuadros tarifarios aprobados por ENARGAS según la Resolución N° I 2843/2014 y la asistencia económica transitoria, Resolución 263/15, aprobada por la Secretaria de Energía, no son suficientes para devolver el equilibrio que la ecuación económico-financiera del servicio público concesionado requiere. Estos factores indican la existencia de una incertidumbre significativa que puede generar duda sustancial sobre la capacidad de la entidad para continuar como "Empresa en Marcha".

Informe sobre cumplimiento de disposiciones vigentes

En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos, respecto de Gas Natural BAN, S.A , que:

a) los estados financieros de Gas Natural BAN, S.A. se encuentran asentados en el libro "Inventarios y Balances" y cumplen, en lo que es materia de nuestra competencia, con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades y en las resoluciones pertinentes de la Comisión Nacional de Valores;

b) los estados financieros de Gas Natural BAN, S.A. surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales de conformidad con normas legales, que mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base las cuales fueron autorizados por la Comisión Nacional de Valores,

c) hemos leído la reseña informativa y la información adicional a las notas a los estados financieros requerida por el artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y por el artículo 12 °, Capítulo III, Título IV de la normativa de la Comisión

pwc

Nacional de Valores, sobre la cual, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular;

d) al 31 de diciembre de 2015 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino de Gas Natural BAN, S.A. que surge de los registros contables de la Sociedad ascendía a $ 8.183.035, no siendo exigible a dicha fecha;

e) de acuerdo con lo requerido por el artículo 21°, inciso e), Capítulo III, Sección VI, Título II de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, informamos que el total de honorarios en concepto de servicios de auditoría y relacionados facturados a la Sociedad en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 representan:

e.1) el 62% sobre el total de honorarios por servicios facturados a la Sociedad por todo concepto en dicho ejercicio;
e.2) el 71% sobre el total de honorarios por servicios de auditoría y relacionados facturados a la Sociedad, sus sociedades controlantes, controladas y vinculadas en dicho ejercicio;
e.3) el 49% sobre el total de honorarios por servicios facturados a la Sociedad, sus sociedades controlantes, controladas y vinculadas por todo concepto en dicho ejercicio;

f) hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo para Gas Natural BAN, S A previstos en las correspondientes normas profesionales emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L

(Socio)

C P C E C A B A T° 1 F° 17
Dr. Miguel A Urus
Contador Público (UBA)
C P C E C A B A T° 184 F° 246
Liq en Administración
C P C E C A B A T° 28 F° 223

C Nº 915313
444915313

N°H 1047181

consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Buenos Aires 10/ 3/2016 01 0 T 46 Legalización N° 915313

LEGALIZAMOS, de acuerdo con las facultades otorgadas a este CONSEJO PROFESIONAL por las leyes 466 (Art 2 inc d y j) y 20 488 (Art 21 inc 1) la actuación profesional de fecha 10/ 3/2016 referida a BALANCE de fecha 31/12/2015 perteneciente a GAS NATURAL BAN S.A. 30-65786411-7 para ser presentada ante y declaramos que la firma inserta en dicha actuación se corresponde con la que el Dr URUS MIGUEL ANGEL 20-17781536-6 tiene registrada en la matrícula C P C E C A B A T° 184 F° 246 que se han efectuado los controles de matrícula vigente y control formal de dicha actuación profesional de conformidad con lo previsto en la Res C 236/88, no implicando estos controles la emisión de un juicio técnico sobre la tarea profesional, y que firma en carácter de socio de PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Dr DIEGO ERNESTO COCO
C P C E C A B A T° 1 F° 178

LA PRESENTE LEGALIZACION NO ES VALIDA SI CARECE DEL SELLO Y FIRMA DEL SECRETARIO DE LEGALIZACIONES

SECRETARIO DE LEGALIZACIONES

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Domicilio legal Isabel la Católica 939 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Ejercicios Económicos Nros. 24 y 23 iniciados el 1° de enero de 2015 y 2014
Estados Financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014

Actividad principal Prestación del servicio público de distribución de gas natural

Inscripción en el Registro Público de Comercio

Del estatuto	1° de diciembre de 1992
De la última modificación	27 de febrero de 2009

Registro en la Inspección General de Justicia 11673 - Libro 112 - Tomo A de Sociedades Anónimas

Fecha de vencimiento del contrato social 1° de diciembre de 2091

Sociedad controlante Invergas S A
Domicilio legal Isabel la Católica 939 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Actividad principal Inversora
Porcentaje de votos en poder de la sociedad controlante 51%

Composición del capital

Clase de acciones	*Suscripto, integrado e inscripto*
	$
Acciones ordinarias escriturales de V/N $1 de un voto en circulación	
Clase "A"	166 025 384
Clase "B"	159 514 582
	325 539 966

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (en pesos argentinos)

	Nota	31.12.15	31.12.14
		$	$
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedad, planta y equipo ("PP&E")	6 - Anexo A	1 314 759 929	1 157 854 222
Intangibles	7 - Anexo B	26 079 234	16 442 866
Créditos fiscales	8	33 441 211	33 441 211
Otros creditos	9	16 193 613	145 737
Inversiones	10 - Anexo D	-	514 796
Total del activo no corriente		1 390 473 987	1 208 398 832
ACTIVO CORRIENTE			
Existencias	11	11 645 083	5 774 537
Otros créditos	9	243 416 322	66 156 638
Créditos fiscales	8	8 739 367	72 260 654
Creditos por ventas	12	275 077 521	279 372 894
Inversiones	10 - Anexo D	32 558 596	21 412 392
Efectivo y equivalente de efectivo	15	733 863 267	183 960 373
Total del activo corriente		1 305 300 156	628 937 488
Total del activo		2 695 774 143	1 837 336 320
PATRIMONIO			
Capital y reservas atribuibles a los accionistas mayoritarios			
Capital social	17	325 539 966	325 539 966
Ajuste integral del capital social		317 122 050	317 122 050
Reserva legal		48 389 358	48 389 358
Reserva facultativa		17 228 713	17 228 713
Resultados acumulados	18	151 290 800	(62 606 001)
Total del patrimonio		859 570 887	645 674 086
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Previsiones	19 - Anexo E	56 775 653	62 150 299
Pasivo por impuesto diferido	21	16 792 302	32 456 266
Otras deudas	22	31 899 031	27 059 702
Deudas fiscales	23	5 269 675	6 070 020
Deudas comerciales	25	219 739 706	-
Total del pasivo no corriente		330 476 367	127 736 287
PASIVO CORRIENTE			
Otras deudas	22	3 853 267	2 181 008
Remuneraciones y deudas sociales a pagar	24	17 553 841	14 920 457
Impuesto a las ganancias a pagar	32	103 636 096	-
Deudas fiscales	23	66 055 376	38 524 347
Deudas bancarias y financieras	20	14 594 524	26 995 985
Deudas comerciales	25	1 300 033 785	981 304 150
Total del pasivo corriente		1 505 726 889	1 063 925 947
Total del pasivo		1 836 203 256	1 191 662 234
Total del pasivo y patrimonio		2 695 774 143	1 837 336 320

Las Notas 1 a 38 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Miguel A. Urus
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 F° 246
Lic. en Administracion
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 28 F° 223

Miguel A. M. Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cosentini
Presidente

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Resultados Integrales por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 (en pesos argentinos)

	Nota	31 12 15	31 12 14
		$	$
Ingresos por ventas y servicios	28	1 978 044 567	1 607 367 162
Costo de ventas	36 - Anexo F	(1 727 895 323)	(1 290 198 034)
Utilidad bruta		250 149 244	317 169 128
Gastos de			
Administracion	36 - Anexo H	(177 568 060)	(173 025 459)
Comercializacion	36 - Anexo H	(359 370 678)	(246 487 392)
Otros ingresos	29	49 468 619	14 840 737
Pérdida operativa antes de reconocimiento de la Res N°263/15		(237 320 875)	(87 502 986)
Reconocimiento asistencia economica Res N° 263/15	2 15	515 000 000	-
Ganancia / (Perdida) operativa		277 679 125	(87 502 986)
Resultados financieros netos - ganancia	31	54 347 901	2 779 030
Generados por activos		132 930 777	59 848 164
Generados por pasivos		(78 582 876)	(57 069 134)
Ganancia / (Perdida) antes del impuesto a las ganancias		332 027 026	(84 723 956)
Impuesto a las ganancias	32	(118 130 225)	28 257 063
Resultado integral del ejercicio - Ganancia / (Pérdida)		213 896 801	(56 466 893)
Resultado basico por acción atribuible a los accionistas mayoritarios			
- De las operaciones que continúan		0,657	(0,173)

Las Notas 1 a 38 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO. S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17
Dr Miguel A Urus
Contador Publico (UBA)
C P C E C A B A T° 184 F° 246
Lic en Administracion
C P C E C A B A T° 28 F° 223

Miguel A M Teson
Presidente de la
Comision Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Cambios en el Patrimonio por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 (en pesos argentinos)

Rubros	Aporte de los propietarios			Reserva legal	Reserva facultativa	Resultados acumulados	Total del patrimonio atribuible a los accionistas
	Capital social	Ajuste integral del capital social	Total Aporte de los propietarios				
	$	$	$	$	$	$	$
Saldos al 1° de enero de 2014	325 539 966	317 122 050	642 662 016	48 389 358	17 228 713	(6 139 108)	702 140 979
Pérdida del ejercicio						(56 466 893)	(56 466 893)
Saldos al 31 de diciembre de 2014	325 539 966	317 122 050	642 662 016	48 389 358	17 228 713	(62 606 001)	645 674 086
Saldos al 1° de enero de 2015	325 539 966	317 122 050	642 662 016	48 389 358	17 228 713	(62 606 001)	645 674 086
Ganancia del ejercicio						213 896 801	213 896 801
Saldos al 31 de diciembre de 2015	325 539 966	317 122 050	642 662 016	48 389 358	17 228 713	151 290 800	859 570 887

Las Notas 1 a 38 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros.

ES COPIA FIEL

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17
Dr. Miguel A Urus
Contador Publico (UBA)
C P C E C A B A T° 184 F° 246
Lic en Administracion
C P C E C A B A T° 28 F° 223

Miguel A M Teson
Presidente de la
Comision Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Flujo de Efectivo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 (en pesos argentinos)

	31 12 15 $	31 12 14 $
Resultado del ejercicio - Ganancia / (Perdida)	213 896 801	(56 466 893)
Intereses sobre deudas bancarias y financieras devengados en el ejercicio	66 927 798	43 502 819
Impuesto a las ganancias devengado en el ejercicio	118 130 225	(28 257 063)
AJUSTES PARA ARRIBAR AL FLUJO NETO DE EFECTIVO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES OPERATIVAS		
Depreciación de Propiedad, planta y equipo	77 428 980	69 446 987
Amortizacion de Intangibles	5 789 990	4 253 743
Aumento del cargo previsiones para deudores incobrables y otras deducidas del activo	42 597 899	22 435 551
Aumento cargo previsiones para juicios y contingencias	18 587 488	37 844 800
Resultado de bajas de Propiedad, planta y equipo por desafectación y/o ventas	(32 788 719)	(456 281)
CAMBIOS EN ACTIVOS Y PASIVOS		
Disminución / (Aumento) de Créditos fiscales	63 521 287	(9 251 604)
Aumento de Otros créditos	(172 837 560)	(3 254 084)
(Aumento) / Disminución de Inversiones	(10 631 408)	111 344
Aumento de Existencias	(5 870 546)	(4 480 429)
Aumento de Creditos por ventas	(38 302 526)	(170 415 658)
Disminución de Previsiones	(23 962 134)	(33 046 004)
Aumento / (Disminución) de Deudas fiscales	5 736 828	(27 352 487)
Aumento de Otras deudas	6 511 588	1 867 447
Aumento de Remuneraciones y deudas sociales a pagar	2 633 384	2 754 539
Aumento de Deudas comerciales	478 989 922	433 591 208
Impuesto a las ganancias pagado	(9 164 237)	(58 694 488)
FLUJO NETO DE EFECTIVO GENERADO POR ACTIVIDADES OPERATIVAS	807 195 060	224 133 447
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adquisiciones de Propiedad, planta y equipo	(239 780 742)	(156 023 056)
Ventas de Propiedad, planta y equipo	17 764 773	494 499
Adquisicion de Intangibles	(15 426 358)	(8 072 833)
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(237 442 327)	(163 601 390)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Prestamos cancelados	-	(28 894 400)
Intereses pagados	(7 448 378)	(9 922 277)
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(7 448 378)	(38 816 677)
DISMINUCIÓN NETA DE EFECTIVO	562 304 355.	21 715 380
Efectivo y equivalente de efectivo neto al inicio del ejercicio	156 964 388	135 249 008
Efectivo y equivalente de efectivo neto al cierre del ejercicio	719 268 743	156 964 388

Se ha considerado como efectivo y equivalentes de efectivo neto, el dinero en efectivo, cuentas corrientes bancarias, inversiones a corto plazo de alta liquidez (vencimiento original de tres meses o menos al momento de la adquisición) neto de giros en descubierto habituales

En el Estado de Situación Financiera, los giros en descubierto se incluyen en deudas bancarias y financieras en el pasivo corriente

Las Notas 1 a 38 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17
Dr Miguel A Urus
Contador Público (UBA)
C P C E C A B A T° 184 F° 246
Lic en Administracion
C P C E C A B A T° 28 F° 223

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014

1. Información general

1.1 Constitución de la Sociedad

La Sociedad Licenciataria Gas Natural BAN, S A (originariamente Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte S A) fue constituida el 24 de noviembre de 1992, como consecuencia de las Leyes Nros 23.696 y 24 076 y el Decreto N°1 189/92, mediante los cuales se dispuso la privatización de los servicios de transporte y distribución de gas natural y se resolvió la constitución de las sociedades que recibirían las licencias para operar dichos servicios La venta de los paquetes accionarios mayoritarios de las referidas sociedades se efectuó a través de la convocatoria a licitación pública internacional

A través del Decreto N°2 460/92 del Poder Ejecutivo Nacional se otorgó la licencia para la prestación del servicio público de distribución de gas a la Sociedad, mediante la operación de los bienes aportados por Gas del Estado Sociedad del Estado ("GdE") por un plazo de 35 años, prorrogable por 10 años más, siempre que se de cumplimiento en lo sustancial a las obligaciones impuestas por la licencia

La privatización se perfeccionó a través del Contrato de Transferencia suscrito por el Estado Nacional, representado por el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos ("MEyOSP"), GdE y el Consorcio adjudicatario, Invergas S A Simultáneamente se recibieron los activos afectados a la prestación del servicio público de distribución de gas natural en el área adjudicada La toma de posesión se produjo el 29 de diciembre de 1992 a las cero horas, momento en que se iniciaron efectivamente las operaciones

1.2 Marco Regulatorio

1.2.1 Aspectos generales

El marco regulatorio básico aplicable a las actividades de la Sociedad está establecido en la Ley del Gas N° 24 076 ("LG"), promulgada en junio de 1992, y reglamentada por los Decretos Nº1189/92, 1738/92, 1186/93, 2731/93, 692/95, 951/95 y 1020/95, el Decreto Nº2460/1992 que otorga la Licencia para la prestación del servicio, las regulaciones dictadas por el ENARGAS, y la documentación relacionada con la privatización de Gas del Estado, que incluye el Pliego, el Contrato de Transferencia del paquete accionario de la Sociedad, y la Licencia Dichas disposiciones se encuentran hoy afectadas por la Ley de Emergencia y/o modificadas por el Acta Acuerdo

La LG tiene como finalidad, entre otras, (i) proteger los intereses del público consumidor de gas, (ii) promover mercados competitivos, (iii) regular la venta, transporte y distribución del gas natural, (iv) asegurar una producción suficiente para satisfacer las necesidades internas, (v) establecer un régimen tarifario equitativo congruente con las normas internacionales vigentes en países con condiciones similares de mercado, (vi) asegurar las inversiones a largo plazo y (vii) promover la protección del medio y el eficaz transporte, almacenamiento, suministro y uso del gas

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

natural A fin de alcanzar dichos objetivos la LG establece que una sociedad distribuidora de gas natural no debe hacer diferencias entre los clientes y debe ofrecer acceso abierto a todos los usuarios a cualquier capacidad disponible en el sistema de distribución

Además, la LG prohíbe a las empresas de transporte comprar o vender gas natural, e impide que (i) los productores, almacenadores, distribuidores o consumidores que contraten directamente con los productores de gas natural tengan una participación controlante (conforme con el artículo 33 de la Ley de Sociedades Comerciales) en una sociedad transportadora, (ii) los productores, almacenadores y transportadores de gas natural tengan una participación controlante en un sociedad distribuidora, (iii) los consumidores que compren gas natural directamente de los productores tengan una participación controlante en una empresa distribuidora en el área geográfica donde se encuentren, y (iv) los comercializadores tengan una participación controlante en las sociedades transportadoras o distribuidoras Las prohibiciones mencionadas se extienden a las sociedades controladas por, controlantes de o sujetas a control común de aquellas que se encuentren alcanzadas por la prohibición

A partir de la Ley de Emergencia, también conforman el marco regulatorio de la actividad los Decretos N°180 y 181/2004 y todas las restantes normas dictadas a su amparo

Las modificaciones introducidas por la Ley N°26 361 a la Ley de Defensa del Consumidor (Ley N°24 240), también tornan directamente aplicables sus disposiciones respecto de los servicios que presta la Sociedad

1.2.2 Tarifas

El esquema tarifario original fue establecido por la LG, el Decreto Reglamentario N°1738/1992 y la Licencia La tarifa que abona el cliente es el resultado de considerar (1) el precio del gas negociado por la Sociedad y reconocido por el ENARGAS, (2) el costo de transporte reconocido en tarifa y, (3) el margen de distribución El régimen tarifario adoptado es básicamente equivalente al sistema de "tarifa máxima" o "price-cap" *con determinados ajustes previstos en el marco regulatorio*

El esquema original de determinación de la tarifa fijado en el Marco Regulatorio ha sido modificado por la Ley de Emergencia y lo convenido por la Sociedad con el Estado Nacional en el Acta Acuerdo

En efecto, la Ley de Emergencia dispuso que en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedarían sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio Además, estableció que los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedarían establecidos en pesos a la relación de cambio $ 1 = U$S 1

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

La misma Ley de Emergencia autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos mencionados precedentemente y, respecto a los que tuvieran por objeto la prestación de servicios públicos, la norma estableció que deberían tomarse en consideración el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos, la calidad de los servicios y los planes de inversión - cuando ellos estuviesen previstos contractualmente-, el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios, la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas

Por su parte, en el Acta Acuerdo se convino la renegociación integral de la Licencia, conforme a la Ley de Emergencia y demás normas relativas a la emergencia, procurando preservar, en el marco de dichas normas, los principios y aspectos sustantivos de la LG y las regulaciones que de ella se derivan Las pautas principales contenidas en el Acta Acuerdo relacionadas con las tarifas de la Sociedad preveían (i) la fijación de un régimen tarifario de transición que contempla un incremento del 25 % del margen de distribución en promedio a partir del 1° de noviembre de 2005 aplicable solo a los clientes de las categorías R1, R2 y R3 a partir del 1° de enero de 2006, (ii) la fijación de un sistema de revisión tarifaria durante el régimen de transición que contempla la variación de los costos relacionados con la prestación del servicio, (iii) un aumento promedio del 2 % sobre la tarifa de distribución a partir del 1° de noviembre de 2005, aplicable a los clientes de las categorías R1, R2 y R3 a partir del 1° de enero de 2006, para ser asignado a la ejecución de obras de ampliación del sistema de distribución en áreas de baja densidad poblacional, preestablecidas en el Acta Acuerdo, (iv) la realización de una revisión tarifaria integral ("RTI") entre la fecha de suscripción del Acta Acuerdo y el 30 de junio de 2006 para la fijación de un nuevo régimen de tarifas máximas por un plazo de 5 años, (v) la fijación de un régimen de tarifa social destinado a hogares indigentes de la zona de distribución de Gas Natural BAN, S A , cuyo costo será soportado por aportes del Estado Nacional, por una reducción en la carga fiscal de los consumos de gas natural que realicen los beneficiarios, el aporte de los usuarios no comprendidos en el régimen y el aporte de la Sociedad

En relación al proceso de RTI, el mismo debe contemplar mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución de Gas Natural BAN, S A , a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio e implementar métodos adecuados para incentivar y medir en el tiempo, las mejoras en la eficiencia de la prestación del servicio por parte de la Licenciataria

En septiembre de 2008, el ENARGAS dictó la Resolución ENARGAS N° I/409, la que complementando a la segmentación tarifaria del Decreto N°181/04 reestructuró la tarifa de los clientes residenciales, generándose una tarifa progresiva en donde a mayor consumo de gas, mayor es la tarifa volumétrica facturada

Con fecha 23 de diciembre de 2008 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°577/2008, que implicó un ajuste en los cuadros tarifarios por incrementos exclusivamente en el segmento de precio del gas en boca de pozo Esta Resolución

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

fue dictada dos meses después de las Resoluciones 445/2008 y su complementaria, la Resolución N°466/2008 en las que el ENARGAS había modificado los cuadros tarifarios para hacer lugar, tanto al incremento del margen de distribución de Gas Natural BAN, S A , en virtud de la aplicación del Acta Acuerdo en la parte pertinente a los incrementos por reconocimiento del efecto de la variación de precios (cláusula 4 2 y 4 4 del Acta Acuerdo (IVC)) autorizados a la fecha, como al incremento del precio del gas en boca de pozo (este último producto del acuerdo entre la Secretaría de Energía y los productores de gas, fue homologado mediante la Resolución N°1070/2008 de la Secretaría de Energía)

Asimismo, en la Resolución N°I/445/2008 se ha considerado la incidencia de las medidas dispuestas por el ENARGAS en la Resolución N°3 729/2007 y, definiendo que, en caso de existir una diferencia entre el ajuste tarifario acordado y las sumas adeudadas, que a través de dicho ajuste puedan ser saneadas, la misma deberá ser considerada a cuenta del resultado que arroje la RTI

En diciembre de 2012, el ENARGAS emitió la Resolución N°I-2407/12 que implementa una grilla de montos fijos diferenciados según las distintas categorías tarifarias vigentes a incluir en las respectivas facturas a fin de poder llevar adelante una serie de obras y proyectos de infraestructura, mantenimiento correctivo de las instalaciones y otros aspectos relativos al servicio

En diciembre de 2013, el ENARGAS emitió la Resolución N° I 2767/13 a través de la cual, a los fines de optimizar los procesos de aprobación, ejecución, control y seguimiento de los proyectos incluidos en el Plan de Inversiones, estableció que cada uno de ellos debe clasificarse bajo la característica "Obra por Protocolo de Seguimiento" u "Obra por Certificación de Avance", siendo los encuadrados como "Obra por Certificación de Avance" los que serán ejecutadas de acuerdo al Contrato de Fideicomiso y, en consecuencia, los valores correspondientes a los montos fijos asociados a estas obras depositados en el Fideicomiso Las obras por "Protocolo de Seguimiento" serán ejecutadas y administradas por la Distribuidora y afrontadas por ella con los montos fijos percibidos conforme la Resolución N° I 2407/12 El ENARGAS hará las correspondientes auditorías de control y el encuadre de los proyectos será definido por el Comité de Ejecución

Los importes percibidos por Gas Natural BAN, S A con motivo de este mecanismo serán considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco del régimen tarifario de transición y como ingresos en función de la cláusula cuarta del Acta Acuerdo

En abril de 2014 en el marco del esquema de readecuación de subsidios encarado por el Gobierno Nacional conjuntamente con el dictado de la Resolución, SE N° 226 que fijó nuevos precios del gas en boca de pozo, considerando el pedido efectuado por la Sociedad respecto de la necesidad de contar con recursos adicionales para la prestación del servicio y los términos del Acta Acuerdo, el ENARGAS dictó la Resolución N° I 2843/14 por medio de la cual se aprobaron cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1° de abril, 1° de junio y 1° de agosto de 2014 Estos cuadros

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

reflejan el mismo mecanismo de racionalización de consumo previsto en la Resolución SE N° 226 y, en consecuencia, incrementos escalonados de precio con valores diferenciales para los usuarios residenciales y del servicio general P que registren ahorro superior al 20% o de entre el 5 % y el 20 % del mismo bimestre/mes del año anterior y para los usuarios sin ahorro en su consumo o con ahorro menor al 5% respecto a igual bimestre del año anterior Bajo este esquema los primeros no tienen incremento, los segundos la mitad del incremento y los terceros la totalidad

Ambas Resoluciones contemplan que a los usuarios esenciales y aquellos exceptuados del pago del cargo Decreto N° 2067/08 se aplica el cuadro sin incremento En razón de ello y para unificar los distintos esquemas de excepción aplicables conforme la normativa vigente, el ENARGAS dictó la Resolución I N° 2905 mediante la que se aprobó la creación del Registro de Exceptuados a la Política de Redireccionamiento de Subsidios

Los cuadros tarifarios de la Resolución N° I 2843/14 contienen un incremento asimétrico entre los componentes tarifarios, gas, transporte y distribución siendo el ajuste del valor gas muy superior Esta disparidad ha generado distintos efectos adversos para la Sociedad que implican mayores gastos Independientemente de los efectos adversos generados por dicha asimetría, el incremento del margen de distribución, castigado por el esquema de ahorro incluido en los nuevos cuadros tarifarios, no alcanzó a cubrir los aumentos de los gastos operativos Así, el ajuste tarifario de la Resolución N° I 2843/14 no permitió mejorar la delicada situación económico financiera de la Distribuidora ante la falta de cumplimiento del Acta Acuerdo, como así tampoco cumplir el objetivo perseguido de generar ingresos que permitan cubrir durante el período de transición sus costos operativos y el mantenimiento de la cadena de pagos

En el mes de junio el ENARGAS fijó nuevos cuadros tarifarios para el servicio de transporte de gas natural aplicables por ambas Licenciatarias de transporte De acuerdo a lo establecido en las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, el 5 de junio de 2015 el ENARGAS también dictó la Resolución N° I 3350 que aprueba los cuadros tarifarios para el área de Gas Natural BAN,S A que reflejan los cambios verificados en la tarifa de transporte y la totalidad de los componentes tarifarios

Posteriormente mediante Resolución N° 263/2015 la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del servicio de distribución de gas natural a cargo del Estado Nacional Esta medida fue tomada en función de haber observado el ENARGAS la delicada situación económico-financiera de las compañías y concluido que requieren de un flujo de fondos excepcional hasta que se materialicen los procesos previstos en el Período de Transición Contractual y se concluya la RTI

La asistencia económica se hará efectiva en diez cuotas consecutivas con vigencia a partir de 1° de marzo de 2015 y deberá ser destinada a solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

distribución de gas natural por redes y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral A la fecha de los presentes estados financieros, la Sociedad ha cobrado siete cuotas, encontrándose pendientes de desembolso las tres restantes devengadas

A resultas de todo los expuesto, Gas Natural BAN, S A posee un derecho estimado actual de aproximadamente $437 millones solo de capital, en virtud de la aplicación del Acta Acuerdo - incrementos por reconocimiento del efecto de la variación de precios (cláusula 4 2 y 4 4 del A A (IVC)), neto del efecto de i) la Resolución ENARGAS N°I 2407/12, ii) la Resolución ENARGAS Nº I 2843/14, iii) la Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") Nº263/2015, y iv) la nota ENARGAS Nº 12101/15

1.2.3 Traslado a tarifas del costo del gas

El Marco Regulatorio de la Industria del Gas prevé el traslado del costo de adquisición de gas a las tarifas de distribución en su exacta incidencia, con el objeto de que tales insumos resulten neutros y por tanto no produzcan beneficios o pérdidas al distribuidor (art 37 inc 5 del Decreto N°1 738/1992)

No obstante dicha previsión en distintas oportunidades el ENARGAS limitó el reconocimiento de los precios acordados con los productores, medidas que fueron oportunamente recurridas por la Sociedad

Con posterioridad al Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (el "Acuerdo"), celebrado entre los productores de gas y la Secretaría de Energía para el establecimiento de un sendero de recuperación de precios de gas, homologado por la Resolución del MPFIP y S Nº208/04, el ENARGAS dictó la Resolución N°3 009, mediante la cual aprobó, en forma provisoria, el cuadro tarifario para el período invernal del año 2004

Ulteriormente, a través de la Resolución N°3 096 del 28 de octubre de 2004, el ENARGAS aprobó en forma provisoria los cuadros tarifarios de Gas Natural BAN, S A para el período estival comprendido entre el 1° de octubre de 2004 y el 30 de abril de 2005, limitando el traslado a tarifas del precio pagado por la Sociedad para la adquisición de gas natural Esta Resolución fue recurrida por Gas Natural BAN, S A en sede administrativa, recurso que se encuentra pendiente de resolución

Mediante las Resoluciones N°3 205/2005 y Nº3 232/2005, el ENARGAS aprobó, también en forma provisoria, los cuadros tarifarios de Gas Natural BAN, S A correspondientes al período invernal mayo a junio de 2005, limitando el traslado a tarifas del costo de gas para los clientes residenciales

En la Resolución N°3 461/06, el ENARGAS autorizó el traslado a tarifas del último escalón de precios contemplado en el Acuerdo

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

Teniendo en cuenta el vencimiento del Acuerdo y la necesidad de atender el abastecimiento de gas para el mercado interno, la Secretaria de Energía dictó la Resolución N° 599 del 13 de junio de 2007 mediante la cual homologó la propuesta para un nuevo Acuerdo con Productores de Gas Natural por el período 2007-2011

El ENARGAS no realizó ajustes de precio del gas en boca de pozo desde octubre de 2005 hasta septiembre de 2008, situación que ha derivado en un menor ingreso para la Sociedad correspondiente a la provisión de los segmentos Residencial, P1 y P2

En la Resolución ENARGAS Nº I/445 se incluyeron los incrementos en los precios de gas en boca de pozo establecidos por la Resolución S E Nº1 070/2008 -que ratifica el Acuerdo Complementario con los Productores de Gas Natural- para las distintas categorías de usuarios, quedando sin alteraciones los precios del gas destinado a los usuarios R1, R21, R22 y SDB Esta Resolución, al igual que la posterior Resolución ENARGAS N° I/577 que estableció un nuevo incremento en los precios de gas de las subcategorías R31, R32, R33 y R34, no contempla el recupero de los menores ingresos derivados de la situación referida en el párrafo anterior A partir de lo resuelto por la UNIREN en su nota N°120 del 11 de febrero de 2009, esta cuestión deberá ser tratada en el proceso de RTI

En función a lo expuesto, los mayores costos por compra de gas pendientes de traslado ascienden aproximadamente al 31 de diciembre de 2015 a $35,42 millones

En abril de 2014 en el marco de proceso de reasignación de subsidios encarado por el Gobierno Nacional, la Secretaría de Energía de la Nación dictó la Resolución N° 226 que fijó nuevos precios para el gas natural de los usuarios residenciales y comerciales, conjuntamente con la aplicación de un esquema de racionalización del uso del fluido Se fijaron incrementos escalonados de precio con vigencia a partir de los meses de abril, junio y agosto de 2014 con valores diferenciales para los usuarios que registren ahorro superior al 20% respecto a igual bimestre/mes del año anterior, ahorro entre el 5 % y el 20 % respecto del mismo bimestre/mes del año anterior y para el resto de los usuarios de servicio completo y mercado GNC

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°231 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan de Inversiones Hidrocarburíferas, mediante la cual se determinó que " *el precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte destinado al suministro de gas natural comprimido (GNC) en estaciones de servicio, se modificará en el mismo porcentaje en que se haya modificado el precio promedio ponderado, sin impuestos, país en planta de la nafta súper* " con lo cual se busca alinear las variaciones de ambos productos que actúan como sustitutos de un mismo mercado

Mediante la Resolución ENARGAS N° I 2843 los nuevos precios del gas quedaron incorporados en los cuadros tarifarios aprobados para la Sociedad

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

1.2.4 Licencia

1.2.4.a) Vigencia

Conforme la Ley Nº24 076 la Licencia se otorga por un plazo de 35 años, a cuyo vencimiento la licenciataria tendrá derecho a una única prórroga de 10 años (arts 5° y 6°), siempre que haya dado cumplimiento a sus obligaciones, teniendo derecho a participar en la Nueva Licitación e incluso a equiparar la mejor oferta de terceros a fin de ser habilitado por un nuevo período de 35 años, a cuya finalización tendrá derecho a una prórroga por 10 años

En efecto, la Licenciataria cuenta con las siguientes opciones

i Establecer como su oferta en la Nueva Licitación un precio igual y no menor al Valor de Tasación (el cual representa el valor del negocio de prestar el servicio licenciado tal como es conducido por la Licenciataria a la fecha de la valuación, como empresa en marcha y sin tomar en consideración las deudas)

ii Ante la alternativa que ninguna oferta presentada en la nueva Licitación supere el valor de tasación, a la Licenciataria le asiste el derecho de continuar con la Licencia por un nuevo período (podrían ser 45 años más), sin realizar pago alguno

iii Ante la alternativa que una oferta de la Nueva Licitación supere el valor de tasación definido en el punto i , le asiste a la Licenciataria el derecho de igualar la misma y continuar con la Licencia por un nuevo período (podrían ser 45 años más), previo pago de la diferencia entre ambos valores

iv Ante la alternativa que una oferta de la Nueva Licitación supere el valor de tasación definido en el punto i , y la Licenciataria no ejerza el derecho de igualar la misma, el período licenciado finaliza y tiene derecho a recibir como compensación por la transferencia de los activos esenciales a la nueva Licenciataria, el valor de tasación definido en el punto i

Si, habiendo vencido el plazo de la prórroga de la Licencia, la Licenciataria hubiera decidido no participar en la Nueva Licitación, entonces tendrá derecho a cobrar el menor de los siguientes dos valores (i) el valor libros de los activos esenciales, y (ii) el producido neto de la Nueva Licitación

De acuerdo con lo expuesto precedentemente se concluye que la Licenciataria tiene derecho a (i) optar por prorrogar la Licencia, (ii) participar en la Nueva Licitación, y (iii) igualar la mejor oferta presentada en la Nueva Licitación ("first refusal")

1.2.4.b) Caducidad

La Licencia estableció un sistema de sanciones para el supuesto de que Gas Natural BAN, S.A. incumpla las obligaciones que ella impone, entre las que se incluyen

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

apercibimientos, multas y la caducidad de la Licencia Las sanciones de apercibimiento y multas pueden ser determinadas por el ENARGAS en base, entre otras consideraciones, a la gravedad del incumplimiento o de sus efectos para el interés público Se pueden aplicar multas de hasta US$500 000 (importe que ha sido pesificado en virtud de la Ley de Emergencia) en caso de repetirse los incumplimientos

La caducidad de la Licencia sólo puede ser declarada por el Poder Ejecutivo de la Nación, ante una recomendación del ENARGAS La Licencia específica varias causales de caducidad, incluyendo, entre otras, i) el incumplimiento grave y reincidente de las obligaciones a cargo de la Licenciataria, ii) la interrupción del 35% o más del servicio de la Sociedad durante 15 días consecutivos o 30 días no consecutivos durante el año calendario o la interrupción del 10% o más del servicio de la Sociedad durante 30 días consecutivos o 60 días no consecutivos durante un mismo año calendario, siempre que en cualquiera de tales casos dicha interrupción se deba a razones imputables a Gas Natural BAN S A , iii) el abandono en la prestación del servicio, iv) la desobediencia de una orden impartida por la Autoridad Regulatoria que haya quedado firme, v) el incumplimiento de las tarifas El Estado Nacional puede asimismo declarar la caducidad de la Licencia en el supuesto de (i) violación de las restricciones establecidas en el Pliego y el Contrato de Transferencia en relación con la transferencia de acciones de Gas Natural o Invergas, (ii) violación de las restricciones establecidas en la LG y en el Pliego con relación a la titularidad cruzada entre producción, transporte y distribución de gas o (iii) intento de Gas Natural BAN, S A , sin la aprobación del ENARGAS, de transferir la Licencia, o la transferencia o gravamen de los Activos Esenciales de la Sociedad o la utilización por parte de Gas Natural BAN, S A de tales activos para fines distintos de aquellos establecidos en la Licencia

Sin perjuicio de ello, la Licencia establece que, salvo en los casos de quiebra o disolución o liquidación de la Licenciataria en los que no se requiere intimación previa, Gas Natural BAN, S A debe ser notificada y debe dársele la oportunidad de subsanar tal incumplimiento antes de la declaración de caducidad

Cabe señalar que la sola presentación en concurso preventivo no importa la configuración de una causal de caducidad de la Licencia En similar sentido, el Decreto Nº1834/2002 establece que la sola "presentación" en concurso preventivo o la "solicitud" de quiebra de la Sociedad Licenciataria de servicios públicos, no da lugar a la rescisión del contrato de licencia, conservando por tanto, sus derechos bajo la licencia y a la percepción de la tarifa correspondiente

Si el Estado Nacional dispusiera la caducidad de la Licencia con anterioridad al vencimiento de su plazo completo a causa del incumplimiento por parte de Gas Natural BAN, S A , el Estado Nacional deber compensar contra el valor neto de los activos según libros de Gas Natural BAN, S A , cualquier suma debida por daños y perjuicios causados al Estado Nacional, 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 Además, bajo tales circunstancias, el Gobierno Nacional puede requerir a Invergas, S A la transferencia de sus acciones de Gas Natural BAN, S A al

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

ENARGAS en fideicomiso para su posterior venta por licitación pública, sin base y en las condiciones que fije el Regulador Tales condiciones podrán incluir una etapa de precalificación de oferentes, la suscripción de un contrato de asistencia técnica con un operador técnico, y demás recaudos que a criterio del ENARGAS aseguren la adecuada prestación del servicio, y en su caso, el levantamiento de la quiebra, la disolución, o la liquidación Regirán para ese caso las siguientes reglas adicionales (i) el producido de la licitación, menos los gastos incurridos, impuestos devengados y el monto de los daños y perjuicios ocasionados al Estado por la caducidad, corresponderá a Invergas, S A , (ii) operado el traspaso de las acciones y derechos sobre aportes al nuevo adquirente, y suscripto el contrato de asistencia técnica entre el nuevo operador técnico y la Licenciataria, se dejará sin efecto la declaración de caducidad y la Licencia continuará en vigor por el plazo que aun restara del término original o, en su caso, de la renovación, a menos que el ENARGAS, ad referéndum del Poder Ejecutivo Nacional, hubiese decidido al convocar a la licitación, conceder un nuevo plazo de 35 años, (iii) si Invergas, S A no cumpliere con el requerimiento de entrega de las acciones, perderá todo derecho a participar en la compensación por el valor de los activos que correspondan a Gas Natural BAN, S A , participación que será retenida por el ENARGAS en concepto de multa a cargo de Invergas, S A y, solidariamente, de Gas Natural BAN, S A , sin perjuicio del derecho de éste a repetir el monto así retenido contra Invergas, S A

Ante la caducidad de la Licencia, el ENARGAS está facultado para designar un operador interino que no podrá ser el mismo operador técnico actuante hasta ese momento, quien continuará prestando los servicios licenciados hasta tanto se designe a un nuevo licenciatario Gas Natural BAN, S A deberá pagar todos los honorarios y gastos incurridos por dicho operador interino Gas Natural BAN, S A. 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 Gas Natural BAN, S A

Producida la caducidad de la Licencia, Gas Natural BAN, S A debe transferir al Estado Nacional (o a quien éste designe) todos los Activos Esenciales, libres de todo tipo de gravámenes y cargas, a menos que el Estado Nacional solicite a Invergas, S A que transfiera sus acciones de Gas Natural BAN, S A para una posterior licitación

Por lo expuesto es importante señalar que, tanto de la LG y su decreto reglamentario, como de las Licencias, surge claramente que el Estado no tiene derecho a retomar la prestación de los servicios a la finalización del plazo de las Licencias, ni en caso de terminación anticipada por caducidad o renuncia

Así, vencido el plazo de la Licencia, los mecanismos previstos incentivan la continuidad de la Licenciataria y por ende, su permanencia De igual forma, aún en caso de terminación por caducidad o renuncia, el Estado otorgante no retoma la prestación del servicio sino que debe llamar a una nueva licitación para que una persona jurídica de derecho privado preste el servicio

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

1.3 Ley N°25.561 de Emergencia Pública – Estado de la Renegociación del Contrato de la Licencia

El 6 de enero de 2002, el Poder Ejecutivo Nacional ("PEN") promulgó la Ley N°25 561, norma que posteriormente complementada con otras leyes, diversos decretos y reglamentaciones de distintos organismos gubernamentales, modificando unilateralmente la Licencia otorgada a Gas Natural BAN, S.A en distintos aspectos, previendo la necesaria renegociación del contrato

Es así que con fecha 20 de julio de 2005, la Sociedad suscribió el Acta Acuerdo para la Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural (el "Acta Acuerdo"), que estableció (i) un régimen tarifario de transición, con un incremento inicial de tarifas y un reconocimiento periódico de variación de costos de la compañía, (ii) la realización de una Revisión Tarifaria Integral ("RTI") antes del 30 de junio de 2006 para la fijación de un nuevo régimen de tarifas máximas por un plazo de 5 años, (iii) la introducción de un régimen de tarifa social destinado a hogares indigentes, y paralelamente, (iv) la suspensión de las acciones legales contra el Estado Nacional por parte de sus accionistas y sujeta a distintos condicionamientos de cumplimiento por parte del Estado

Mediante el Decreto N°385/2006, publicado el 10 de abril de 2006 en el Boletín Oficial de la Nación, el PEN ratificó el Acta Acuerdo y recién el 9 de abril de 2007 el ENARGAS a través de la Resolución N°3 729/2007, autorizó el aumento inicial convenido en el Acta Acuerdo conjuntamente con el correspondiente a la variación de costos hasta septiembre de 2006

Con fecha 10 de octubre de 2008, mediante la Resolución N°I/445, el ENARGAS autorizó el ajuste por la variación de costos del período octubre de 2006 a septiembre de 2007, en ambos casos reconociendo la deuda acumulada a favor de la Sociedad por la aplicación tardía de los ajustes

La Sociedad ha requerido puntualmente al ENARGAS los nuevos ajustes con sustento en la incidencia del citado IVC No obstante, los distintos períodos de aplicación entre septiembre 2007 a septiembre 2015 se encuentran pendientes de resolución por el regulador, tal como se expone en el último párrafo de la Nota 1 2 2

En el mes de septiembre de 2011 la Sociedad fue notificada de una demanda iniciada por la asociación Unión de Usuarios y Consumidores contra Gas Natural BAN, S A , el Estado Nacional y el ENARGAS, que tiene por objeto la nulidad y derogación de la cláusula 4 6 del Acta Acuerdo en cuanto dispone un aumento retroactivo de tarifas En dicha demanda se solicita que se deje sin efecto la Resolución ENARGAS N° 3729/07 (arts 2 a 5) y que se disponga el reintegro de lo abonado por este concepto en el período noviembre de 2005 hasta el 31 de marzo de 2007 Gas Natural BAN, S A ha contestado y solicitado el rechazo de la demanda, en tanto en su opinión y la de sus asesores legales, existen sólidos argumentos para sustentar la improcedencia del planteo

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

La Sociedad, en mérito a los derechos que le asisten de conformidad con los términos del Acta Acuerdo, ha realizado distintas gestiones ante el ENARGAS para el reconocimiento de las variaciones de costos por lo períodos entre septiembre 2007 y septiembre 2015 y ha reclamado además, la culminación del proceso de RTI y su consecuente aplicación a tarifas

El retraso en la recomposición de sus ingresos y por su parte, el incremento de costos en todo este período, ha venido afectando seriamente la estructura del negocio, situación que unida a las restricciones que el mercado financiero ha impuesto a la financiación de empresas de servicios públicos, ha llevado a una compleja situación financiera, donde la cuestión tarifaria surge como la alternativa imprescindible a tal fin

En ese sentido, el ENARGAS dictó la Resolución Nº I 2407/12 mediante la cual se autorizó a aplicar un monto fijo por factura diferenciado por categoría de usuario Los importes resultantes configuran ingresos a cuenta de los ajustes previstos en el Acta Acuerdo Estos importes deben depositarse en el fideicomiso creado al efecto y ser utilizados, en forma exclusiva para la ejecución de obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución de gas por redes, seguridad, confiabilidad del servicio e integridad de las redes, así como mantenimiento y todo otro gasto conexo, a cuyo efecto la Sociedad presentó su Plan de Inversiones El 12 de diciembre de 2012 la Sociedad suscribió el correspondiente Contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración Privado de Administración – Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de la Distribución de Gas por Redes con Nación Fideicomisos S A ("NAFISA"), en tanto que en enero de 2013 fue suscripto el Manual Operativo que establece los lineamientos generales para llevar a cabo las operaciones entre la Distribuidora en su carácter de Fiduciante, NAFISA en su carácter de Fiduciario y el Comité de Ejecución, destinadas a dar cumplimiento al Contrato de Fideicomiso Según el manual mencionado, los fondos facturados y cobrados por la distribuidora son depositados mensualmente en la cuenta habilitada a tal efecto, siendo utilizados por NAFISA para el pago a los proveedores de obras y servicios según el plan aprobado, previa cumplimentación de los requisitos establecidos para el mismo - visado ENARGAS, presentación de Legajos de Solicitud de Desembolsos, etc En el mes de julio de 2013, y como resultado de gestiones llevadas a cabo por las diferentes empresas del sector para agilizar los desembolsos destinados a mantenimiento, confiabilidad y expansiones del sistema, el Comité de Ejecución prestó conformidad a implementar un régimen de excepción consistente en el adelanto de los fondos disponibles a fin de que la Distribuidora pague en forma directa a los proveedores de obras y servicios incluidos en el Plan de Inversiones, con el compromiso de rendición de cuentas al Fiduciario La vigencia originalmente era hasta el 31 de octubre de 2013, fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2013 La gestión de la Sociedad se ajustó al régimen previsto y en el mes de enero de 2014 la Sociedad presentó la correspondiente rendición de los fondos a NAFISA También se presentó el plan de obras para el año 2014 el cual incluye el ajuste del plan del año 2013 oportunamente aprobado por el Comité de Ejecución

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
CPCECABA T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

A su vez, con fecha 18 de diciembre de 2013, el ENARGAS emitió la Resolución N° I 2767/13 a través de la cual, a los fines de optimizar los procesos de aprobación, ejecución, control y seguimiento de los proyectos incluidos en el Plan de Inversiones, estableció que cada uno de ellos debe clasificarse bajo la característica "Obra por Protocolo de Seguimiento" u "Obra por Certificación de Avance", siendo los encuadrados como "Obra por Certificación de Avance" los que serán ejecutadas de acuerdo al Contrato de Fideicomiso y, en consecuencia, los valores correspondientes a los montos fijos asociados a estas obras depositados en el Fideicomiso Las obras por "Protocolo de Seguimiento" serán ejecutadas y administradas por la Distribuidora y afrontadas por ella con los montos fijos percibidos conforme la Resolución N° I 2407/12 El ENARGAS realizará las correspondientes auditorías de control y el encuadre de los proyectos será definido por el Comité de Ejecución

Mediante Resolución ENARGAS N° I 3249 del 30 de marzo de 2015, se modificó el régimen FOCEGAS y dejó sin efecto la obligación de depósito en NAFISA Los montos fijos deberán ser destinados a actividades relacionadas con la expansión y la confiabilidad de los sistemas, tareas de operación u mantenimiento que contribuyan al cumplimiento de la normativa incluida en la NAG 100, y a actividades comerciales y administrativas relacionadas con la eficaz atención a los usuarios dentro del área de prestación del servicio La Licenciataria presentó el plan de inversiones conforme lo dispuesto en la citada Resolución, que fue aprobado por el ENARGAS

En abril de 2014 en el marco del esquema de readecuación de subsidios encarado por el gobierno, considerando el pedido efectuado por la Sociedad respecto de la necesidad de contar con recursos adicionales para la prestación del servicio y los términos del Acta Acuerdo, el ENARGAS dictó la Resolución N° I 2843 por medio de la cual se aprobaron cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1° de abril, 1° de junio y 1° de agosto de 2014 En dichos cuadros se reconocen en forma escalonada cambios en la tarifa final de los usuarios del servicio residencial y del Servicio SGP de servicio completo, que involucra cambios en el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, como consecuencia del reconocimiento de los nuevos precios por cuenca establecidos por la Resolución SE N°226/14 y en los márgenes de distribución de esta Licenciataria, a cuenta de los aumentos derivados del Acta Acuerdo

En concordancia con el esquema de precios establecido por la Secretaría de Energía en Resolución SE N° 226/14 y la Resolución N° I 2843/14, se establece para cada período tres niveles de tarifa que serán de aplicación a los usuarios según el nivel de consumo que en un bimestre/mes registre con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior

Aquellos usuarios que registren en esa comparación una reducción de consumo superior al 20%, mantendrán el nivel de tarifa que regía hasta el 31 de marzo de 2014 Los que reduzcan su consumo entre un 5 y 20 %, aplicarán un nivel tarifario que atenúa en un 50% aproximadamente el impacto de variación de su factura de consumo, respecto de aquellos que no reduzcan su consumo o su reducción no alcance el 5%

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

Bajo el mecanismo establecido, la Licenciataria también tiene distintos precios por el servicio de distribución de gas según sea el comportamiento en el consumo de los usuarios

Considerando lo descripto precedentemente, el impacto real en los niveles de ingresos y en los costos de Gas Natural BAN, depende de una variable ajena a su control, que es la reducción de consumo que puedan tener sus usuarios impactado asimismo de los efectos por cambios en las variables climáticas entre ambos períodos de comparación

En efecto, la imposibilidad de conseguir mejoras adicionales en su margen de distribución, y/o de obtener el ajuste de las tarifas de la Sociedad para reflejar sus aumentos de los costos de distribución ha llevado a la Sociedad a una complicada situación financiera

Como se mencionara, mediante Resolución N° 263/2015 la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del servicio de distribución de gas natural a cargo del Estado Nacional y que deberá ser destinada a solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de gas natural por redes y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral

La norma establece distintos requerimientos para acceder a la asistencia económica instaurada, relativos al destino parcial de las sumas involucradas al pago de deudas con productores de gas y exige la presentación de una manifestación expresa de adhesión a la asistencia transitoria propuesta

Por su parte el ENARGAS mediante Nota N° 6073/15 ha requerido el mantenimiento de los compromisos e indemnidades previstas en el Acta Acuerdo y el desistimiento de toda acción, recurso o reclamo contra el Estado Nacional y/o el ENARGAS fundado o como consecuencia de las situación de emergencia dispuesta por la Ley N° 25 561 y sus prórrogas y en el proceso de renegociación contractual

Dada la situación que registra la Sociedad ante el importante atraso tarifario derivado de la falta de reconocimiento de los ajustes del Período de Transición oportunamente solicitados y de conclusión del proceso de RTI y la necesidad imperiosa de contar con flujo de ingresos para cubrir los costos de operación y prestación del servicio, Gas Natural BAN, S A ha manifestado expresamente su voluntad de adhesión a la asistencia económica transitoria y cumplimentado los requisitos establecidos en la resolución de la Secretaría de Energía SE Nº 263/15 y en la nota ENARGAS Nº 6073/15, haciendo reserva de sus derechos al cabal cumplimiento del Acta Acuerdo

A septiembre de 2015 Gas Natural BAN, S A había cerrado acuerdos de renegociación por el 100% de la deuda que registraba con productores de gas al 31 de diciembre de 2014, pactando su pago en 36 cuotas mensuales de acuerdo a lo proyectado por la Autoridad Regulatoria al propiciar la asistencia económica

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P E C A B A T° 1 F° 17

A resultas de todo lo expuesto Gas Natural BAN, S A posee un derecho estimado a la fecha de aproximadamente $437 millones solo de capital, en virtud de la aplicación del Acta Acuerdo - incrementos por reconocimiento del efecto de la variación de precios (cláusula 4 2 y 4 4 del A A (IVC)), neto del efecto de i) la Resolución ENARGAS N°I 2407/12), ii) la Resolución ENARGAS Nº I 2843/14, iii) la Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") Nº263/2015, y iv) la Nota ENARGAS Nº 12101/15

Adicionalmente, la citada Resolución N° 263/2015, en su artículo 9°, indica que la Secretaría de Energía revisará la oportunidad y conveniencia de adoptar un mecanismo de asistencia similar en el futuro

Al igual que lo acontecido con las Resoluciones ENARGAS Nº I 2407/12 e I 2843/14, la asistencia económica transitoria, establecida por la Resolución N° 263/15 de la Secretaría de Energía, no cubre la totalidad de lo adeudado por aplicación del Acta Acuerdo, por lo que, si bien para el corriente año exclusivamente supone un alivio económico, resulta imprescindible la recomposición económico financiera de la Sociedad en línea con lo pactado con el Estado Nacional en el Acta Acuerdo, garantizando así los debidos ingresos de la Distribuidora para poder hacer frente a las inversiones necesarias para la prestación del servicio, así como para acceder a un mercado financiero que aporte fondos para dichas inversiones Si bien los Estados Financieros han sido preparados bajo el principio contable de "empresa en marcha", hasta tanto no se cumpla con lo establecido en el Acta Acuerdo y/o se recomponga la situación económica-financiera, la Gerencia no puede asegurar que la Sociedad pueda operar bajo dicho principio

En este contexto se realizaron distintas presentaciones tanto al ENARGAS, como a la Secretaría de Energía y el Ministerio de Energía y Minería, planteando nuevamente la compleja situación de la Distribuidora y solicitando se disponga un ajuste tarifario transitorio hasta la RTI, a fin de permitir el desenvolvimiento de la actividad y el mantenimiento de la cadena de pagos, con lo establecido en el Acta Acuerdo

1.4 Medidas tendientes a asegurar el abastecimiento de gas natural

1.4.1 Los Decretos N°180/2004 y 181/2004 y sus normas complementarias

El 16 de febrero de 2004 fueron sancionados el Decreto N°180/2004, que estableció un régimen de inversiones en infraestructura básica de gas, creó el Mercado Electrónico de Gas ("MEG") y dispuso medidas para lograr una mayor eficiencia en el transporte y la distribución de gas natural, y el Decreto N°181/2004 por el que se facultó a la SE para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el punto de ingreso al sistema de transporte para las distribuidoras y la implementación de mecanismos de protección en beneficio de aquellos usuarios que debían adquirir en forma directa su aprovisionamiento a dichos productores

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

a) Medidas adoptadas para ampliar la infraestructura de transporte de gas natural:

En el marco del citado Decreto N°180/2004, el MPFIPyS emitió la Resolución N°185/2004 aprobando un Programa Global para la Emisión de Valores Representativos de Deuda y/o Certificados de Participación en Fideicomisos Financieros bajo la Ley N°24 441

En este contexto, se contempló la realización de distintos proyectos de ampliación de capacidad de transporte, dando lugar al llamado a Concursos Públicos tanto de TGS como de TGN en los que la Sociedad solicitó un volumen de 2 200 000 m^3/día, 1 900 000m^3/día en prioridad "1" y 300 000 m^3/día en prioridad "3", asignaciones que quedaron convalidadas mediante la Resolución N°3 520/06

La Sociedad realiza una gestión de facturación, cobranza y depósito de los cargos dispuestos por estas ampliaciones a favor del Estado Nacional sin que los mismos representen un incremento de su margen operativo

b) Medidas tendientes a asegurar el abastecimiento de gas natural para el mercado prioritario:

El 13 de junio de 2007 fue publicada la Resolución de la SE N°599 que homologó el Acuerdo alcanzado con los Productores por el período 2007-2011, mediante el cual se tiende a la satisfacción de la demanda doméstica, entendiéndose por tal al mercado interno en su conjunto Dicha norma, fue complementada con la Resolución ENARGAS N° I 1410 del 28 de septiembre de 2010, que estableció un Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas a fin de preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución, privilegiando el consumo de la demanda prioritaria de las Distribuidoras (correspondiente a los mercados residencial, comercial, pequeñas industrias y subdistribuidoras o desde el punto de vista tarifario Servicio R, Servicio General P1, P2 y P3 -grupo III según definición del apartado c- y SDB)

El 29 de diciembre de 2011 la SE dictó la Resolución N°172/2011 mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la mencionada Resolución SE N°599/07

Las Resoluciones ENARGAS N° I 1410/2010 y SE N°172/2011 son los instrumentos con los que cuentan en la actualidad las Distribuidoras para cubrir su demanda

c) Medidas adoptadas sobre la estructura del mercado:

En cuanto a la estructura del mercado, el 23 de mayo de 2005 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N°752/2005 Entre las distintas medidas contenidas en esta Resolución, se estableció que los usuarios de los servicios de distribución del gas natural por redes -salvo los residenciales y del Servicio General P que en el último año hubieran registrado un consumo mensual promedio inferior a los 9 000 m^3- quedaban facultados para adquirir gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

directamente de productores o comercializadores En la citada Resolución se fijaron distintas fechas (luego prorrogadas) a partir de las cuales las Distribuidoras no podían celebrar nuevos contratos de suministro para abastecer a estas categorías de usuarios

Mediante la Resolución SE N°2 020/2005 se dispuso subdividir la categoría de usuarios del Servicio General "P" en tres grupos según el consumo anual registrado entre abril de 2003 y marzo de 2004, a saber (i) Grupo I, usuarios que hubieran alcanzado o superado los 365 000 m^3 de gas y tuvieran un consumo promedio mensual menor a 150 000 m^3, (ii) Grupo II, usuarios con consumos inferiores a 365 000 m^3 e igual o superior a 180 000 m^3 y (iii) Grupo III, usuarios no comprendidos en los anteriores Grupos

Desde el año 2006 las estaciones de carga de GNC están comprando el gas en forma directa a los productores, al igual que los Grandes Usuarios y usuarios del Servicio General "P" Grupos I y II, no afectando el margen operativo de la Sociedad, dado el carácter de "pass through" del componente gas en la tarifa

Por Resolución ENARGAS Nº I 409/08 se segmentaron las categorías definidas en el Decreto Nº181/2004 respecto a los usuarios residenciales de gas natural, a fin de reflejar las diferencias de comportamiento de los usuarios residenciales Posteriormente, mediante Resolución ENARGAS Nº I 694/09 se segmentaron los usuarios del Servicio General P

1.4.2 Cargo para cubrir la importación del gas natural.

El 3 de diciembre de 2008, se dictó el Decreto Nº2067/08 que dispuso la creación de un Fondo Fiduciario para atender todos los costos inherentes a las importaciones de gas natural necesarias para complementar y garantizar el abastecimiento interno

Uno de los recursos para integrar el mencionado Fondo Fiduciario es un cargo tarifario a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución de gas natural

Mediante Resolución N°563/2008 del 15 de diciembre de 2008, el ENARGAS determinó el monto del cargo a pagar por tipo de cliente, al tiempo que excluyó del pago a los usuarios de las categorías R1, $R2_1$, $R2_2$, $R2_3$, Subdistribuidoras, SGP1, SGP2, SGP3 (esencial), GNC y Centrales de Generación Eléctrica

A finales de 2011, en el marco de la nueva política de subsidios encarada por las Autoridades Nacionales, se actualizó el monto a recaudar para cubrir el costo del gas importado y se dispuso ajustar los valores unitarios del cargo, incluyendo a todas las categorías de usuarios En este contexto mediante Resolución ENARGAS Nº1982/11 (i) se implementaron los ajustes de valores para cada categoría de usuario, incorporando al resto de los clientes residenciales que no estaban afectados, a las estaciones de GNC y a los clientes comerciales pequeños y (ii) se dispuso mantener como subsidio la diferencia entre los valores anteriores y los nuevos valores ajustados, excepto para

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

determinados usuarios no residenciales en función de las actividades que realizan y que la norma detalla

Posteriormente se dictaron distintas resoluciones que disponen la eliminación del subsidio a usuarios residenciales comprendidos en countries, barrios cerrados y afines, a usuarios residenciales comprendidos en las zonas geográficas que en cada caso se determinan, como así también a los inmuebles destinados a oficinas comerciales y/o profesionales en las mismas zonas, entre otros casos

Paralelamente se implementó un mecanismo de renuncia voluntaria al subsidio y se formalizó la posibilidad de requerir su mantenimiento mediante la acreditación de determinadas circunstancias en un formulario de declaración jurada

Asimismo, mediante Resolución ENARGAS N° I 3302, en línea con lo acontecido en años precedentes, se implementó una bonificación del 100 % del cargo a los usuarios residenciales $R3_1$ y $R3_2$ durante el período comprendido entre los meses de mayo a septiembre de 2015 y para el resto de los usuarios residenciales una bonificación equivalente al 100% del cargo durante el período junio-julio del corriente y del 70 % durante el período agosto-septiembre

Desde la aplicación del cargo Decreto Nº2067/08 y hasta el presente se han dictado distintas medidas cautelares ante acciones de particulares, de Defensores del Pueblo de distintos partidos del área de licencia de la Sociedad y del Defensor del Pueblo de la Nación, que ordenan a la Sociedad permitir el pago de las facturas sin dicho cargo

La implementación de todas estas medidas requiere de un importante esfuerzo de la Sociedad ya que exigen adaptaciones de los sistemas de facturación y cobro en plazos acotados, entre distintas gestiones específicas de difusión, comunicación, distribución, atención de consultas y reclamos, análisis de situaciones particulares de excepción, etc , así como la gestión de facturación, cobranza y depósito de estos cargos a favor del Estado Nacional, sin que exista incremento alguno de su margen operativo

1.5 Estacionalidad

Las ventas y los resultados de la Sociedad se ven altamente influenciados por las condiciones climáticas imperantes en Argentina El clima más frío, en especial durante aquellos períodos prolongados de temperaturas lo suficientemente bajas para requerir el uso de sistemas de calefacción en hogares y otros edificios, produce un incremento de la demanda de gas natural y, en consecuencia, las ventas y resultados de Gas Natural BAN, S A son sensiblemente más altos durante los meses considerados invernales (de mayo a septiembre), en comparación con los restantes meses del año

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L.
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

2. Resumen de las principales políticas contables

Los presentes estados financieros han sido preparados de conformidad con las Normas Internaciones de Información Financiera ("NIIF") (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés), e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), a través de las Resoluciones Generales Nº 562/09 y 576/10, para las entidades incluidas en el régimen de oferta pública de la Ley N°17 811, ya sea por su capital o por sus obligaciones negociables, o que hayan solicitado autorización para estar incluidas en el citado régimen

La Resolución Nº 600/12 de la CNV postergó, para las sociedades registrantes que sean licenciatarias de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural, así como sus empresas controlantes, la adopción obligatoria de las NIIF para los ejercicios que comienzan el 1 de enero de 2013

Las políticas contables utilizadas en la preparación de los presentes estados financieros son consistentes con las utilizadas en la preparación de la información bajo NIIF al 31 de diciembre de 2014, y se basan en aquellas NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2015 Las políticas contables más significativas son

2.1 Bases de preparación y presentación

2.1.1 Interpretaciones y normas vigentes a partir del año 2015

Nuevas normas e interpretaciones emitidas por el IASB que no tienen impacto

Ciclo de mejoras anuales 2010 -2012

El ciclo de mejoras anuales 2010 – 2012 incluye modificaciones a seis normas emitidas por el IASB, entre las cuales se encuentran la NIIF 8 – "Segmento de operaciones" Dicha modificación dispone que la Sociedad deba de explicitar los juicios realizados por la gerencia al aplicar los criterios de agregación de segmentos de operaciones Dicha modificación no tuvo impacto sobre los estados financieros toda vez que no se agrupan segmentos de operaciones Adicionalmente, se introdujeron modificaciones a la NIIF 2, NIIF 3, NIIF 13, NIC 16, NIC 24 y NIC 38

En todos los casos estas modificaciones clarifican requerimientos existentes que no tienen impacto sobre los estados financieros de la Sociedad

Ciclo de mejoras anuales 2011 -2013

El ciclo de mejoras anuales 2011 – 2013 incluye modificaciones a tres normas emitidas por el IASB, entre las cuales se encuentra la NIIF 13 – "Medición del valor razonable"

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

En todos los casos estas modificaciones clarifican requerimientos existentes que no tienen impacto sobre los estados financieros de la Sociedad

No hay otras NIIF o interpretaciones CINIIF que sean efectivas todavía y que se espere que tengan un efecto significativo

Adicionalmente se presentan y resumen brevemente las normas contables e interpretaciones emitidas por el IASB cuya aplicación no resulta obligatoria a la fecha de cierre de los presentes estados financieros y por lo tanto no han sido adoptadas por la Sociedad.

NIC 1 "Presentación de estados financieros"

En diciembre de 2014, el IASB modificó la NIC 1 "Presentación de estados financieros" incorporando guías para la presentación de los Estados Financieros y resulta aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016, permitiendo su adopción anticipada

La aplicación de esta norma no implica un impacto material en los estados financieros de la Sociedad

NIC 27 "Estados financieros separados"

En agosto de 2014, el IASB modificó la NIC 27 "Estados financieros separados", que admite la utilización del método de la participación como opción en la contabilización de inversiones en subsidiarias, controladas en forma conjunta y asociadas y resulta aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016, permitiendo su adopción anticipada

La aplicación de esta norma no implica un impacto material en los estados financieros de la Sociedad

NIIF 9 "Instrumentos financieros"

En julio 2014, el IASB emitió una nueva versión de la NIIF 9 "Instrumentos financieros" que sustituye a las versiones emitidas con anterioridad y establece nuevos requerimientos para la clasificación y medición de activos y pasivos financieros, aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018, permitiendo su adopción anticipada

La Sociedad se encuentra analizando el impacto, no obstante, estima que la aplicación de la misma no impactará en forma significativa en los resultados de sus operaciones o en su situación financiera

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NIIF 15 "Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes"

En mayo de 2014, el IASB emitió la NIIF 15 "Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes", que resulta aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2017, permitiendo su adopción anticipada

Esta norma especifica cómo y cuándo se reconocerán los ingresos, así como la información adicional que la Sociedad debe presentar en los estados financieros La norma proporciona un modelo único de cinco pasos basado en principios que se aplicará a todos los contratos con los clientes

La Sociedad se encuentra analizando el impacto, no obstante, estima que la aplicación de la misma no impactará en forma significativa en los resultados de sus operaciones o en su situación financiera

NIIF 16 "Arrendamientos"

En enero de 2016, el IASB emitió la NIIF 16 "Arrendamientos" que establece el nuevo modelo de registración de operaciones de arrendamiento Dicha norma deroga las actuales guías para la contabilización de este tipo de operaciones en la NIC 17 "Arrendamientos" y las interpretaciones relacionadas cuando ésta entre en vigencia La NIIF 16 es aplicable para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2019, permitiendo su adopción anticipada La adopción es retroactiva

La Sociedad se encuentra analizando el impacto, y a la fecha de los presentes estados financieros no es posible determinar en forma razonable el impacto de la misma

Modificaciones a la NIC 12 "Impuesto a las ganancias"

En enero de 2016, el IASB publicó ciertas modificaciones con respecto al reconocimiento de activos impositivos diferidos de pérdidas no realizadas Estas modificaciones entrarán en vigencia para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2017, permitiéndose su aplicación anticipada

La Sociedad se encuentra analizando el impacto de las modificaciones, y a la fecha de los presentes estados financieros no es posible determinar en forma razonable el impacto de la misma

Ciclo de mejoras anuales 2012 -2014

El ciclo de mejoras anuales 2012 – 2014 incluye modificaciones a cuatro normas emitidas por el IASB, entre las cuales se encuentra la NIC 34 – "Información financiera intermedia"

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Dicha modificación adiciona nuevas revelaciones a incluir en los estados financieros La modificación a la NIC 34 resulta aplicable para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de julio de 2016, permitiendo su adopción anticipada

La Sociedad se encuentra analizando el impacto que dicha modificación tendrá sobre las revelaciones a los estados financieros por períodos intermedios

2.1.2 Empresa en marcha

Los presentes estados financieros han sido preparados utilizando el principio de empresa en marcha Dado que la Sociedad cuenta con un Acta Acuerdo firmada con el Estado Nacional y aprobada por el Decreto N°385/2006 no resulta previsible un incumplimiento permanente de los compromisos asumidos por éste por lo que la Gerencia considera que existe una expectativa razonable respecto a la capacidad de la Sociedad para llevar adelante su actividad durante el futuro previsible y que la Sociedad tendrá recursos suficientes para continuar desarrollando su actividad.

2.2 Información por segmentos

La información sobre segmentos de explotación se presenta de acuerdo con la información interna que se suministra a la máxima autoridad en la toma de decisiones En ese sentido se ha identificado como la máxima autoridad en la toma de decisiones que es responsable de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos de explotación, al Comité de Dirección encargado de la toma de decisiones estratégicas

2.3 Conversión de moneda extranjera

(a) Moneda funcional y moneda de presentación

Las partidas incluidas en los estados financieros de la Sociedad se expresan en la moneda del ambiente económico principal donde opera la entidad (moneda funcional) Los estados financieros se exponen en pesos argentinos, que es la moneda funcional y la moneda de presentación de la Sociedad

La Sociedad ha evaluado y concluido que a la fecha de los estados financieros no se cumplen las condiciones establecidas en la NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias" para considerar a la Argentina como una economía hiperinflacionaria Estas condiciones incluyen que la inflación acumulada de los últimos tres años se aproxime o supere el 100% A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la variación en el Índice de Precios Internos al por Mayor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos acumula un 62,8%, para los últimos tres años, por lo tanto, los presentes estados financieros no han sido reexpresados

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Cuando se cumplan las condiciones establecidas en la NIC 29 para considerar a Argentina como una economía hiperinflacionaria, los estados financieros correspondientes deberán ser reexpresados desde la fecha de última reexpresión (1 de marzo de 2003), o última revaluación para los activos que hubieran sido revaluados en la transición a NIIF

(b) Transacciones y saldos

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional a los tipos de cambio vigentes a las fechas de las transacciones o de la valuación cuando las partidas se remiden Los activos y pasivos en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio Las ganancias y pérdidas por diferencias de cambio que resulten de la cancelación de tales activos/pasivos o de su conversión usando tipos de cambio distintos a los usados al momento de su incorporación (o al cierre del ejercicio precedente), son reconocidos en el estado de resultados integral, dentro de la línea "Resultados financieros netos"

2.4 Propiedad, planta y equipo ("PP&E")

La PP&E de la Sociedad comprende aquellos activos esenciales y no esenciales para la prestación del servicio, tal como se define en la Licencia La PP&E se valúa a su costo de adquisición o construcción Las erogaciones posteriores forman parte del activo sólo cuando (i) representan una mejora, (ii) es probable que la Sociedad reciba beneficios económicos futuros relacionados con el ítem, y (iii) el costo del mismo puede ser estimado confiablemente El resto de las erogaciones posteriores son cargadas a resultados en el período en el que son incurridas Cuando un ítem comprende varios componentes significativos con vidas útiles distintas, cada uno de estos componentes es contabilizado como un ítem separado

La depreciación de la PP&E de la Sociedad, tanto para fines contables como impositivos, es calculada por el método de la línea recta utilizando tasas anuales suficientes para extinguir los valores de origen al finalizar las vidas útiles En la determinación de la vida útil se han considerado, entre otros parámetros, las normas emitidas por el ENARGAS A continuación se enumeran las tasas de depreciación respectivas para los grupos de activos

- Inmuebles y edificios 2%
- Instalaciones de edificios 5%
- Rodados 20%
- Gasoductos de alta presión 3,33%
- Ramales alta presión 3,33%
- Conductos y sistemas media y baja presión 3,33%, 2% y 10%
- Otras plantas industriales 3,33%, 2%, 4%, 5% y 20%
- Estaciones regulación y medición de presión 4%
- Instalaciones de medidores de consumo: 6,67%, 4%, 5% y 20%
- Otras instalaciones técnicas 4%

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

- Maquinarias y herramientas 10% y 20%
- Equipos informáticos y telecomunicaciones 3,33%
- Muebles y útiles 10% y 20%
- El valor de los terrenos no se deprecia

Las tasas de depreciación son revisadas anualmente, siendo modificadas si las estimaciones más recientes difieren de las realizadas en ejercicios anteriores Para ello, se toman en cuenta, entre otros factores, la obsolescencia tecnológica, el mantenimiento, el estado de conservación, etc El impacto de eventuales cambios en las tasas de depreciación se reconoce en el estado de resultados integrales de forma prospectiva

Los costos de financiación son activados dentro del costo de las obras en curso en la medida que se cumplan las condiciones previstas en la NIC 23 "Costos de endeudamiento" Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 no se han activado costos de endeudamiento

2.5 Intangibles

Los activos intangibles registrados, comprenden aquellos activos asociados con las licencias de software y desarrollos que posee la Sociedad capitalizados sobre la base de los costos incurridos en su adquisición o producción Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas

2.6 Arrendamientos

Arrendamientos financieros

Los arrendamientos que transfieren sustancialmente todos los riesgos y recompensas propios de la adquisición de los activos arrendados son clasificados como arrendamientos financieros La Sociedad reconoce un activo y un pasivo en su estado de situación financiera por los arrendamientos financieros suscriptos El importe de los mismos es equivalente al valor razonable del bien arrendado o, en caso de ser menor, el valor presente de los pagos mínimos futuros bajo el acuerdo de arrendamiento, determinados a la fecha de inicio del acuerdo. Posteriormente, los pagos realizados bajo el acuerdo son asignados proporcionalmente a (i) reducir el saldo del pasivo, y (ii) reconocer un cargo por intereses El cargo por intereses es asignado a cada período de duración del acuerdo de modo que la tasa de interés sobre saldos imputada en cada período se mantenga constante Los pagos contingentes, si es que existen, son cargados a resultados en el período en el cual se incurren

La política de depreciación de los activos arrendados bajo la modalidad de arrendamientos financieros es consistente con la aplicada a activos propios de la misma naturaleza

Al 31 de diciembre de 2015, la Sociedad no tenía arrendamientos financieros vigentes

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

Arrendamientos operativos

Los pagos efectuados bajo acuerdos de arrendamientos operativos son cargados a resultados en línea recta a lo largo de la duración del acuerdo, a menos que otro método de asignación sea más representativo

En el curso ordinario de los negocios, la Sociedad arrenda inmuebles y cocheras para el personal bajo la modalidad de arrendamientos operativos Los importes cargados a resultados por arrendamientos operativos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 totalizan $2 856 855 y $1 777 969, respectivamente y se exponen en las líneas de gastos de comercialización y administración del estado de resultados integrales

A continuación se exponen los pagos mínimos futuros en relación a los arrendamientos operativos

	0 a 1 año	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años
Arrendamientos operativo	3 038 784	2 476 886	1 783 020	1 102 544

2.7 Desvalorización de "PP&E"

La Sociedad evalúa a cada fecha de cierre de ejercicio o cuando existen eventos o cambios en las circunstancias que impliquen un potencial indicio de desvalorización de los bienes con respecto a su valor recuperable, medido éste como el valor de uso al cierre del ejercicio Cuando el valor en libros de un activo es superior a su importe recuperable estimado, dicho valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable

El valor recuperable de un activo es el mayor entre su valor de uso y su valor razonable neto del costo de venta A efectos de calcular el valor de uso, los flujos de fondos futuros estimados son descontados a su valor presente empleando una tasa de descuento que refleja las evaluaciones actuales del mercado sobre el valor en el tiempo del dinero y los riesgos específicos del activo

Para esto, se analiza información interna y externa Las fuentes de información interna incluyen obsolescencia y desgaste o daño físico, y cambios significativos en el uso del activo y en su rendimiento económico. Las fuentes de información externas incluyen el valor de mercado del activo, cambios en la tecnología, en el mercado o en las leyes, aumentos en las tasas de interés de mercado y el costo de capital utilizado para evaluar oportunidades de inversión, así como también una comparación entre el valor de los activos netos de la Sociedad y su capitalización de mercado

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Cuando no es posible estimar el valor recuperable de un activo, la Sociedad estima el valor recuperable de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece el activo La Sociedad tiene una única unidad generadora de efectivo

El flujo de fondos futuros empleado se prepara sobre la base de estimaciones de ciertas variables sensibles en la determinación del valor recuperable, entre las que se destacan las siguientes i) los incrementos tarifarios futuros esperados y reconocimiento de ajustes de costos, según cláusulas de los acuerdos suscriptos con el Estado Nacional ii) proyecciones de demanda de energía, iii) evolución de los costos a incurrir y iv) variables macroeconómicas tales como tasas de crecimiento, tasas de inflación, tipo de cambio, etc

El futuro incremento de tarifas utilizado por la Sociedad en la evaluación de la recuperabilidad de los activos al 31 de diciembre de 2015 está basado en los derechos contractuales que la Sociedad detenta, derivados de los contratos de concesión y de los acuerdos descriptos en la Nota 1 3 de los presentes Estados Financieros Asimismo se han considerado las acciones realizadas con el objeto de mantener y garantizar la provisión del servicio público, las presentaciones realizadas ante los organismos regulatorios, el estado de las discusiones con representantes gubernamentales, tendientes a la recomposición de la ecuación económico financiera y ciertas medidas adoptadas durante 2015, motivos por los cuales, los ingresos estimados de estas proyecciones se basan en la presunción del cumplimiento de las obligaciones por parte del Estado Nacional

A pesar de la actual situación económica y financiera descripta en nota 1 3 de los Estados Financieros, la Sociedad al 31 de diciembre de 2015 ha realizado sus proyecciones en el supuesto de que obtendrá mejoras tarifarias acordes a las circunstancias No obstante, la Sociedad no está en condiciones de asegurar que el futuro comportamiento de las premisas utilizadas para efectuar sus proyecciones estará en línea con dicha estimación Por lo tanto podrán existir diferencias considerables con las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los Estados Financieros

El test de deterioro efectuado al 31 de diciembre de 2015 considera tres escenarios (pesimista, intermedio y optimista) con distintas probabilidades de ocurrencia Los tres escenarios que surgen a partir de los cuadros tarifarios y de las presentaciones realizadas ante los diversos organismos y se combinan con distintas alternativas que pueden plantearse en función a la resolución de estas presentaciones, de futuros incrementos tarifarios, con el reconocimiento de ingresos provenientes de la aplicación íntegra del Acta Acuerdo y del efecto de la variación de precios

Los criterios considerados en cada uno de los escenarios son

1 Escenario denominado pesimista en este caso la Sociedad para el año 2016 no se contemplan aumentos tarifarios ni asistencia económica transitoria, y a partir de 2017 se prevé ajustes de tarifas para cada año por aplicación de la RTI

Veasé nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

en línea con el Acta Acuerdo Los costos se incrementan anualmente por la inflación estimada Probabilidad de ocurrencia asignada 10%

2 Escenario denominado base en este caso la Sociedad contempla que recibirá durante el año 2016 un incremento de tarifas A partir del año 2017 se prevén incrementos tarifarios por aplicación de la RTI en línea con el Acta Acuerdo En tanto que los costos se incrementan anualmente por la inflación estimada Probabilidad de ocurrencia asignada 60%

3 Escenario denominado optimista en este caso la Sociedad contempla que recibirá durante el año 2016 un incremento de tarifas A partir del año 2017 se aplican incrementos de tarifas por aplicación de la RTI en línea con el Acta Acuerdo Adicionalmente, en el año 2017 se reconoce la deuda por IVC Los costos se incrementan anualmente por la inflación estimada Probabilidad de ocurrencia asignada 30%

En todos los escenarios se utilizó una tasa de descuento post-tax (WACC) en pesos expresada en términos nominales de 39,5 % para 2016, 35,6% para 2017 y 2018, 33,8% para 2019, 32% para 2020 y para los siguientes años una tasa real de 12,3%

Los porcentajes de probabilidad de ocurrencia asignados, se sustentan principalmente en (i) la ocurrencia de distintos hechos pasados (experiencia), (ii) la Resolución ENARGAS 2407/12 y la Resolución Nº I 2843/14, (iii) el acta acuerdo de renegociación contractual firmada por la Sociedad que permite comenzar una revisión plena de la tarifa y establecer una revisión semestral de la tarifa a fin de ajustarlas al índice general de variaciones de los costos y las negociaciones permanentes que la Sociedad lleva a cabo con el Poder Ejecutivo Nacional, y (iv) las declaraciones de funcionarios de los Ministerios de Economía, Energía y Minería y de la Jefatura de Gabinete, que han señalado la necesidad de la reducción de los subsidios en los servicios esenciales de gas y electricidad y una mejora en las tarifas de las empresas prestadoras

Dado que la estimación del valor actual del flujo de fondos futuro supera el valor contable de propiedades, planta y equipos, la Sociedad concluyó que los mismos no presentan deterioro

Análisis de sensibilidad

Los principales factores que podrían resultar en cargos por desvalorización en períodos futuros son i) una distorsión en la naturaleza, oportunidad y modalidad de los incrementos de tarifas y reconocimiento de variación de costos y ii) evolución de los costos a incurrir Dada la incertidumbre inherente a estas premisas, la Sociedad estima que cualquier análisis de sensibilidad que considere cambios en cualquiera de ellas consideradas individualmente podría conducir a conclusiones distorsivas

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

2.8 Instrumentos financieros

2.8.1 Activos financieros

De acuerdo con la NIIF 9 la Sociedad clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías (i) activos financieros a costo amortizado y (ii) activos financieros a valor razonable La clasificación depende del modelo de negocio de la Sociedad para gestionar los activos financieros y las características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero

(a) Activos financieros a costo amortizado

Los activos financieros deben ser clasificados dentro de esta categoría si (i) son activos financieros que se enmarcan dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener los activos para obtener los flujos de efectivo contractuales, y (ii) las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del capital e intereses sobre el importe del capital pendiente

(b) Activos financieros a valor razonable

Los activos financieros a valor razonable son aquellos que no se miden a costo amortizado

Las compras y ventas habituales de activos financieros se reconocen a la fecha de la negociación, fecha en la que la Sociedad se compromete a comprar o vender el activo Las inversiones se reconocen inicialmente a su valor razonable más los costos de transacción en el caso de todos los activos financieros que no se registran a valor razonable con cambios en resultados Los activos financieros que se reconocen a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente a valor razonable y los costos de transacción se reconocen como gasto en el estado de resultados integrales

Las inversiones se dejan de reconocer cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones expiran o se transfieren y la Sociedad ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios derivados de su propiedad Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se registran posteriormente a su valor razonable Los créditos financieros y las cuentas por cobrar se registran a su costo amortizado por el método de interés efectivo

Las ganancias y pérdidas que surgen de cambios en el valor razonable de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados integrales en el rubro "Resultados financieros, netos", en el ejercicio en el que se producen los referidos cambios en el valor razonable

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

Los activos financieros de la Sociedad incluyen lo siguiente

- Efectivo y equivalente de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo incluyen el efectivo disponible, depósitos de libre disponibilidad en bancos y otras inversiones altamente líquidas de corto plazo con vencimientos de tres meses o menos desde la fecha de adquisición

Los saldos de caja y depósitos de libre disponibilidad en bancos son valuados a su valor nominal, los depósitos en plazos fijos se valúan a su costo amortizado y las inversiones en fondos comunes de inversión se encuentran valuadas a su valor razonable con contrapartida en resultados

- Créditos por ventas y otros créditos

Los créditos por ventas y otros créditos se reconocen inicialmente a su valor razonable y subsecuentemente se valorizan a su costo amortizado usando el método de la tasa efectiva, netos de la previsión por incobrabilidad La previsión por incobrabilidad se establece teniendo en cuenta la posibilidad de cobro de los créditos en función al tipo, antiguedad y regulación vigente al respecto

Los saldos determinados como deudores comunes contienen los cargos devengados y facturados a sus clientes por el servicio completo, servicio de transporte y servicio de distribución de gas Estos saldos incluyen cargos adicionales por mandato de Leyes Nacionales y Provinciales, Decretos del PEN y Ordenanzas Municipales, que no forman parte de los resultados de la Sociedad, tales como Impuesto al valor agregado, Impuesto Provincial Ley 9.266/79, Impuesto sobre el gas natural comprimido Ley 24 698, Tasa de Infraestructura Hídrica por venta de GNC Decreto 1 381/2 000 y Ordenanzas de diversos municipios, cuyas contrapartidas se exponen dentro del rubro Deudas Fiscales

Por otra parte en la misma línea de créditos por ventas se incluyen entre otros los siguientes conceptos

- Programa de Uso Racional de la Energía ("PURE"), comprende el establecimiento de incentivos y cargos adicionales por excedentes de consumo El saldo por este concepto en el rubro Créditos por ventas corresponde a los cargos por recupero de incentivos efectuados a los sujetos pasivos (clientes industriales) neto de las bonificaciones efectuadas a los sujetos activos del Programa (clientes residenciales y comerciales)

- Gas y servicios suministrados pendientes de facturación que comprende

  ✓ los consumos devengados en concepto de servicio completo (incluyen suministro de gas), servicios de transporte y/o distribución, determinados

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

sobre la base de estimaciones técnicas que a las respectivas fechas de cierre de cada estado financiero se encuentran pendientes de facturación y valuados a su valor nominal

- ✓ los cargos en concepto de tasas de ocupación de espacios públicos abonados por la Sociedad a algunos municipios y cuyo traslado definitivo a tarifas, previsto en el marco regulatorio y legal vigente, aún se encuentra pendiente por parte del ENARGAS, motivo por el cual por aplicación de las NIIF debieron ser previsionados El monto de capital pendiente de traslado a la fecha asciende a $83,4 millones
- ✓ el ajuste proveniente de la aplicación de los cuadros tarifarios por los servicios devengados y no facturados correspondientes al período comprendido entre noviembre de 2005 y marzo de 2007, que como consecuencia de la Resolución ENARGAS N°3 729/2007, son recuperados en 55 cuotas mensuales consecutivas y sin intereses resarcitorios, los cuales han sido valuados sobre la base de la mejor estimación de la suma a cobrar, descontados a la tasa que reflejaba razonablemente las evaluaciones del mercado sobre el valor tiempo del dinero y los riesgos específicos del crédito al momento de efectuarse la medición inicial

Adicionalmente a los créditos expuestos, existen acreencias que surgen de incumplimientos del Acta Acuerdo y del marco regulatorio, que no pueden ser expuestas como créditos ante la falta de autorización e instrumentación de su traslado por parte del Regulador Un detalle de las mismas y su vínculo con la nota que las trata en detalle es el siguiente

	Monto	Nota
• IVC *	MM $437	1 2 2/1 3
• Traslado costo de gas	MM $35,42	1 2 3

* No incluye intereses y la cifra es neta de los efectos de las RG ENARGAS Nº I 2407/12, RG ENARGAS Nº I 2843/14, Res SE Nº 263/15 y nota ENARGAS Nº 12101/15

A su vez, la línea de Otros Créditos comprende, entre otros, los siguientes

- Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de la Distribución de Gas por Redes con Nación Fideicomisos S A los montos recaudados de los clientes y depositados en la cuenta creada al efecto, por un total acumulado de $ 2,9 millones, derivado de la aplicación de la Resolución ENARGAS Nº I 2407/12 para ser utilizado en la ejecución de obras y servicios incluidos en el Plan de Inversiones presentado por la Sociedad
- Crédito por repetición Impuesto sobre los ingresos brutos - Provincia de Buenos Aires Incremento de alícuota según lo expuesto en Nota 5 1
- Cuotas pendientes de cobro por la financiación propia otorgada a clientes de su zona de influencia para la construcción de redes externas e internas $ 0,4 millones
- Créditos con partes relacionadas (Nota 27) por $57,2 millones

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

- Cuotas devengadas pendientes de cobro de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 263/15 por un total de $108,1 millones
- Crédito a cobrar por venta de PP&E por $33,1 millones
- Fondo fiduciario - Ley 25 565 Art 75 a través del cual se crea un fondo para subsidios de consumos residenciales de gas, que se aplica a la totalidad de m3 de gas que se consumen en el territorio nacional, con el objeto de financiar compensaciones tarifarias y la venta de cilindros y garrafas para las provincias ubicadas en la región patagónica y el Departamento de Malargue provincia de Mendoza La metodología de traslado autorizada genera desfasajes en los cargos siendo estos insuficientes para compensar los pagos realizados a los productores de gas Es por ello que el saldo de este rubro resulta un crédito para la Sociedad, por un importe de $5,7 millones, el cual sumado a los intereses previstos en la reglamentación arroja un monto aproximado de $12,71 millones a diciembre de 2015

2.8.2 Desvalorización de activos financieros

La Sociedad evalúa a cada fecha de cierre si existe evidencia objetiva de la desvalorización o deterioro en el valor de un activo financiero o grupo de activos financieros medidos a costo amortizado

Un activo financiero o grupo de activos financieros es desvalorizado y la pérdida por desvalorización reconocida directamente en el estado de resultados integrales si hay evidencia objetiva de desvalorización como resultado de uno o más eventos ocurridos con posterioridad al reconocimiento inicial del activo y dicho evento (o eventos) tienen un impacto en la estimación futura de los flujos de efectivo del activo financiero o grupo de activos financieros

Algunos de los indicadores de deterioro o desvalorización que la Sociedad evalúa para determinar si existe evidencia objetiva de pérdida de valor incluyen los siguientes demora en los pagos recibidos de clientes, la desaparición de un mercado activo para un instrumento financiero por la existencia de dificultades, declaración de quiebra de clientes, información observable que indique una disminución medible en los flujos de fondos futuros de un portfolio de activos financieros, etc

2.8.3 Pasivos financieros

Los pasivos financieros comprenden las deudas comerciales, las deudas fiscales, las deudas bancarias y financieras y otros pasivos

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable y luego valuados a costo amortizado usando el método de la tasa efectiva En el caso de las deudas bancarias y financieras, han sido valuadas a su valor nominal más los intereses devengados a las respectivas fechas de cierre de cada estado financiero Los valores obtenidos de esta forma no difieren significativamente de los que se hubieran obtenido de aplicarse las NIIF, que establecen que los mismos sean reconocidos

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

inicialmente a su valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción Los costos incurridos en la obtención de los préstamos se capitalizan y amortizan en la duración del contrato que los origina, empleando el método de la tasa efectiva

Las deudas bancarias y financieras se clasifican en el pasivo corriente a menos que la Sociedad tenga derech o incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos 12 meses contados desde la fecha del estado financiero

Al 31 de diciembre de 2015 las principales deudas a fondos fiduciarios y fideicomisos corresponden principalmente a

- Fondo fiduciario – Res 415/04 y 624/05 correspondiente al Programa de Uso Racional de Energía, que comprende el establecimiento de incentivos y cargos adicionales por excedentes de consumo El saldo por este concepto corresponde a los cargos efectuados a los sujetos activos del Programa sobre los excedentes de consumos (clientes residenciales y comerciales) neto de las devoluciones por incentivos efectuadas a los sujetos pasivos (clientes industriales) y de los depósitos efectuados en el Fondo Fiduciario indicado por el ENARGAS

- Fondo fiduciario – Dto 2067/08 corresponde a la creación de un fondo para atender las importaciones de gas natural y todas aquellas acciones necesarias para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales El monto recaudado se deposita en las cuentas fiduciarias pertinentes

- Fideicomiso transporte gas corresponde al fideicomiso de transporte destinado a financiar las obras de ampliación de la capacidad de transporte de gas natural (gasoductos norte y sur) Estos fondos se depositan en las cuentas fiduciarias recaudadoras pertinentes

2.9 Existencias

El rubro existencias comprende

Materiales

Los materiales mantenidos para ser usados en el mantenimiento/expansión de la red han sido valuados al menor valor entre el costo y el valor neto de realización El costo es determinado utilizando el método primero entrado – primero salido ("PEPS")

El valor neto de realización se determina en función al valor estimado de venta en el curso ordinario de los negocios, neto de los gastos directos de venta

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Existencias de gas en Peak Shaving

Las existencias de gas en la planta de almacenamiento criogénico han sido valorizadas al costo de adquisición El costo es determinado usando el método PEPS

El valor de libros de las existencias no supera su valor recuperable estimado

2.10 Remuneraciones y deudas sociales

Cuando un empleado haya prestado sus servicios durante el ejercicio, reconocerá el importe (sin descontar) de los beneficios a corto plazo que ha de pagar la Sociedad por tales servicios

(a) como un pasivo (gasto acumulado o devengado), después de deducir cualquier importe ya satisfecho,
(b) como un gasto, a menos que otra NIIF requiera o permita la inclusión de los mencionados beneficios en el costo de un activo

2.11 Beneficios a empleados

Beneficios por terminación

Los beneficios derivados de la terminación de la relación laboral son debidos cuando la Sociedad da por terminada dicha relación antes de la fecha de retiro, o cuando un empleado acepta voluntariamente un plan de retiro anticipado a cambio de la percepción de tales beneficios La Sociedad reconoce un pasivo derivado de los beneficios por terminación de la relación laboral cuando ha asumido un compromiso demostrable en tal sentido y ha elaborado un plan formal detallado para dar por finalizada la relación laboral que no puede dejar de implementar A la fecha de los presentes estados financieros no hay pasivos que corresponda reconocer por tal concepto

2.12 Capital social

Las acciones ordinarias se clasifican en el patrimonio y se mantienen registradas a su valor nominal

2.13 Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta

(a) Impuesto a las ganancias

El cargo por impuesto a las ganancias del ejercicio comprende los impuestos corrientes y diferidos El impuesto se reconoce en el estado de resultados integrales

Vease nuestro informe de fecha
18 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

El impuesto a las ganancias corriente se determina sobre la base de las leyes impositivas promulgadas a la fecha del estado de situación financiera La Gerencia evalúa periódicamente la posición asumida en las declaraciones juradas de impuestos respecto de situaciones en las que las leyes tributarias son objeto de interpretación La Sociedad, cuando corresponde, constituye previsiones sobre los montos que espera deberá pagar a las autoridades tributarias

El impuesto se determina en su totalidad, por el método del impuesto diferido, sobre las diferencias temporales que surgen entre las bases tributarias de activos y pasivos y sus respectivos valores contables El impuesto diferido se determina usando tasas tributarias (y leyes) que han sido promulgadas a la fecha del balance general y que se espera serán aplicables cuando el impuesto diferido activo se realice o el impuesto diferido pasivo se pague Los activos diferidos sólo se reconocen en la medida que sea probable que se produzcan beneficios tributarios futuros contra los que se puedan usar las diferencias temporales

Los saldos de impuestos a las ganancias diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe el derecho legal exigible a compensar impuestos activos corrientes con impuestos pasivos corrientes y cuando los impuestos a las ganancias diferidos activos y pasivos se relacionen con la misma autoridad tributaria de ya sea la entidad gravada o de distintas entidades gravadas en donde exista intención de liquidar los saldos sobre bases netas

(b) Impuesto a la ganancia mínima presunta

Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias De acuerdo a la legislación vigente el impuesto a la ganancia mínima presunta se determina aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables a la fecha de cada cierre y la obligación fiscal de la sociedad coincidirá con el mayor de ambos impuestos Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta del impuesto a las ganancias que pudiera producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes

2.14 Previsiones

Las previsiones para los juicios laborales, civiles y contenciosos se reconocen cuando la Sociedad tiene una obligación presente legal o asumida como resultado de eventos pasados, es probable que se requiera de la salida de recursos para pagar la obligación y el monto puede estimarse confiablemente No se reconocen previsiones para futuras pérdidas operativas

Las previsiones se miden al valor presente de los desembolsos que se espera se requerirán para cancelar la obligación utilizando una tasa de interés antes de impuestos que refleje las actuales condiciones del mercado sobre el valor del dinero y los riesgos específicos para dicha obligación El incremento en la previsión por el paso

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

del tiempo se reconoce en el rubro gastos de administración del estado de resultados integrales

2.15 Reconocimiento de ingresos

Los ingresos comprenden la contraprestación recibida o a recibir por la venta de productos o la prestación de servicios en el curso normal de los negocios y se expone neta del impuesto al valor agregado, devoluciones y descuentos

La Sociedad reconoce los ingresos por ventas cuando los importes relacionados pueden ser estimados confiablemente, cuando es probable que beneficios económicos futuros fluyan a la entidad y cuando los criterios específicos para cada una de las actividades descriptas abajo se han cumplido La Gerencia basa sus estimaciones en la experiencia histórica, tomando en consideración el tipo de cliente, el tipo de transacción y las características específicas de cada acuerdo
La Resolución de la Secretaría de Energía Nº 263/15 establece una asistencia económica transitoria para las empresas Distribuidoras de gas natural por redes para mantener la cadena de pagos relacionada con la operación y mantenimiento de la prestación del servicio público, hasta tanto se materialicen los procesos previstos en el período de transición y se concluya con la Revisión Tarifaria Integral (RTI)

La asistencia económica transitoria se encuadra dentro del alcance de la NIC 20, por cuanto implica una transferencia de recursos del Estado Nacional a la Sociedad

Su reconocimiento es efectuado a su valor razonable cuando existe una prudente seguridad que será recibida y la Sociedad ha cumplido con las obligaciones establecidas

Este concepto es expuesto en la línea "Reconocimiento de asistencia económica Res S E Nº 263/15" del Estado de Resultados Integrales

Ingresos por servicios regulados

El reconocimiento contable de los ingresos por distribución de gas se produce en el momento de la prestación del servicio Las ventas no facturadas al cierre del ejercicio se reconocen en base a estimaciones realizadas por la Gerencia

Ingresos por venta de subproductos

Los ingresos por venta de subproductos son reconocidos en el momento de su entrega

Intereses

Los ingresos por intereses se reconocen sobre la base de la proporción de tiempo transcurrido, utilizando el método de la tasa efectiva Cuando el valor de una cuenta

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

por cobrar se deteriora, la Sociedad reduce su valor en libros a su monto recuperable, que es el flujo de efectivo futuro estimado descontado a la tasa de interés efectiva original del instrumento y continúa revirtiendo el descuento como ingreso por intereses El ingreso por intereses de préstamos o colocaciones provisionadas se reconoce usando la tasa efectiva original del instrumento

2.16 Saldos de créditos y deudas con partes relacionadas

Los créditos y deudas con la sociedad controlante y con otras partes relacionadas generados por diversas transacciones han sido valuados de acuerdo con las condiciones pactadas entre las partes involucradas

Se han incluido como partes relacionadas a las personas y sociedades comprendidas en la Ley de Mercado de Capitales N° 26 831 y RG N°622/13 de la CNV

2.17 Distribución de dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas de la Sociedad se reconoce como pasivo en los estados financieros en el ejercicio en el que los dividendos se aprueban por la Asamblea General de Accionistas A la fecha de los presentes estados financieros la Sociedad no posee pasivos por este concepto

3. Administración de riesgos financieros

Las actividades de la Sociedad exponen a la misma a diversos riesgos financieros riesgo de mercado (incluyendo riesgo de tipo de cambio, riesgo de valor razonable por tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez

3.1 Factores de riesgo financiero

La gestión del riesgo financiero se enmarca dentro de las políticas globales de la Sociedad las cuales se centran en la incertidumbre de los mercados financieros y tratan de minimizar los efectos potenciales adversos sobre su rentabilidad financiera

La gestión del riesgo está controlada por la Dirección Económico Financiera la cual identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros tales como tipo de cambio, riesgo de tipo de interés, riesgo de liquidez e inversión del exceso de liquidez

(a) Riesgos de mercado

(i) Riesgos de cambio

El riesgo de cambio es el riesgo de que el valor razonable o flujos de fondos futuros de un instrumento financiero fluctúen como consecuencia de variaciones en los tipos de cambio del peso respecto a una moneda extranjera La exposición de la Sociedad al riesgo de cambio deriva básicamente del saldo de efectivo y equivalentes de efectivo

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C E C E C A B A T° 1 F° 17

mantenidos en moneda extranjera, así como de la existencia de ciertos pasivos comerciales denominados en dólares

Para prevenir el riesgo de cambio, la Dirección de la Sociedad busca financiar sus inversiones, en la medida de lo posible, en moneda local

Análisis de sensibilidad

El riesgo cambiario inherente es bajo, dado que la Sociedad tiene una posición monetaria activa neta en moneda extranjera.

(ii) Riesgo de precio

La Sociedad está expuesta al riesgo de fluctuaciones en los precios de sus inversiones a valor razonable Sin embargo la misma no está expuesta al riesgo de precios de los commodities Para administrar su exposición al riesgo de precios que surge de sus inversiones en depósitos en fondos comunes de inversión, bonos y/o depósitos a plazo, la Sociedad diversifica su cartera y limita las inversiones a aquellos fondos con escasa volatilidad y mínimo riesgo a la disminución de precio La diversificación de la cartera se efectúa de acuerdo con los límites y parámetros pre-establecidos por la Sociedad

Adicionalmente, la Sociedad se encuentra expuesta al riesgo de aumento de precios de los insumos empleados en el curso ordinario de sus negocios En particular, debido a que las tarifas cobradas por Gas Natural BAN, S A a sus clientes se encuentran reguladas, la Sociedad está expuesta al riesgo de no poder trasladar a tarifa los aumentos en sus costos operativos No obstante cabe señalar que el Marco Regulatorio de la Industria del Gas prevé el traslado del costo de adquisición de gas a las tarifas finales a los usuarios en su exacta incidencia, con el objeto de que tal insumo resulte neutro y por tanto no produzca beneficios o pérdidas al distribuidor (art 37 inc 5 del Decreto N° 1 738/1992) Por otra parte también prevé el traslado a las tarifas finales a los usuarios, de las variaciones de la tarifa de Transporte que sufran los Distribuidores (art 37 inc 6 del Decreto N° 1 738/1992) Para administrar su exposición a este riesgo, la Gerencia posee prácticas de negocio apuntadas a la selección de los proveedores más convenientes, que aseguren minimizar los costos de compra de insumos sin resignar la calidad de los mismos

(iii) Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés para la Sociedad surge de su endeudamiento a largo plazo El endeudamiento a tasas variables expone a la Sociedad al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo El endeudamiento a tasas fijas expone a la Sociedad al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos La política de la Sociedad es maximizar su endeudamiento en instrumentos que devengan tasas fijas, siempre teniendo en cuenta la coyuntura del mercado Al 31 de diciembre de 2015, el 100%, del endeudamiento de la Sociedad devenga intereses a tasa fija

La Sociedad analiza su exposición al riesgo de tasa de interés de manera dinámica Se simulan varias situaciones hipotéticas tomando en cuenta las posiciones respecto de

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
CPCECABA T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

refinanciamientos, renovación de las posiciones existentes, financiamiento alternativo y cobertura Sobre la base de estos escenarios, la Sociedad calcula el impacto sobre la utilidad o pérdida de un movimiento definido en las tasas de interés, cuando las mismas son variables En cada simulación, se usa el mismo movimiento definido en las tasas de interés para todas las monedas Estas simulaciones sólo se corren en el caso de obligaciones que representen las principales posiciones que generan intereses

Análisis de sensibilidad

El riesgo de tasa de interés es poco significativo, dado que la política de la Sociedad es maximizar su endeudamiento en instrumentos que devengan tasas fijas

(b) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito surge del efectivo y equivalentes de efectivo, depósitos en bancos e instituciones financieras, así como de la exposición al crédito de los clientes mayoristas y minoristas, que incluye a los saldos pendientes de las cuentas por cobrar y a las transacciones comprometidas Respecto de bancos e instituciones financieras, sólo se acepta a instituciones cuyas calificaciones de riesgo independientes sean de 'A' o como mínimo de 'Baa' las que poseen un moderado riesgo de crédito En cuanto al riesgo de crédito de Grandes Clientes la sociedad tiene la obligación de prestar el servicio a cualquier usuario que se encuentre dentro del área de su Licencia, por tal motivo no realiza análisis de riesgo al momento de dar de alta a un cliente, efectuándose un seguimiento exhaustivo del comportamiento de pago En ese sentido, si un cliente entra en mora, el Reglamento de Servicio le permite a la Sociedad solicitar un depósito en garantía al momento de regularizar su situación, cuyo monto se calcula considerando las facturas que ingresaron en mora en los últimos doce meses

Análisis de sensibilidad

En relación a las cuentas por cobrar, la cartera de créditos de la Sociedad se distribuye entre más de 1 612 089 clientes, por lo que ninguno de ellos representa una porción significativa del total

(c) Riesgo de liquidez

El área de Finanzas de la Sociedad proyecta los flujos de fondos para prever los requisitos de liquidez de la Sociedad, de modo de asegurar que exista suficiente disponibilidad de efectivo para hacer frente a las necesidades operacionales, manteniendo suficiente margen a efectos de que la Sociedad no incumpla con los límites de endeudamiento o con los compromisos (covenants), de ser aplicable, sobre cualquier línea de crédito Dichas proyecciones toman en consideración los planes de financiamiento de deuda de la Sociedad, cumplimiento de covenants, y, de ser aplicable, con los requisitos regulatorios externos o requerimientos legales, por ejemplo, restricciones en el uso de moneda extranjera

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

La Sociedad invierte los excedentes de efectivo en fondos comunes de inversión y depósitos a plazo escogiendo instrumentos con vencimientos apropiados o de suficiente liquidez para dar margen suficiente como se determinó en las proyecciones anteriormente indicadas Al 31 de diciembre de 2015, la Sociedad mantuvo fondos invertidos en fondos comunes de inversión por $687,1 millones y $13 millones en depósitos a plazo, que se espera generen entradas de efectivo inmediatas para la administración del riesgo de liquidez

A continuación se expone la estimación de las futuras obligaciones por vencimientos contractuales remanentes para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 Estas estimaciones son realizadas en base a información disponible al cierre de 31 de diciembre de 2015 y puede no reflejar los importes reales en el futuro Por lo tanto, los montos expuestos se proporcionan al solo efecto ilustrativo

Al 31 de diciembre de 2015	Menos de 3 meses	Entre 3 meses y un año	Entre 1 año y 2 años	Entre 2 años y 5 años	Mas de 5 años	Sin Plazo establecido
Deudas bancarias y financieras y deuda comercial diferida	342 895 072	387 683 516	221 196 569	37 022 598	-	-
Otras deudas comerciales, otras deudas, deudas fiscales y otros pasivos	520 243 176	142 764 148	11 770 176	35 519 681	6 671 150	92 723 965

3.2 Administración del riesgo de capital

Los objetivos de la Sociedad al administrar el capital son salvaguardar la capacidad de la Sociedad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital

Para mantener o ajustar la estructura de capital, la Sociedad puede ajustar el importe de los dividendos pagados a los accionistas, devolver capital a los accionistas, emitir nuevas acciones o vender activos no esenciales para reducir su deuda

Consistente con la industria, la Sociedad monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta sobre el capital total La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo El capital total corresponde al patrimonio tal y como se muestra en el estado de situación financiera más la deuda neta

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Los ratios de apalancamiento al 31 de diciembre de 2015 y al 31 de diciembre de 2014 fueron los siguientes

	31.12.15	31.12.14
Total deuda bancaria y financiera y deuda comercial diferida	874 932 326	469 267 896
Menos Efectivo y equivalentes de efectivo	733 863 267	183 960 373
Deuda neta	141 069 059	285 307 523
Total patrimonio	859 570 887	645 674 086
Total capital	1 000 639 946	930 981 609
Ratio de apalancamiento	**14,10%**	**30,65%**

3.3 Estimación del valor razonable

A partir del 1 de enero de 2012, la Sociedad adoptó las modificaciones a la NIIF 7 para instrumentos financieros medidos a valor razonable en el estado de situación financiera Esta norma requiere que se clasifique a los activos y pasivos financieros medidos a valor razonable en las siguientes categorías, dependiendo de la jerarquía de la información empleada para realizar las mediciones a valores razonables

- Nivel 1 Valores razonables determinados sobre la base de precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos financieros idénticos
- Nivel 2 Valores razonables determinados en base a datos que no cumplan con los requisitos mencionados en el nivel 1, pero que representen información observable en el mercado para el activo o pasivo que se mide, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, que se deriven de precios)
- Nivel 3 Valores razonables determinados en base a datos no observables en el mercado, que implican la necesidad de que la entidad desarrolle sus propias premisas y estimaciones

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

El siguiente cuadro presenta los activos de la Sociedad medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2015 y al 31 de diciembre de 2014

Activos financieros a valor razonable al 31 de diciembre de 2015

Activos	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos financieros a valor razonable				
- Fondos comunes de inversion	687 106 016	-	-	687 106 016
- Bonos cancelacion de deuda de la Prov de Buenos Aires Serie A	-	101 950	-	101 950
Total Activos	687 106 016	101 950	-	687 207 966

Activos financieros a valor razonable al 31 de diciembre de 2014

Activos	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos financieros a valor razonable				
- Fondos comunes de inversion	154 529 961	-	-	154 529 961
- Bonos cancelacion de deuda de la Prov de Buenos Aires Serie A	-	505 788	-	505 788
Total Activos	154 529 961	505 788	-	155 035 749

Al cierre de los presentes estados financieros no se han producido transferencias entre el Nivel 1 y Nivel 2

4. Políticas y estimaciones contables críticas

La preparación de los estados financieros requiere que la Dirección de la Sociedad realice estimaciones que afectan el monto de los activos y pasivos revelados a la fecha de emisión de los mismos, como así también de los ingresos y egresos registrados en el ejercicio

La Dirección de la Sociedad realiza estimaciones para poder calcular, por ejemplo, la previsión para deudores incobrables, las depreciaciones, las amortizaciones, el valor recuperable de los activos, el cargo por impuesto a las ganancias y las previsiones para contingencias Los resultados e importes reales pueden diferir significativamente de las estimaciones efectuadas para la preparación de los estados financieros

Dichas estimaciones se encuentran afectadas por las incertidumbres relacionadas con los cambios producidos en el contexto económico y las condiciones legales y contractuales en las que la Sociedad se desenvuelve

En ausencia de una Norma o Interpretación aplicable específicamente a una transacción en particular, la Sociedad considera cuidadosamente el marco general de aplicación de las NIIF, técnicas de valuación que generalmente se aplican en la industria del gas y utiliza su juicio en cuanto a los métodos contables a adoptar con el fin de preparar estados financieros que representen fielmente la situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo de la Sociedad, reflejando la sustancia económica de las transacciones, y siendo preparados sobre una base prudente y completa en todos los aspectos

Al cierre de los presentes estados financieros no se han observado cambios significativos en las políticas y estimaciones contables críticas vigentes al 31 de diciembre de 2015

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
CPCECABA T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

Las estimaciones contables significativas de la Sociedad que requieren el uso de supuestos con un alto grado de subjetividad se mencionan a continuación

Rubro	Estimación contable
Reconocimiento de ingresos	Mensualmente la Gerencia de la Sociedad realiza estimaciones para reconocer los ingresos por distribución y transporte de gas que no han sido facturados a la fecha de presentación de los estados financieros, en base a la Resolución N° I 2843, cuya instrumentación se comenta en notas 1 2 2 y 1 3 de los presentes Estados Financieros Estas estimaciones se ven afectadas por variables ajenas a su control, como la reducción registrada de consumo de gran parte de los clientes, y las temperaturas significativamente más cálidas registradas en este período invernal Dados estos factores exógenos en el comportamiento del consumo, la Gerencia consideró para las estimaciones de ventas del mercado residencial la evolución de las emisiones de gas de cada mes, comparadas con los mismos períodos del año anterior El cargo a resultado por ingresos y costos no facturados durante el mes de diciembre de 2015 ascendió a $62 millones y $78,6 millones, respectivamente En tanto que durante el mes diciembre de 2014 el cargo por ingresos y costos no facturados fueron de $77,9 millones y $43,7 millones, respectivamente
Test de recuperabilidad de PP&E e Intangibles	Para la evaluación de la recuperabilidad de la propiedad, planta y equipo e intangibles se realiza anualmente el test de desvalorización, excepto que existan indicadores que pudieran modificar las conclusiones o requieran anticipar la tarea El test se calcula en base a la proyección del flujo de fondos del negocio de Gas Natural BAN, con el máximo horizonte posible, no inferior a 5 años, considerando para el cálculo de ingresos y egresos, los incrementos tarifarios, expansión de la demanda, clientes y consumos, ingresos específicos si los hubiera, incrementos de costos, incremento de la actividad, etc El promedio de flujo de fondos es descontado a una tasa que refleja el valor tiempo del dinero y los riesgos específicos de los activos considerados El valor de libro al 31 de diciembre de 2015 es de $1 340,8 millones y al 31 de diciembre de 2014 fue de $1 174,3 millones
Previsiones para juicios y contingencias	La Sociedad está sujeta a los procedimientos, juicios y otros reclamos laborales, asuntos civiles, fiscales,

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

	regulatorios y otros Con el fin de determinar el nivel adecuado de las previsiones, la Dirección evalúa la probabilidad de que cualquier veredicto o sentencia resulte adversa, así como el rango de las posibles pérdidas que pudieran derivarse de los posibles resultados Asesores legales internos y externos son consultados sobre estas cuestiones La determinación del importe de las previsiones necesarias, en su caso, se hace después de un cuidadoso análisis de cada causa La estimación de resultados puede cambiar en el futuro en función a los nuevos hechos ocurridos, los cambios en los antecedentes jurisprudenciales y decisiones de los tribunales El cargo a resultados al 31 de diciembre de 2015 asciende a $18,6 millones, en tanto que al 31 de diciembre de 2014 fue de $37,8 millones
Previsión para deudores incobrables	La previsión para deudores incobrables es calculada teniendo en cuenta la posibilidad de cobro de los créditos en función al tipo y antiguedad del crédito y la regulación vigente al respecto Dicho cálculo es determinado en base al detalle de créditos vencidos y analizando en forma individual aquellos clientes industriales que se encuentran en concurso o quiebra El cargo a resultados al 31 de diciembre de 2015 asciende a $21 millones, en tanto que al 31 de diciembre de 2014 fue de $9,5 millones

5. Asuntos legales y regulatorios

A continuación se detallan aquellas situaciones relacionadas con aspectos legales y regulatorios que afectan a la Sociedad al cierre del ejercicio 2015 Las cifras incluidas están expresadas en valores históricos

5.1 Impuesto sobre los ingresos brutos - Provincia de Buenos Aires. Incremento de alícuota

En de septiembre de 2004 y septiembre de 2005, la Dirección General de Rentas de la Provincia de Buenos Aires ("DGR"), reclamó a la Sociedad por el período enero de 2001 a marzo de 2003 $7,2 millones y por el período abril de 2003 a agosto de 2003 $1,8 millones respectivamente, más recargos y la aplicación de una multa del 5% del monto no ingresado

El reclamo de la DGR se basa en la no aplicación del incremento de alícuota del 30% del impuesto sobre los ingresos brutos dispuesto por la Ley N°12 727 de la Provincia de Buenos Aires

Véase nuestro informe de fecha 10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

La Sociedad presentó recurso de apelación contra los reclamos de la DGR ante el Tribunal Fiscal de Apelaciones de la Provincia de Buenos Aires ("TFAPBA") basados en, (i) dictámenes de la propia DGR y de la Comisión Federal de Impuestos ("CFI") que reconocen el tope establecido por la Ley N°23 966, a la cual adhirió la Provincia de Buenos Aires por medio de la Ley N°11 244, obligándose a no superar una alícuota global máxima para todas las etapas de comercialización y expendio al público de combustibles líquidos y gas natural del 3,5%, y (ii) que al momento de dictarse este incremento de la alícuota la tasa del impuesto ya estaba en su tope máximo para todas las etapas

La Sociedad presentó demanda ante la CFI a fin de que determine la legalidad de la pretensión fiscal de la Provincia de Buenos Aires siendo notificada en diciembre de 2005 de la Resolución N° 333/05 que decidió que el incremento de la alícuota se "encuentra en pugna con lo dispuesto en el art 22 de la Ley N°23 966 de coparticipación federal en tanto, al establecer un incremento del 30% de la alícuota del impuesto se ha excedido el límite máximo de 3,5% acordado por esta última norma convencional" Dicha decisión fue apelada por la Provincia de Buenos Aires, y el Plenario de representantes de la CFI resolvió confirmar en todas sus partes la Resolución N°333/05, sustentando nuevamente la posición de Gas Natural BAN, S A

En junio de 2013 la Corte Suprema de Justicia de la Nación ("CSJN") dicta sentencia rechazando el recurso extraordinario interpuesto por la Provincia de Buenos Aires contra la Resolución de la CFI De esta manera, la mencionada resolución se encuentra firme y resulta de cumplimiento obligatorio para la Provincia de Buenos Aires

De inmediato la Sociedad puso en conocimiento del TFAPBA la sentencia de la CSJN y solicitó que se dicte sentencia, dejando sin efecto las determinaciones de oficio practicadas por ARBA, debiendo activar en consecuencia la repetición de impuesto por $9,6 millones

En abril de 2014 y mayo de 2014, la Sociedad se notificó las sentencias de la Sala II y I respectivamente, ambas del TFAPBA, correspondiente a los períodos abril a agosto 2003 y enero de 2001 a marzo de 2003 Estas resoluciones resolvieron (i) que ARBA practique una nueva liquidación detrayendo el incremento de alícuota declarado improcedente, y (ii) confirmar la resolución recurrida en cuanto no constituyó materia de agravios

En mayo de 2014 la Sociedad presentó recurso de aclaratoria ante el TFAPBA contra la sentencia de la Sala I atento a las contradicciones existentes entre los considerandos de la sentencia y la parte resolutoria La aclaratoria fue rechazada y procedió a señalar que la liquidación ordenada a ARBA es para determinar si podrían existir diferencias en los conceptos que la Sociedad incluyó en el plan de facilidades de pago (deudores incobrables) con posterioridad a la presentación del recurso de apelación ante dicho Tribunal Oportunamente se presento demanda contra la sentencia, ante la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo de La Plata por no respetar el tope de la alícuota

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

En septiembre de 2014 se inició demanda contenciosa por ante la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo de La Plata a fin de cuestionar la sentencia dictada por la Sala II con relación a la aplicación del 0,1% (diferencial entre 3,4% que aplican las distribuidoras y 3,5% máximo para toda la actividad) En octubre de 2014 se recibe traslado de la liquidación practicada por la provincia de Buenos Aires, la cual fue impugnada por no respetar las resoluciones judiciales

En febrero 2015 la Sociedad fue notificada de la sentencia de la Sala I del Tribunal Fiscal de Apelaciones de la Provincia de Buenos Aires ("TFAPBA") que aprueba la liquidación practicada por ARBA, contradiciendo las sentencias de la Comisión Federal de Impuestos ("CFI") y de la Corte Suprema de Justicia de la Nación ("CSJN") Contra dicha sentencia se presentó recurso de reposición, cuyo rechazo por parte de la Sala I del TFAPBA fue notificado en abril 2015 De esta manera ARBA queda facultada a librar boleta de deuda e iniciar acción de cobro compulsivo (embargo)

En agosto 2015, la Sociedad presentó escrito ante la CFI, denunciando el incumplimiento de ARBA a los fallos de la propia CFI y de la CSJN, solicitando se aplique la sanción prevista en el Art 13 de la Ley Nº 23 548

Por otra parte, la Sociedad tomó conocimiento del inicio del cobro compulsivo por parte de ARBA, por tal razón se firmó convenio en Fiscalía de Estado acreditando el pago de $ 15,63 millones hasta tanto se disponga de la sentencia final de la justicia Adicionalmente, se suscribió un plan de pago sin allanamiento a la pretensión del fisco, que permite continuar con la discusión judicial, correspondiente al período Enero 2001 a Marzo 2003 por un total de $ 4,59 millones Con estas dos acciones se está evitando todo posible embargo por parte de ARBA, y cumplir con el requisito necesario para continuar la discusión en instancias de la justicia ordinaria, siendo los montos susceptibles de devolución

En opinión de la Sociedad y de sus asesores legales y tributarios existen sólidos argumentos en sustento de la posición adoptada por Gas Natural BAN, S A

Impuesto sobre los ingresos brutos – Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

En Mayo 2015, la Dirección General de Rentas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires inicia un proceso administrativo reclamando una diferencia de impuesto sobre los ingresos brutos, correspondiente al periodo 07/2010 a 12/2014, donde desconoce la aplicación del tope máximo establecido por la Ley de Coparticipación Federal 23 966, a la cual se encuentra adherida el Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, mediante la cual se obliga a no superar una alícuota global máxima para todas las etapas de comercialización y expendio al publico de combustibles líquidos y gas natural
El ajuste responde a la diferencia de alícuota entre 3,4% computado por la Sociedad y la alícuota general del 4% vigente para el período 07/2010 a 12/2012 y la del 5% vigente para el período 01/2013 a 12/2014

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

El ajuste de impuesto estimado es de $ 9,2 millones, en tanto que los intereses estimados a fecha de cierre de los presentes estados financieros son de $ 6,7 millones

En opinión de la Sociedad y de sus asesores legales y tributarios existen sólidos argumentos en sustento de la posición adoptada por Gas Natural BAN, S A

5.2 Traslado a tarifas del costo del gas

El Marco Regulatorio de la Industria del Gas prevé el traslado del costo de adquisición de gas a las tarifas de distribución en su exacta incidencia, con el objeto de que tales insumos resulten neutros y por tanto no produzcan beneficios o pérdidas al distribuidor (art 37 inc 5 del Decreto N°1 738/1992)

No obstante dicha previsión en distintas oportunidades el ENARGAS limitó el reconocimiento de los precios acordados con los productores, medidas que fueron oportunamente recurridas por la Sociedad

Con posterioridad al Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (el "Acuerdo"), celebrado entre los productores de gas y la Secretaría de Energía para el establecimiento de un sendero de recuperación de precios de gas, homologado por la Resolución del MPFIP y S Nº208/04, el ENARGAS dictó la Resolución N°3 009, mediante la cual aprobó, en forma provisoria, el cuadro tarifario para el período invernal del año 2004

Ulteriormente, a través de la Resolución N°3 096 del 28 de octubre de 2004, el ENARGAS aprobó en forma provisoria los cuadros tarifarios de Gas Natural BAN, S A. para el período estival comprendido entre el 1° de octubre de 2004 y el 30 de abril de 2005, limitando el traslado a tarifas del precio pagado por la Sociedad para la adquisición de gas natural Esta Resolución fue recurrida por Gas Natural BAN, S A en sede administrativa, recurso que se encuentra pendiente de resolución

Mediante las Resoluciones N°3 205/2005 y Nº3 232/2005, el ENARGAS aprobó, también en forma provisoria, los cuadros tarifarios de Gas Natural BAN, S A correspondientes al período invernal mayo a junio de 2005, limitando el traslado a tarifas del costo de gas para los clientes residenciales

En la Resolución N°3 461/06, el ENARGAS autorizó el traslado a tarifas del último escalón de precios contemplado en el Acuerdo

Teniendo en cuenta el vencimiento del Acuerdo y la necesidad de atender el abastecimiento de gas para el mercado interno, la Secretaria de Energía dictó la Resolución N° 599 del 13 de junio de 2007 mediante la cual homologó la propuesta para un nuevo Acuerdo con Productores de Gas Natural por el período 2007-2011

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
CPCECABA T° 1 F° 17

El ENARGAS no realizó ajustes de precio del gas en boca de pozo desde octubre de 2005 hasta septiembre de 2008, situación que ha derivado en un menor ingreso para la Sociedad correspondiente a la provisión del segmento residencial, P1 y P2

En la Resolución ENARGAS Nº I/445 se incluyeron los incrementos en los precios de gas en boca de pozo establecidos por la Resolución S E Nº1 070/2008 -que ratifica el Acuerdo Complementario con los Productores de Gas Natural- para las distintas categorías de usuarios, quedando sin alteraciones los precios del gas destinado a los usuarios R1, $R2_1$, $R2_2$ y SDB Esta Resolución, al igual que la posterior Resolución ENARGAS N° I/577 que estableció un nuevo incremento en los precios de gas de las subcategorías $R3_1$, $R3_2$, $R3_3$ y $R3_4$, no contempla el recupero de los menores ingresos derivados de la situación referida en el párrafo anterior A partir de lo resuelto por la UNIREN en su nota N°120/09 del 11 de febrero de 2009, esta cuestión deberá ser tratada en el proceso de RTI

5.3 Impuesto a las ganancias sobre redes de gas cedidas por terceros

El Fisco Nacional ha pretendido gravar el incremento patrimonial derivado de la incorporación de redes cedidas por terceros, promoviendo diversos procedimientos tendientes al reclamo de diferencias por Impuesto a las Ganancias

Ha considerado para ello, que las transferencias de redes no constituyen una cesión a título gratuito ya que, si bien se admite que no hay un precio determinado, entiende la AFIP que la empresa ha asumido la obligación de proveer el servicio a su cargo el que, a su vez, tendrá como contraprestación normal la fijada en el régimen tarifario Por lo tanto, en el entendimiento de la AFIP, el incremento patrimonial representado por la incorporación de los bienes transferidos al activo de la empresa encuadra en el concepto de ganancia gravada, sin que pueda incluirse como un concepto exento por no tratarse de un enriquecimiento a título gratuito

A partir de ello, la AFIP notificó a la Sociedad entre diciembre de 2000 y noviembre de 2007 distintas determinaciones de oficio involucrando los períodos fiscales 1993 a 1997, 1998, 1999, 2000 y 2001 por un total de $263,76 millones entre capital, intereses y multas

Contra cada una de las resoluciones determinativas de oficio, la Sociedad interpuso en tiempo y forma recursos de apelación ante el Tribunal Fiscal de la Nación, centrando su argumento en que no ha existido en el caso ganancia imponible, bien por estar exento el incremento patrimonial producto de la incorporación de las redes (cesión gratuita que la propia ley del impuesto declara exenta) o por constituir una adquisición de un bien de uso con costo efectivo, dado por los costos incurridos por la Sociedad, los cuales incluyen la obligación determinada por el ENARGAS de bonificar a los clientes

El 15 de abril de 2003 la Sociedad fue notificada de la resolución del Tribunal Fiscal de la Nación, recaída en las actuaciones respecto de los períodos 1993 a 1997, que

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

rechazaba el recurso de apelación mencionado, sosteniendo que la cesión de las redes constituye un pago en especie que efectuaría el cliente para obtener, de parte de la Sociedad, la provisión de gas natural Asimismo, la mencionada resolución establecía que la complejidad del caso pudo razonablemente generar dudas en cuanto al tratamiento aplicable, por lo que dejó sin efecto la multa aplicada imponiendo las costas por su orden El 23 de mayo de 2003 la Sociedad interpuso recurso de apelación pasando las actuaciones a la Justicia Federal Contencioso Administrativa

El 17 de mayo de 2005 la Sociedad fue notificada de la iniciación por parte del Fisco de una ejecución fiscal por $92,4 millones en concepto de capital (períodos fiscales 1993 a 1997) e intereses resarcitorios, más $13,9 millones presupuestados para responder por intereses y costas

A partir de este hecho, y con motivo de la implementación por parte de la AFIP del Régimen de Asistencia Financiera Ampliada ("RAFA"), el 31 de agosto de 2005 Gas Natural BAN, S A solicitó su acogimiento por el total de la deuda que la AFIP pretendía ejecutar (períodos fiscales 1993 a 1997) y que a la fecha de acogimiento involucraba un monto total de $133,9 millones, evitando de esta forma posibles embargos o inhibiciones producto de la acción iniciada y, conforme las particularidades del citado régimen, sin que ello implicara para la Sociedad su reconocimiento como un pasivo exigible (art 29 de la RG AFIP N°1856/2005)

De esta forma, en caso de arribarse a una resolución definitiva (sentencia firme) favorable a los intereses de la Sociedad, las sumas indebidamente pagadas se deberán reingresar a su patrimonio A la fecha de cierre de los presentes estados contables se encuentra registrada dentro del rubro créditos fiscales del activo no corriente, una suma de $33,4 millones por este concepto

Si la resolución judicial definitiva resulta contraria a la posición de la Sociedad, este crédito será tomado como pago a cuenta del monto que el Fisco determine que deba ingresarse

En esta situación, el 17 de agosto de 2007 la Cámara Nacional de Apelaciones dictó sentencia revocando lo decidido oportunamente por el Tribunal Fiscal, dejando sin efecto la resolución determinativa de la AFIP, e instruyendo a que se dicte un nuevo acto administrativo con arreglo a lo dictaminado por esa Cámara Asimismo se confirma la no aplicación de multas, y la imposición de costas por su orden

A partir de dicha sentencia y la consecuente apelación por Recurso Extraordinario del Fisco, la Sociedad solicitó en fecha 23 de agosto de 2007 una medida cautelar a fin que la Cámara decrete la suspensión de los pagos futuros correspondiente al RAFA aludido, hasta tanto la Corte Suprema de Justicia de la Nación resuelva la cuestión de fondo

Adicionalmente, el 27 de agosto de 2007 Gas Natural BAN, S A interpuso Recurso Extraordinario contra la sentencia referida en el entendimiento que, si bien el resultado

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
CPCECABA T 1 F° 17

final del criterio expuesto en el pronunciamiento judicial implica convalidar la inexistencia de deuda tributaria, la Sociedad sigue sosteniendo su agravio central consistente en la inexistencia de enriquecimiento patrimonial de conformidad con la Ley de Impuesto a las Ganancias

Con fecha 16 de octubre de 2007 la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal, Sala III, resolvió conceder la medida cautelar solicitada por la Sociedad, su Recurso Extraordinario y también el Recurso Ordinario del Fisco Nacional

Como consecuencia de la medida cautelar concedida la Sociedad discontinuó los pagos de las cuotas del RAFA por la parte correspondiente a redes cedidas

El 7 de marzo de 2008 la Cámara Nacional de Apelaciones rechazó el Recurso Extraordinario que el Fisco había interpuesto también contra la citada medida cautelar El Fisco Nacional interpuso queja por recurso extraordinario denegado, pasando la cuestión a resolución de la Corte Suprema de Justicia de la Nación

El 2 de septiembre de 2014 la CSJN dictó sentencia rechazando el recurso de apelación ordinario interpuesto por el fisco nacional y confirmó la sentencia dictada por la Sala III de la Cámara imponiendo las costas por su orden Asimismo, en dicha sentencia se rechazó el recurso extraordinario interpuesto por la Sociedad

El 13 de agosto de 2015 la Sociedad recibió la notificación del allanamiento total por parte del Fisco Nacional, con relación a los períodos fiscales 2000 y 2001 De esta manera se da por cerrado el reclamo de AFIP a los periodos mencionados En opinión de la Sociedad y sus asesores legales, es de esperar que el fisco proceda en igual sentido por el resto de los períodos fiscalizados

5.4 Impuesto de Sellos sobre Acta Acuerdo Provincia de Buenos Aires

El 7 de marzo de 2008 se inició un proceso de fiscalización del impuesto de Sellos Pcia de Buenos Aires por el período abril 2006, el que pretendió el ingreso del impuesto de sellos sobre el Acta Acuerdo por $0,65 millones, calculado sobre el monto de las inversiones comprometidas en dicha Acta

El 15 de diciembre de 2011 la Sociedad recibió la vista de la determinación de oficio, la que fue contestada en tiempo oportuno

El 19 de junio de 2012 la Sociedad fue notificada de la Resolución ARBA N°1902/12, que dispuso, (i) determinar el impuesto de sellos sobre el Acta Acuerdo celebrada en Abril de 2006 más intereses, (ii) aplicar de una multa equivalente al 20% del impuesto ($0,13 millones), y (iii) establecer la responsabilidad solidaria de los directores titulares de aquel momento Los intereses estimados a la fecha de emisión de los presentes estados financieros ascienden a $1,49 millones La mencionada Resolución fue

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

recurrida oportunamente ante el Tribunal Fiscal de Apelación de la Pcia de Buenos Aires

El 20 de septiembre de 2013 la Sociedad inició una acción declarativa ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación En dicho escrito se solicitó medida cautelar a fin de que se intime a ARBA a abstenerse de exigir el pago del impuesto de sellos cuestionado El 26 de septiembre de 2013 la Corte Suprema de Justicia tuvo por presentada la demanda

En relación con la medida cautelar, el 27 de septiembre de 2013 se formó incidente y se remitió a la Procuración General de la Nación a fin de que emita el correspondiente dictamen, el cual tuvo lugar el 21 de noviembre pasado

El 19 de Marzo de 2014 la CSJN dicta sentencia por medio de la cual se declara competente y hace lugar a la medida cautelar solicitada por la Sociedad por lo que Arba deberá abstenerse de reclamar el impuesto tanto por vía administrativa como judicial

En opinión de la Sociedad y sus asesores legales, existen sólidos argumentos para que se resuelva favorablemente la cuestión bajo examen

6. Propiedad, planta y equipo ("PP&E")

	31.12.15	31 12.14
Valor residual al inicio del ejercicio	1 157 854 222	1 071 316 371
- Altas	239 780 742	156 023 056
- Bajas	(5 446 055)	(38 218)
- Depreciación	(77 428 980)	(69 446 987)
Valor residual al final del período	1 314 759 929	1 157 854 222

El detalle de Propiedad, planta y equipo se encuentra expuesto en el Anexo A

Los montos pagados de arrendamientos operativos (alquiler de inmuebles y cocheras para el personal) fueron registrados en el estado de resultados integrales y ascendieron a $2 856 855 durante el ejercicio 2015

7. Intangibles

	31.12.15	31.12.14
Valor residual al inicio del ejercicio	16 442 866	12 623 776
- Altas	15 426 358	8 072 833
- Amortizaciones	(5 789 990)	(4 253 743)
Valor residual al final del período	26 079 234	16 442 866

El detalle de Intangibles se encuentra expuesto en el Anexo B

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

8. Créditos fiscales

	31 12 15	31 12.14
No Corrientes		
Crédito por régimen de asistencia financiera ampliada	33 441 211	33 441 211
Total	33 441 211	33 441 211
Corrientes		
Impuesto sobre los ingresos brutos	8 739 367	4 785 442
Impuesto a las ganancias	-	32 709 453
Impuesto al valor agregado	-	34 765 759
Total	8 739 367	72 260 654

9. Otros créditos

	31 12 15	31 12 14
No Corrientes		
Crédito a cobrar por venta de PP&E	16 073 532	-
Diversos	120 081	145 737
Total	16 193 613	145 737
Corrientes		
Depósitos en garantía	343 745	205 168
Gastos pagados por adelantado	446 215	284 505
Créditos a recuperar	37 916 453	15 300 865
Financiación instalaciones internas clientes	451 085	531 109
Partes relacionadas (Nota 27)	57 224 360	32 258 825
Asistencia Económica a cobrar Res SE Nº 263/15	108 150 000	-
Credito a cobrar por venta de PP&E	17 028 886	-
Fondo fiduciario subsidio patagónico	5 763 131	5 934 981
Diversos	13 151 569	8 247 270
Depósito FOCEGAS - Resol Nº1 2407/12	2 940 878	3 393 915
Total	243 416 322	66 156 638

Los valores razonables de los otros créditos corrientes no difieren significativamente de sus respectivos valores de libros al 31 de diciembre de 2015

Los valores razonables de los otros créditos no corrientes son $16 193 613

Al 31 de diciembre de 2015, el monto de otros créditos por $243 416 322 cumple en su integridad con sus términos contractuales

A continuación se exponen los saldos a cobrar en relación a la venta de PP&E

	0 a 3 meses	4 a 6 meses	7 a 9 meses	10 meses a 1 año	1 a 2 años
Crédito a cobrar por venta de PP&E	4 257 222	4 257 222	4 257 221	4 257 221	16 073 532

Los valores registrados de los otros créditos de la Sociedad están denominados en pesos argentinos

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

10. Inversiones

No Corrientes	31.12.15	31.12.14
Bonos de consolidación de la Prov de Buenos Aires - Ley 12 836	-	9 008
Bonos cancelación de deuda de la Prov de Buenos Aires Serie A	-	505 788
Total	-	514 796
Corrientes		
Plazo Fijo	32 456 646	21 412 392
Bonos cancelación de deuda de la Prov de Buenos Aires Serie A	101 950	-
Total	32 558 596	21 412 392

11. Existencias

Los materiales se componen de la siguiente manera

	31.12.15	31.12.14
Materiales y repuestos	360 085	1 221 236
	360 085	1 221 236

El costo de los inventarios reconocido como gasto e incluido en el costo de ventas ascendió a $11 721 131

Las existencias de gas en la planta Peak Shaving se componen de la siguiente manera:

	31.12.15	31.12.14
Gas en Planta Peak Shaving	11 284 998	4 553 301
	11 284 998	4 553 301

12. Créditos por ventas

	31.12.15	31.12.14
Deudores comunes	277 838 768	185 041 082
Programa de Uso Racional de la Energia	(4 324 908)	(4 383 743)
Gas y servicios suministrados pendientes de facturación	69 949 903	152 684 506
Previsión para deudores incobrables	(68 386 242)	(53 968 951)
Total	275 077 521	279 372 894

Los valores razonables de los créditos por ventas corrientes no difieren significativamente de sus respectivos valores de libros al 31 de diciembre de 2015

Al 31 de diciembre de 2015, el monto de los créditos por ventas por $275 077 521 cumple en su integridad con sus términos contractuales

Por otra lado, al 31 de diciembre de 2015, existen $115 436 861 de créditos por ventas que se encuentran vencidos pero no previsionados, los que están relacionados con un

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

número de clientes específicos que no caen dentro de parámetros preestablecidos de incumplimiento El análisis de antiguedad de saldos de estos créditos por ventas es el siguiente

	31.12.15	31.12.14
Hasta 1 mes	48 912 223	36 111 965
Mas de 1 hasta 3 meses	47 994 732	26 906 853
Mas de 3 hasta 6 meses	17 907 084	14 921 123
Mas de 6 meses	622 822	916 380
	115 436 861	78 856 321

Al 31 de diciembre de 2015 el monto de la previsión para créditos por ventas es de $68 386 242 La antiguedad de estos créditos por ventas es la siguiente

	31.12.15	31.12.14
Hasta 3 meses	951 387	324 798
Mas de 3 hasta 6 meses	1 000 229	787 059
Mas de 6 hasta 9 meses	6 093 061	5 145 236
Mas de 9 hasta 12 meses	5 713 073	3 166 258
Mas de 1 hasta 2 años	20 669 686	12 059 081
Mas de 2 hasta 3 años	9 556 516	8 360 523
Mas de 3 hasta 4 años	7 361 298	6 750 127
Mas de 4 hasta 5 años	6 291 708	8 500 840
Mas de 5 años	10 749 284	8 875 029
	68 386 242	53 968 951

Los valores registrados de los créditos por ventas de la Sociedad están denominados en pesos argentinos

Los movimientos de la previsión de incobrables son los siguientes

Rubros	Al 1° de enero de 2015	Aumentos	Disminuciones	Al 31 de diciembre de 2015
	$	$	$	$
Creditos por ventas				
Para deudores incobrables	53 968 951	20 985 188	6 567 897	68 386 242
Total	53 968 951	20 985 188	6 567 897	68 386 242

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha del presente estado financiero es el valor en libros de cada clase de créditos por ventas y otros créditos, excepto por aquellos créditos mencionados anteriormente que poseen una garantía

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

13. Instrumentos financieros por categoría

Activos financieros	31.12.15	31.12.14
Activos financieros medidos a valor razonable		
- Fondos comunes de inversión	687 106 016	154 529 961
Activos financieros medidos a costo amortizado		
- Efectivo y equivalente de efectivo	46 757 251	29 430 412
- Inversiones	32 558 596	21 412 392
- Créditos por ventas y otros créditos	534 687 456	345 675 269
Total	1 301 109 319	551 048 034

Los anticipos a proveedores son excluidos de las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar ya que este análisis sólo es requerido para instrumentos financieros ($3 399 360 al 31 de diciembre de 2015)

Pasivos financieros	31.12.15	31.12.14
Pasivos a costo amortizado		
- Deudas bancarias y financieras	14 594 524	26 995 985
- Deudas comerciales y Otras deudas	1 555 525 789	1 010 544 860
Total	1 570 120 313	1 037 540 845

14. Activos financieros a valor razonable

	31.12.15	31.12.14
Fondos Comunes de Inversión	687 106 016	154 529 961
	687 106 016	154 529 961

Los activos financieros a valor razonable se presentan como parte de efectivo y equivalente de efectivo en el estado de flujos de efectivo

Los cambios en los valores razonables de los activos financieros a valor razonable se registran en el rubro resultados financieros netos del estado de resultados integrales

El valor razonable de los valores patrimoniales se basa en precios ofrecidos vigentes en mercados activos

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

15. Efectivo y equivalente de efectivo

	31 12 15	31 12 14
Caja y bancos	18 736 876	13 299 018
Valores a depositar	15 036 562	10 579 598
Fondos comunes de inversión	687 106 016	154 529 961
Plazo fijo	12 983 813	5 551 796
Total	733 863 267	183 960 373

16. Calidad crediticia de los activos financieros

En cuanto al riesgo de crédito la Sociedad tiene la obligación de prestar el servicio a cualquier usuario que se encuentre dentro del área de su Licencia, por tal motivo no realiza análisis de riesgo al momento de dar de alta a un cliente, efectuándose un seguimiento exhaustivo del comportamiento de pago En ese sentido, en el caso de mora de los Grandes Clientes, el Reglamento de Servicio le permite a la Sociedad solicitar un depósito en garantía al momento de regularizar su situación, cuyo monto se calcula considerando las facturas que ingresaron en mora en los últimos doce meses

En relación a los créditos por ventas, la cartera de créditos de la Sociedad se distribuye entre más de 1 612 089 clientes, por lo que ninguno de ellos representa una porción significativa del total

A continuación se detalla la clasificación de los activos financieros de acuerdo a la calificación de riesgo de las entidades financieras

	31.12 15	31.12.14
Efectivo en banco y depósitos a corto plazo		
Bancos locales		
A o superior	710 028 698	167 457 193
Total	710 028 698	167 457 193
Bancos del exterior		
Baa3	333 264	221 315
Baa1	39 376 330	26 094 944
Total	39 709 594	26 316 259

17. Capital social y reservas

El estado del capital a la fecha de cierre, es el siguiente

	Valor nominal $
Capital suscripto, integrado e inscripto en la Inspección General de Justicia el 15 de marzo de 1993, el 18 de julio y 5 de setiembre de 1995	325 539 966

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

Mediante Resolución N°11 049 del 31 de agosto de 1995, la CNV autorizó la oferta pública del capital de Gas Natural BAN, S A Por su parte, la Bolsa de Comercio de Buenos Aires ("BCBA"), mediante notas del 25 de setiembre de 1995 y del 27 de febrero de 1998, autorizó la solicitud de ingreso al régimen de cotización de las acciones clase "B"

La Sociedad está obligada a mantener en vigencia la autorización de oferta pública de su capital social como mínimo durante el término de quince años a partir del otorgamiento

De acuerdo con sus estatutos Gas Natural BAN, S A es una Sociedad no Adherida al Régimen Estatutario Optativo de Oferta Pública de Adquisición Obligatoria

El capital social está compuesto por un 51% de acciones Clase "A", pertenecientes a la sociedad controlante, Invergas S A , y un 49% de acciones Clase "B", que cotizan actualmente en la BCBA, de las cuales, el 19% corresponden a Gas Natural SDG Argentina S A ("SDGA"), el 26,6% a la Administración Nacional de la Seguridad Social ("ANSES") y el 3,4% restante a inversores privados

Por otra parte, la Sociedad no puede, sin previa autorización del ENARGAS, reducir su capital voluntariamente, rescatar sus acciones o distribuir parte de su patrimonio entre sus accionistas, excepto para el pago de dividendos, de acuerdo con lo establecido en la Ley de Sociedades Comerciales N°19 550

Las transferencias que pudieran llevar a Invergas S A a tener menos del 51% de participación accionaria en Gas Natural BAN, S A están sujetas a la aprobación previa por parte del ENARGAS y ello siempre que

(i) La venta comprenda el 51% o, si no se tratare de una venta, el acto que reduce la participación resulte en la adquisición de una participación no inferior al 51% por otra sociedad inversora,
(ii) El solicitante acredite que la transacción no afectará la calidad operativa del servicio otorgado por la licencia

Estas restricciones resultan también aplicables a los accionistas de Invergas S A

Restricciones a la distribución de ganancias

De acuerdo con la Ley de Sociedades Comerciales N° 19 550, con el Estatuto Social y con la Resolución N° 195 de la CNV, debe transferirse a la Reserva legal el 5% de las ganancias finales que arroje el ejercicio hasta alcanzar el 20% del capital social más el ajuste integral del capital social

Asimismo, el estatuto social prevé la emisión de Bonos de Participación a favor de todo el personal en relación de dependencia, en los términos del art 230 de la Ley N°19 550, de forma tal de distribuir el 0,5% de la utilidad neta de cada ejercicio

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

18. Resultados acumulados

Saldo al 31 de diciembre de 2014	(62 606 001)
Ganancia del ejercicio	213 896 801
Saldo al 31 de diciembre de 2015	151 290 800

Restricción en la distribución de dividendos

La Sociedad solamente podrá distribuir dividendos provenientes de resultados acumulados tal cual surgen de los estados financieros de la Sociedad preparados de acuerdo a las normas contables profesionales vigentes en Argentina y a las regulaciones de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") Al 31 de diciembre de 2015, los resultados acumulados positivos, tal cual surgen del balance de publicación preparados de acuerdo a normas contables vigentes en Argentina y las regulaciones de la CNV, ascienden a $ 151 290 800

Adicionalmente, la Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") Nº263/2015, del 5 de junio de 2015, que dispuso la asistencia económica transitoria a cargo del Estado Nacional para 2015, estableció diversas obligaciones y restricciones, entre ellas la establecida en el artículo 4°, inciso "e" respecto a la distribución de dividendos

19. Previsiones

La Sociedad se encuentra sujeta a varios juicios y demandas como resultado de su actividad Aunque el monto de las obligaciones que pudieran surgir como consecuencia de tales acciones puede no ser adecuadamente estimado dada su complejidad y el estado actual de las mismas, en opinión de la Dirección de la Sociedad basada en las estimaciones descriptas en el acápite 2 de la presente nota, dichas acciones, individualmente o en su conjunto, no tendrían efecto significativo en exceso de los montos registrados como previsiones sobre la posición patrimonial de Gas Natural BAN, S A ni sobre el resultado de sus operaciones

A pesar de ello, cabe aclarar que los resultados reales futuros podrían diferir de las evaluaciones y estimaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes estados financieros

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

Incluidas en el pasivo no corriente

Rubros	Al 1º de enero de 2015	Aumentos (1)	Disminuciones	Al 31 de diciembre de 2015
	$	$	$	$
Previsiones				
Para juicios y contingencias	62 150 299	18 587 488	23 962 134	56 775 653
Total	62 150 299	18 587 488	23 962 134	56 775 653

(1) Los aumentos por un importe de $18 587 488 fueron imputados en el rubro "Gastos de Administración", mientras que las disminuciones corresponden a utilizaciones de la previsión

20. Deudas bancarias y financieras

	31.12.15	31.12.14
Deuda por capital		
Acuerdos de adelanto en cuenta corriente	14 526 423	26 825 435
Deuda por interés y otros		
Acuerdos de adelanto en cuenta corriente	68 101	170 550
Total	14 594 524	26 995 985

20.1 Emisión de Obligaciones Negociables

La Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de la Sociedad celebrada el 30 de junio de 2005, aprobó la emisión de un Programa Global de Obligaciones Negociables simples, no convertibles en acciones, denominadas en pesos o en cualquier otra moneda, con garantía común, especial, flotante y/u otra garantía, incluyendo garantía de terceros, subordinadas o no, por un monto máximo en circulación, en cualquier momento, que no podrá exceder de los $500 millones o su equivalente en otras monedas, delegando en el Directorio de la Sociedad la determinación de las condiciones de emisión del programa Los fondos serán destinados, principalmente, a la cancelación de pasivos en moneda extranjera, solventar futuros planes de inversión, cubrir eventuales necesidades de capital de trabajo y/o para cualquiera de los destinos previstos en el inciso 2º del artículo 36 de la Ley Nº23 576

En este sentido, en la reunión de Directorio celebrada el 30 de junio de 2005 se resolvió, entre otras condiciones, que el plazo del programa sería de 5 años, a contar desde la autorización de la oferta pública por parte de la CNV, la cual fue otorgada con fecha 11 de agosto de 2005

En la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de la Sociedad celebrada el 14 de abril de 2010, se aprobó la prórroga del citado Programa de emisión Global de Obligaciones

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

Negociables por un nuevo plazo de 5 años, en los términos que se acordaron oportunamente El 30 de septiembre de 2010 la CNV mediante Resolución N°16 425, autorizó la prórroga del Programa por 5 años más a partir de dicha fecha

En igual sentido, en la Asamblea de Accionistas de la Sociedad celebrada el 16 de abril de 2015, se resolvió una nueva prórroga del citado Programa de emisión Global de Obligaciones Negociables El 5 de noviembre de 2015 la CNV, mediante Resolución N° 17 866, autorizó la segunda prórroga por 5 años adicionales a contar desde el 30 de septiembre de 2015

20.2 Acuerdos con entidades bancarias de adelanto en cuenta corriente en moneda local

Con el objeto de optimizar su flujo de fondos la Sociedad ha pactado y utilizado acuerdos con entidades bancarias de adelanto en cuenta corriente, a continuación se detallan los vencimientos correspondientes por los acuerdos vigentes al cierre del ejercicio

Vencimiento	Monto
04/01/2016	$ 15 000 000

Gran parte de la deuda financiera de Gas Natural BAN, S A se encuentra dentro del corto plazo en función de sus vencimientos La Sociedad continuará realizando gestiones para conseguir se dispongan las medidas necesarias para el cumplimiento de las obligaciones emergentes del Acta Acuerdo, como así también todas aquellas gestiones que permitan a Gas Natural BAN, S A obtener la liquidez suficiente para hacer frente a los compromisos asumidos, tal como es tradición de la empresa y de esta forma asegurar la sustentabilidad de la prestación del servicio público licenciado y de las obligaciones inherentes

La exposición del endeudamiento de la Sociedad a cambios en las tasas de interés y las fechas contractuales de revisión de tasas son las siguientes

	31.12 15	Tasa de interes	31.12.14
Hasta 3 meses	14 526 423	36,00%	26 825 435
	14 526 423		26 825 435

Los valores razonables de los préstamos se aproximan a sus valores en libros debido a que el impacto de su descuento no es significativo

Los valores en libros de los préstamos de la Sociedad están denominados en pesos argentinos

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

21. Impuesto a las ganancias diferido

	31.12.15	31.12.14
Activos por impuesto diferido:		
- Activo por impuesto diferido que se recuperará después de 12 meses	99 446 284	84 696 258
- Activo por impuesto diferido que se recuperará dentro de 12 meses	2 753 901	(156 321)
Pasivos por impuesto diferido:		
- Pasivo por impuesto diferido que se recuperará después de 12 meses	(97 837 362)	(106 589 637)
- Pasivo por impuesto diferido que se recuperará dentro de 12 meses	(21 155 125)	(10 406 566)
Pasivo por impuesto diferido neto	(16 792 302)	(32 456 266)

El movimiento de los activos y pasivos por impuesto diferido, sin considerar la compensación de saldos es el siguiente

Activos diferidos	Quebranto impuesto a las ganancias	Previsión deudores incobrables	Diferencia de criterio de imputación de previsiones y gastos	Por Reg Créditos TOEP a Facturar	Ingresos a distribuir por dezpl De red	Total
	$	$	$	$	$	$
Saldos al 31 de diciembre de 2014	11 196 016	26 743 547	14 760 512	21 797 260	10 042 602	84 539 937
- Altas	-	799 647	5 742 245	7 564 449	1 746 843	15 853 184
- Ajustes	(11 196 016)	3 055 710	9 947 370	-	-	1 807 064
Saldos al 31 de diciembre de 2015	-	30 598 904	30 450 127	29 361 709	11 789 445	102 200 185

Pasivos diferidos	Depreciacion de bienes de uso	Venta y reemplazo de bienes de uso	Diferencia de cambio	Ajuste por inflación sobre bienes de uso	Total
	$	$	$	$	$
Saldos al 31 de diciembre de 2014	(4 844 576)	(6 984 010)	(225 896)	(104 941 721)	(116 996 203)
- Altas	(1 358 269)	(10 810 369)	(78 566)	-	(12 247 204)
- Ajustes	(66 391)	141 618	(29 519)	-	45 708
- Bajas	-	-	255 415	9 949 797	10 205 212
Saldos al 31 de diciembre de 2015	(6 269 236)	(17 652 761)	(78 566)	(94 991 924)	(118 992 487)

22. Otras deudas

	31.12.15	31.12.14
No Corrientes		
Ingresos a distribuir por desplazamiento de redes	31 899 031	27 059 702
Total	31 899 031	27 059 702
Corrientes		
Diversas	2 068 171	547 562
Ingresos a distribuir por desplazamiento de redes	1 785 096	1 633 446
Total	3 853 267	2 181 008

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

23. Deudas fiscales

	31.12.15	31.12.14
No Corrientes		
Deuda planes de pago AFIP y rég de asistencia financiera ampliada	5 269 675	6 070 020
Total	5 269 675	6 070 020
Corrientes		
Deuda planes de pago AFIP y rég de asistencia financiera ampliada	423 738	500 752
Impuesto al valor agregado	1 633 081	-
Impuestos nacionales, provinciales y municipales	63 998 557	38 023 595
Total	66 055 376	38 524 347

24. Remuneraciones y deudas sociales a pagar

	31.12.15	31.12.14
Cargas sociales a pagar	12 184 353	8 708 235
Otras deudas sociales	5 369 488	6 212 222
Total deudas por beneficios al personal	17 553 841	14 920 457

25. Deudas comerciales

	31.12.15	31.12.14
No Corrientes		
Compras de gas	219 739 706	-
Total	219 739 706	-
Corrientes		
Compras de gas	922 824 970	632 905 312
Compras de transporte	89 047 307	122 581 722
Programa de Uso Racional de la Energía	2 876 581	2 874 642
Fideicomiso gasoductos Norte y Sur	12 709 151	11 679 193
Fondo fiduciario decreto PEN N°2067	19 692 771	31 863 410
Facturación por cuenta y orden Res ENARGAS N° I 2621	6 636 763	6 154 220
Partes relacionadas (Nota 27)	65 395 998	43 343 130
Bonificaciones por consumos	9 947 490	9 615 176
Provisión facturas a recibir	85 033 681	58 949 356
Facturas proveedores diversos	85 869 073	61 337 989
Total	1 300 033 785	981 304 150

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

26. Información por segmentos

La Sociedad opera fundamentalmente en la prestación del servicio de distribución de gas, no calificando sus restantes actividades como segmentos a ser presentados en forma individual

A continuación se incluye una conciliación entre la información de gestión que se suministra al Comité de Dirección y la elaborada bajo NIIF

Al 31.12.2015	Comité de Dirección	NIIF		Ajustes
	millones de $	millones de $		millones de $
Ingresos por ventas y servicios	1 978,0	1 978,0		-
Costo de ventas y gastos	(1 555,9)	(1 700,3)	a)	144,4
Resultado operativo	422,1	277,7		144,4
Otros gastos	(144,4)	-	a)	(144,4)
Resultados financieros netos	54,3	54,3		-
Impuesto a las ganancias	(118,1)	(118,1)		-
Resultado del ejercicio - Ganancia	213,9	213,9		-

Al 31.12.2014	Comite de Dirección	NIIF		Ajustes
	millones de $	millones de $		millones de $
Ingresos por ventas y servicios	1 607,4	1 607,4		-
Costo de ventas y gastos	(1 565,1)	(1 694,9)	a)	129,8
Resultado operativo	42,3	(87,5)		129,8
Otros gastos	(129,8)	-	a)	(129,8)
Resultados financieros netos	2,8	2,8		-
Impuesto a las ganancias	28,2	28,2		-
Resultado del ejercicio - Pérdida	(56,5)	(56,5)		-

a) Corresponde a las amortizaciones, depreciaciones y previsiones que en el informe de gestión se incluyen en la línea otros gastos

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

27. Transacciones entre partes relacionadas

Los saldos y los resultados por operaciones con Gas Natural SDG, S A Sucursal Argentina son los siguientes

	31.12.15 $	31.12.14 $
Otros créditos	-	323 267
Deudas comerciales	8 723 076	585 281
Otros ingresos netos		
Honorarios por servicios de teneduría de libros	710 930	618 200
	710 930	618 200
Gastos operativos		
Honorarios operador técnico según CAT (1)	26 560 525	3 293 481
Contrato de servicios de personal según Art N° 6, último párrafo, del CAT	689 092	4 367 704
	27 249 617	7 661 185

(1) Bajo este acuerdo, Gas Natural SDG, S A provee asistencia técnica a la Sociedad recibiendo en pago un honorario por asistencia tecnica igual al mayor entre US$375 000 y el 7% de la ganancia antes del impuesto a las ganancias y resultados financieros, determinado en forma trimestral Este contrato es por el término de treinta y cinco años a partir de la fecha de Toma de Posesión y prorrogable en caso de renovación de la licencia, salvo que la Sociedad comunique, con una antelación establecida, su voluntad en contrario Los términos del Contrato de Asistencia Técnica ("CAT") fueron establecidos por el Gobierno Argentino como parte de la privatización de GdE, dentro de las exigencias del Pliego de Bases y Condiciones de la licitación pública internacional convocada a dicho efecto Actualmente, por aplicación de la Ley N°25 561 de Emergencia Económica y el decreto N°214/02, este contrato se encuentra en etapa de renegociación en cuanto al tipo de cambio que le corresponde, habiéndose facturado los cargos correspondientes hasta la fecha de cierre al tipo de cambio de US$1 = $1 sin que esto implique conformidad con la modificación y/o novación de las obligaciones contractuales en moneda extranjera oportunamente pactadas

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

Los saldos y los resultados por operaciones con Natural Servicios S A son los siguientes

	31.12.15 $	31.12.14 $
Otros créditos	122 566	45 094
Deudas comerciales	-	1 944 426
Bienes de uso		
Servicios de construcción de acometidas	3 967 718	2 251 305
Instalaciones de edificios	983 870	-
	4 951 588	2 251 305
Ingresos por ventas y servicios		
Servicios varios	126 486	154 420
	126 486	154 420
Gastos operativos		
Centros integrales de pagos	11 143 241	7 895 910
	11 143 241	7 895 910

Los saldos y los resultados por operaciones con Gas Natural SDG, S A son los siguientes

	31.12.15 $	31.12.14 $
Otros créditos	56 793 530	31 665 856
Deudas comerciales	56 672 922	40 813 423
Bienes de uso		
Aplicaciones informáticas	384 662	-
	384 662	-
Otros ingresos netos		
Contrato de servicios de personal según Art N° 6, último párrafo, del CAT	6 211 471	8 259 741
	6 211 471	8 259 741
Gastos operativos		
Servicios informáticos	15 474 837	10 655 903
	15 474 837	10 655 903

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Los saldos y los resultados por operaciones con Natural Energy, S A son los siguientes

	31.12.15	31.12 14
	$	$
Otros créditos	308 264	224 608

La Sociedad ha efectuado las operaciones con partes relacionadas bajo las mismas condiciones que para partes independientes en todos sus aspectos relevantes

28. Ingresos por ventas y servicios

	31.12.15	31.12.14
Ventas de gas	1 745 445 241	1 404 806 155
Ingresos por servicios de transporte y/o distribución de gas	224 257 797	195 327 834
Venta de subproductos	1 187 955	895 968
Ingresos por otras ventas y servicios	7 153 574	6 337 205
Total	1 978 044 567	1 607 367 162

29. Otros ingresos y egresos - netos

	31.12 15	31.12 14
Ventas varias y otros servicios	13 702 283	12 074 049
Resultado venta de Propiedad, planta y equipo	32 788 719	456 281
Indemnizaciones por daños y desplazamientos de la red	2 720 577	2 185 677
Penalizaciones e incumplimientos de proveedores	257 040	124 730
Total	49 468 619	14 840 737

30. Gastos por beneficios del personal

	31.12 15	31.12 14
Sueldos y jornales	198 193 879	172 245 601
Cargas sociales	45 153 478	34 566 241
Bono de participación del personal	1 069 484	-
Total	244 416 841	206 811 842
Cantidad de empleados	502	491

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

31. Resultados financieros netos

	31.12.15	31.12 14
Generados por activos		
Intereses de operaciones comerciales	31 763 430	11 629 852
Intereses de operaciones financieras y otros	49 838 613	28 591 366
Diferencia de cambio	51 328 734	19 626 946
Total generados por activos	132 930 777	59 848 164
Generados por pasivos		
Intereses sobre deudas bancarias y financieras	(66 927 798)	(43 502 819)
Otros gastos financieros	(8 715 843)	(8 374 440)
Diferencia de cambio	(2 939 235)	(5 191 875)
Total generados por pasivos	(78 582 876)	(57 069 134)
Resultados financieros netos	54 347 901	2 779 030

32. Impuesto a las ganancias

El detalle del cargo por impuesto a las ganancias se expone a continuación

	31.12.15	31.12.14
Impuesto corriente	(131 860 186)	-
Diferencia entre provisión y DDJJ	(81 231)	(366 267)
Impuesto diferido	13 811 192	28 623 330
Total impuesto a las ganancias	(118 130 225)	28 257 063

A continuación se presenta una conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa del impuesto vigente sobre el resultado contable antes del propio impuesto y el cargo por impuesto a las ganancias contabilizado

	31.12 15	31 12 14
	$	$
Ganancia / (Perdida) contable antes del impuesto a las ganancias del ejercicio	332 027 026	(84 723 956)
Tasa del impuesto vigente	35,00%	35,00%
Subtotal aplicando la tasa impositiva vigente al resultado del ejercicio	**(116 209.459)**	**29 653 385**
Diferencias permanentes a la tasa del Impuesto		
- Ajuste DDJJ impuesto a las ganancias	(81 231)	(366 267)
- Gastos no admitidos impositivamente	(1 839 535)	(1 030 055)
Impuesto a las ganancias contabilizado	**(118.130.225)**	**28 257 063**

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Seguidamente se presenta una conciliación entre el cargo en resultados y el pasivo determinado por el impuesto en el ejercicio

	31.12.15	31.12 14
	$	$
Impuesto a las ganancias contabilizado	**(118 130 225)**	**28.257.063**
Diferencias temporales		
- Previsión para deudores incobrables	(799 647)	(4 763 523)
- Depreciación de Propiedad, planta y equipo	1 358 269	820 448
- Diferencia de cambio neta	(176 849)	259 457
- Venta y reemplazo de bienes de uso	10 810 369	(336 623)
- Diferencia de criterio imputación de previsiones y gastos	(5 742 245)	1 167 643
- Diferencia reg Crédito Toep a facturar	(7 564 449)	(4 517 870)
- Diferencia por devengamiento ingresos a distribuir	(1 746 843)	(647 150)
- Ajuste por inflación	(9 949 797)	(9 409 696)
- Quebranto impuesto a las ganancias	-	(11 196 016)
Diferencia permanente		
- Diferencia entre provisión y DDJJ	81 231	366 267
Impuesto a las ganancias estimado a los fines fiscales	**(131.860.186)**	**-**
Impuesto a la ganancia mínima presunta	18 949 518	-
Anticipos y retenciones impuesto a las ganancias	9 274 572	32 709 453
Deuda/ Crédito por Impuesto a las ganancias neta	**(103.636.096)**	**32.709 453**

33. Resultado por acción

El resultado por acción ordinaria ha sido calculado como el cociente entre los resultados de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente, y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, que a dichas fechas asciende a 325 539 966 acciones

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen obligaciones negociables ni otros títulos de deuda convertibles en acciones, razón por la cual no se exponen los resultados por acción

Los resultados por acción básica se calcula dividiendo el resultado atribuible a los accionistas de la Sociedad entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año Dado que la Sociedad no posee acciones preferidas ni deuda convertible en acciones, el resultado básico es igual al resultado diluido por acción

	31.12.15	31.12.14
Resultado atribuible a los accionistas de la Sociedad	0,657	-0,173
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación	325 539 966	325 539 966

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
CPCECABA T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

34. Dividendos por acción

En el ejercicio 2015 la Sociedad obtuvo una ganancia neta de $213 896 801

Durante el ejercicio 2015 no se realizó pagos de dividendos

Adicionalmente, la Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") N°263/2015, del 5 de junio de 2015, que dispuso la asistencia económica transitoria a cargo del Estado Nacional para 2015, estableció diversas obligaciones y restricciones, entre ellas la establecida en el artículo 4°, inciso "e" respecto a la distribución de dividendos

35. Compromisos

(a) Compromisos de compras de capacidad de transporte

La Sociedad ha celebrado diferentes contratos con Transportadora de Gas del Norte S A ("TGN") y con Transportadora de Gas del Sur S A ("TGS"), a fin de satisfacer las necesidades de transporte de gas De acuerdo a los mismos, la cantidad contratada es la siguiente

Transportadora	Contrato	Ruta	Vencimiento	Volumen (dam3/día)
TGN	TF12	Salta - GBA	2021	667
TGN	TF10	Neuquén - GBA	2027 (*)	2 904
TGN	TF11	Neuquén - GBA	2027 (*)	400
TGN	TF13	Neuquén - GBA	2027	341
TGN	TF147	Neuquén - GBA	2017	303
TGN	TF150	Neuquén - GBA	2027	120
TGN	TF161	Neuquén - GBA	2017	311
			Total por TGN	5 046

Transportadora	Contrato	Ruta	Vencimiento	Volumen (dam3/día)
TGS	TF51	Neuquén - GBA	2018 (*)	8 250
TGS	TF146	Chubut/TdF - GBA	2021	847
TGS	TF233	Neuquén - GBA	2046	718
			Total por TGS	9 815

(*) A partir de 2017 y en función de la evolución del vencimiento de los contratos los montos anuales podrían cambiar

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

La valorización aproximada anual de transporte en firme a ser pagado por la Sociedad bajo estos contratos se expone en el siguiente cuadro

Períodos	Montos comprometidos (en millones de pesos)
2 016	186,61
2017 en adelante (*)	181,16

(*) A partir de 2017 y en función de la evolución del vencimiento de los contratos los montos anuales podrían cambiar

Las tarifas de transporte consideradas para la valorización incluida en el cuadro anterior contemplan el incremento autorizado por el ENARGAS desde mayo de 2015 para Transportadora de Gas del Sur S A y Transportadora de gas del Norte S.A , mediante Resoluciones ENARGAS N° 3347/15 y 3348/15, respectivamente

36. Gastos por naturaleza

Rubros	31 12 15				31 12 14
	Costo de ventas	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Total	Total
	$	$	$	$	$
Compra de gas	1 096 725 673	-	-	1 096 725 673	804 043 353
Compra de transporte	146 865 266	-	-	146 865 266	135 379 001
Variacion de existencias	(6 731 697)	-	-	(6 731 697)	(4 096 736)
Remuneraciones y otros beneficios al personal	89 271 519	67 444 315	41 478 045	198 193 879	172 245 601
Bono de participacion de personal	487 102	354 856	227 526	1 069 484	-
Cargas sociales	21 562 283	13 298 505	10 292 690	45 153 478	34 566 241
Honorarios de directores y sindicos	-	901 302	-	901 302	1 024 286
Honorarios por servicios profesionales	225 460	13 172 638	4 184 509	17 582 607	13 272 354
Honorarios operador tecnico segun CAT	26 560 525	-	-	26 560 525	3 293 481
Materiales diversos	14 892 960	-	-	14 892 960	15 741 219
Servicios y suministros de terceros	68 658 726	41 615 017	95 958 621	206 230 364	132 817 414
Gastos de correo y de telecomunicaciones	1 091 048	8 290 152	38 060 246	47 441 446	33 522 421
Arrendamientos	2 876 772	602 558	-	3 479 330	2 725 754
Transportes y viajes	52 725	1 024 731	14 950 044	16 027 500	9 798 177
Materiales de oficina	344 306	412 269	617 570	1 374 145	1 242 687
Viajes y estadias	1 413 067	1 138 560	315 416	2 867 043	2 389 703
Primas de seguros	8 159 747	179 186	-	8 338 933	9 035 303
Desafectacion de "PP&E" por redes	32 321	-	-	32 321	36 022
Reparacion y conservacion de "PP&E"	84 543 509	6 641 522	2 665 112	93 850 143	68 082 210
Depreciacion de "PP&E"	79 795 325	665 442	1 623 211	82 083 978	74 101 984
Recupero regularizadora bienes transfendos por terceros	(4 654 998)	-	-	(4 654 998)	(4 654 997)
Amortizacion de intangibles	-	-	5 789 990	5 789 990	4 253 743
Impuestos, tasas y contribuciones	95 662 831	3 193 306	71 616 351	170 472 488	116 393 254
Publicidad y propaganda	-	-	9 913 742	9 913 742	9 660 298
Cargo por juicios y contingencias	-	18 587 488	21 612 711	40 200 199	50 753 000
Cargo por deudores incobrables	-	-	20 985 188	20 985 188	9 527 351
Gastos y comisiones bancarias	-	-	18 843 425	18 843 425	14 352 582
Gastos diversos	62 853	46 213	236 281	345 347	205 179
Total al 31 de diciembre de 2015	1 727 895 323	177 568 060	359 370 878	2 264 834 061	-
Total al 31 de diciembre de 2014	1 290 198 034	173 025 459	246 487 392	-	1 709 710 885

37. Información adicional requerida por Resolución CNV N° 629/14 – Guarda de documentación

Con fecha 14 de agosto de 2014, la Comisión Nacional de Valores (CNV) emitió la Resolución General N° 629 mediante la cual impone modificaciones a sus normas en

Veas nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

materia de guarda y conservación de libros societarios, libros contables y documentación comercial En tal sentido, se informa que la Sociedad ha enviado para su guarda papeles de trabajo e información no sensible por los períodos no prescriptos, a Administradora de Archivos S A ("AdeA") y que la documentación dada en guarda se encuentra en la Planta nº 3, ubicada en Ruta 36 Km 31,5 en la localidad de Florencio Varela

38. Información adicional requerida por el art.12 Capítulo III del Título IV de las normas de la CNV

Cuestiones generales sobre la actividad de la Sociedad

1 *Regímenes jurídicos específicos y significativos que impliquen decaimientos o renacimientos contingentes de beneficios previstos por dichas disposiciones.*

No existen otros regímenes jurídicos específicos con excepción del marco regulatorio de la Industria del Gas establecido por la Ley N°24 076 y normas reglamentarias y complementarias Adicionalmente debe considerarse lo expuesto en Nota 1 3 de los estados financieros

2 *Modificaciones significativas que afecten la comparabilidad respecto a los mismos períodos presentados anteriormente*

Se han realizado modificaciones a los efectos de exponerlas uniformemente con el presente ejercicio

3 *Clasificación de los saldos de créditos y deudas en las siguientes categorías*

a) De plazo vencido, con subtotales para cada uno de los cuatro últimos trimestres y para cada año previo
b) Sin plazo establecido a la vista
c) A vencer, con subtotales para cada uno de los primeros cuatro trimestres y para cada año siguiente

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

A continuación se expone la clasificación de los saldos de créditos y deudas de acuerdo a las categorías mencionadas

	Créditos a vencer					
	De plazo vencido (*)	sin interés	con interés	Tasa de interés promedio anual	Total a vencer	Total General
	$	$	$		$	$
sin plazo establecido comente	-	48 684 854	-	-	48 684 854	48 684 854
sin plazo establecido no comente	-	33 441 211	-	-	33 441 211	33 441 211
menos de 3 meses	79 992 588	375 174 026	451 085	9,50%	375 625 111	455 617 699
de 3 a 6 meses	19 965 488	992 307	-	-	992 307	20 957 795
de 6 a 9 meses	9 541 105	992 307	-	-	992 307	10 533 412
de 9 a 12 meses	8 028 020	992 307	-	-	992 307	9 020 327
de 1 a 2 años	4 800 468	16 127 613	-	-	16 127 613	20 928 081
de 2 a 3 años	10 032 433	22 000	-	-	22 000	10 054 433
de 3 a 4 años	9 395 637	22 000	-	-	22 000	9 417 637
de 4 a 5 años	8 337 340	22 000	-	-	22 000	8 359 340
más de 5 años	18 239 487	-	-	-	-	18 239 487
	168 332 566	476 470 625	451 085		476 921 710	645 254 276
Prevision deudores incobrables	(68 386 242)	-	-		-	(68 386 242)
Total	99 946 324	476 470 625	451 085		476 921 710	576 868 034

(*) pudiendo devengar intereses

	Otros pasivos en general		Deudas bancarias y financieras			Otros pasivos en general				
	De plazo vencido		A vencer			A vencer				
	con interés	Tasa de interés promedio anual	sin interés	con interés	Tasa de interés promedio anual	sin interés	con interés	Tasa de interés promedio anual	Total a vencer	Total general
	$		$	$		$	$		$	
sin plazo establecido comente	-	-	-	-	-	87 699 033	-	-	87 699 033	87 699 033
sin plazo establecido no comente	-	-	-	-	-	56 775 653	-	-	56 775 653	56 775 653
menos de 3 meses	273 449 487	*	68 101	14 526 423	36 00%	598 345 068	32 999 039	20,40%	645 938 631	919 388 118
de 3 a 6 meses	222 151 335	*	-	-	-	127 014 201	35 071 998	20,40%	162 086 199	384 237 534
de 6 a 9 meses	-		-	-	-	17 614 974	37 275 294	20,40%	54 890 268	54 890 268
de 9 a 12 meses	258 442	*	-	-	-	19 437 256	39 534 352	20,40%	58 971 608	59 230 050
de 1 a 2 años	281 886	*		-	-	11 218 431	184 942 652	20,40%	196 161 083	196 442 969
de 2 a 3 años	-		-	-	-	11 218 431	35 990 645	20,40%	47 209 076	47 209 076
de 3 a 4 años	-	-	-	-	-	11 182 925	644 898	16,20%	11 827 823	11 827 823
de 4 a 5 años	-	-	-		-	11 107 544	724 038	16 20%	11 831 582	11 831 582
más de 5 años	-	-	-		-	3 964 002	2 707 148	16,20%	6 671 150	6 671 150
Total	496 141 150		68 101	14 526 423		955 577 518	369 890 084		1 340 062 106	1 836 203 256

(*) Sujeto a negociación

4 *Clasificación de los créditos y deudas, de manera que permita conocer los efectos financieros que produce su mantenimiento La misma debe posibilitar la identificación de.*

a) Las cuentas en moneda nacional, en moneda extranjera y en especie
b) Los saldos sujetos a cláusulas de ajuste y los que no lo están
c) Los saldos que devengan intereses y los que no lo hacen

a) Las cuentas en moneda extranjera se exponen en el Anexo G de los presentes estados financieros

Por otra parte, dentro del pasivo corriente existen deudas comerciales equivalentes a metros cúbicos de gas natural por $9 947 490

b) No existen créditos y deudas sujetas a cláusulas de ajuste

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

c) Los saldos que devengan intereses se exponen en la respuesta al punto 3 del presente informe

5 *Detalle del porcentaje de participación en sociedades del art 33 Ley N°19 550 y el total de votos Además, saldos deudores y acreedores por sociedad y segregados del modo previsto en los puntos 3 y 4 anteriores*

Al 31 de diciembre de 2015 no existen participaciones en sociedades del art 33 Ley N° 19 550

6 *Créditos por ventas o préstamos contra directores, y miembros de la Comisión Fiscalizadora y sus parientes hasta el segundo grado inclusive Para cada persona se indicará el saldo máximo habido durante el ejercicio (expresado en moneda de cierre), el saldo a la fecha de los EE FF , el motivo del crédito, la moneda y las cláusulas de actualización monetaria y tasas de interés aplicadas*

No existen líneas de préstamos a miembros del directorio y/o de la comisión fiscalizadora

7 *Periodicidad y alcance de los inventarios físicos de las existencias. Si existen bienes de inmovilización significativa en el tiempo, por ejemplo más de un año, indicar su monto y si se han efectuado las previsiones que correspondan*

La Sociedad efectúa mediciones diarias sobre la totalidad del gas natural en el sistema de distribución y en la planta de almacenamiento criogénico de gas

No existen inmovilizaciones significativas en el tiempo de las existencias

8 *Fuentes de los datos empleados para calcular los valores corrientes utilizados para valuar existencias, Propiedad, planta y equipo, intangibles y otros activos significativos*

Existencias El gas existente en la planta de almacenamiento criogénico de gas es valuado a su costo de adquisición dado por el valor de compra de gas en boca de pozo

Materiales Los materiales mantenidos para ser usados en el mantenimiento/ expansión de la red han sido valuados al menor valor entre el costo y el valor neto de realización

Propiedad, planta y equipo Dentro de este rubro, el costo de incorporación de las redes cedidas se compone de los gastos incurridos por la Sociedad hasta su habilitación, más el monto equivalente en metros cúbicos de gas a bonificar a los clientes con derecho a ello determinado por el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") Estos metros cúbicos a bonificar están constituidos por el exceso sobre el valor de negocio de la obra cedida, teniendo en cuenta los costos ya

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

incurridos por la Sociedad El resto de las altas de Propiedad, planta y equipo se encuentra valuado a su costo reexpresado

Intangibles Las altas de los activos intangibles se encuentran valuadas a su costo de adquisición o producción

9 *Para el caso de tener Propiedad, planta y equipo con revalúo técnico indicar el método*

No existen

10 *Debería informarse el valor total consignado en el balance de la Propiedad, planta y equipo sin usar por obsoletos*

No existe Propiedad, planta y equipo obsoletos de valor significativo

11 *Participaciones en otras sociedades en exceso de lo admitido por el art 30 de la Ley N°19.550 y planes para regularizar la situación*

No existen

12 *Criterios seguidos para determinar los valores recuperables para las existencias, Propiedad, planta y equipo y otros activos, empleados como límites para sus respectivas valuaciones contables*

Los criterios utilizados para la determinación de los valores recuperables en los rubros Existencias y Propiedad, planta y equipo han sido el valor neto de realización y el de utilización económica, respectivamente Las proyecciones y/o estimaciones para la determinación de estos valores podrían verse afectadas por la evolución futura de la economía nacional, tal como se expone en nota 1 3 de los estados financieros

13 Seguros que cubren los bienes tangibles Para cada grupo homogéneo de los bienes se consignarán los riesgos cubiertos, las sumas aseguradas y los correspondientes valores contables

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

Al 31 de diciembre de 2015, los seguros contratados sobre los bienes tangibles de la Sociedad son los siguientes

Bienes cubiertos	Riesgos cubiertos	Sumas aseguradas	Valor Contable
Vehículos	Todo riesgo Contra terceros Responsabilidad civil	Hasta $ 4 000 000 para autos Hasta $13 000 000 para camiones	$29 068 597

Adicionalmente, la Sociedad mantiene seguros bajo una póliza global de todo riesgo operativo por una suma asegurada total de US$873 millones La misma está dividida en las siguientes secciones Sección 1) cobertura para riesgos de daños materiales de sus bienes y pérdida de beneficios, por un monto máximo combinado de US$120 millones, con franquicia de US$50 000 por siniestro y una especial de US$1,5 millones en cuanto a fenómenos de la naturaleza Esta cobertura incluye rotura de maquinarias, transporte terrestre y pérdida de beneficios, con franquicia de 45 días por ocurrencia y es abarcativa de cualquier pérdida, destrucción o deterioro físico total o parcial de los bienes asegurados que sean propiedad del asegurado, alquilados o arrendados por él, o propiedad de terceros o respecto de los que el asegurado haya asumido el riesgo o tenga obligación de asegurar, reparar o reemplazar, Sección 2) cobertura por responsabilidad civil por un monto máximo de US$75 millones, con franquicia de US$6 500 por siniestro La cobertura de responsabilidad civil cubre la responsabilidad civil directa, indirecta, solidaria y/o subsidiaria, por lesiones y daños corporales, materiales, sus consecuencias y daños causados a terceros por acciones u omisiones en el ejercicio de la actividad empresarial, estando también garantizada, en los casos previstos por la póliza, la responsabilidad civil directa, indirecta, solidaria o subsidiaria por daños patrimoniales que no sean consecuencia de daños personales y/o materiales, Sección 3) cobertura de transporte de mercaderías, básicamente para importación y/o exportación, con un límite de US$10 millones y una franquicia de US$25 000 por siniestro, y Sección 4) cobertura por terrorismo por un límite máximo de US$85 millones y con deducibles especiales de US$100 mil por daños materiales y 21 días por pérdida de beneficios

14 *Elementos considerados para calcular las previsiones cuyos saldos, considerados individualmente o en conjunto, superen el 2 % del patrimonio.*

Previsión para deudores incobrables Esta previsión cubre el riesgo de incobrabilidad de los créditos por ventas La misma se ha calculado teniendo en cuenta la posibilidad de cobro de los créditos en función al tipo y antiguedad del crédito, considerándose razonable y suficiente el monto estimado para dicha previsión

Previsión para juicios y contingencias Se han constituido para afrontar situaciones contingentes que podrían originar obligaciones para la Sociedad Incluyen los procesos judiciales pendientes o reclamos por eventuales perjuicios a terceros por hechos originados en el desarrollo de las actividades, así como también aquellas originadas en cuestiones interpretativas de la legislación vigente En la estimación de los montos se ha considerado la probabilidad de su concreción, tomando en cuenta la opinión de los asesores legales

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont.)

15 *Situaciones contingentes a la fecha de los estados financieros cuya probabilidad de ocurrencia no sea remota y cuyos efectos patrimoniales no hayan sido contabilizados, indicándose si la falta de contabilización se basa en su probabilidad de concreción o en dificultades para la cuantificación de sus efectos*

No existen situaciones significativas adicionales a las expuestas en los estados financieros

16 *Para los adelantos irrevocables a cuenta de futuras suscripciones, el estado de la tramitación dirigida a su capitalización*

No existen

17. *Dividendos acumulativos impagos de acciones preferidas*

No existen

18 *Condiciones, circunstancias o plazos para las restricciones a la distribución de los resultados no asignados, incluyendo las que se originan por la afectación de la reserva legal para absorber pérdidas finales*

No existen otras restricciones que las expuestas en nota 18 a los estados financieros anuales y a lo establecido por la Resolución SE Nº 263/2015 en su artículo 4°, inciso e), por la cual la Sociedad para percibir la asistencia económica transitoria mencionada no podrá distribuir dividendos Por otra parte en la cláusula 7° del Acta Acuerdo, surge de su párrafo 7 2 que "Durante el resto del Período de Transición Contractual y a los efectos de garantizar el Plan de Inversiones, la Licenciataria sólo podrá disponer del excedente de caja previsto en la Proyección Económica Financiera, para retribuir al capital propio y de terceros, en la medida que vaya dando cumplimiento al Plan de Inversiones, conforme el procedimiento establecido en los párrafos 7 3 y 7 4"

Además en el citado párrafo 7 4, se indica que "Anualmente, el ENARGAS evaluará el cumplimiento del Plan de Inversiones previamente a cualquier disposición de fondos para distribuir dividendos, para lo cual dispondrá de 60 días corridos contados a partir de la recepción de la información correspondiente para emitir su eventual objeción a la distribución planteada"

Debe destacarse que, tal como figura en el glosario del Acta Acuerdo, las definiciones del Plan de Inversiones y el Período de Transición contractual son los siguientes

-Plan de Inversiones Son las previsiones de inversión expresadas en términos físicos y monetarios que la LICENCIATARIA se compromete a realizar durante el PERÍODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL conforme se establece en la Cláusula Séptima del Acta Acuerdo

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (cont)

-Período de Transición Contractual Es el período comprendido entre el 6 de enero de 2002 y el 1° de agosto de 2006

Este período fue prorrogado por las autoridades competentes y se extenderá, en consecuencia, hasta la entrada en vigencia de las tarifas resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral, pendiente de conclusión por parte del ENARGAS

Habida cuenta que el Plan de Inversiones ha sido ejecutado en su totalidad sin haber recibido observaciones del ENARGAS, la Sociedad considera que estas limitaciones del Acta Acuerdo no son de aplicación

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo A

Propiedad, planta y equipo

Estados financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014

Cuenta principal	Valores Originales					Depreciaciones					Neto resultante al 31 12 15	Neto resultante al 31 12 14
	Al inicio del ejercicio	Aumentos	Transfe-rencias	Bajas	Al cierre del ejercicio	Acumuladas al inicio del ejercicio	Del ejercicio Alicuota	Del ejercicio Monto	Bajas	Acumuladas al cierre del ejercicio		
	$	$	$	$	$	$	%	$	$	$	$	$
Terrenos	7 591588	-		2 685 869	4 905 719	-	-	-	-	-	4 905 719	7 591588
Edificios y construcciones civiles	33 945 028	-		1305 075	32 639 953	17 356 326	663 675	663 675	1077 014	15 942 987	15 696 966	16 588 702
Instalaciones de edificios	45.241225	-	983 870	2 918 135	43 306 960	25 756 328	2 002 701	2 002 701	418 330	27 340 699	15 966.261	19 484 897
Gasoductos de alta presion	17 808 967	-	-	-	17 808 967	11541326	593 632	593 632	-	12 134 958	5 674 009	6.267 641
Ramales de alta presion	282 558 501	-	5 173 380	1802	287 730 059	167 979 506	9 465 655	9 465 655	1.377	177 443 784	110.286 275	114 578 995
Conductos y sistemas media y baja presión	1397 026.213	-	102 881941	40 824	1.499 867 330	710.296 880	42 049 434	42 049 434	25 548	752 320 766	747 546 564	686 729 333
Otras planta industriales	104 134 433	-	2 690 604	-	106 825 037	54 144 190	2 915 173	2 915 173	-	57 060 363	49 764 674	49 990.243
Estaciones regulacion y medicion de presion	69 820 928	-	34 712 950	-	104 533 878	31.935 572	3 175.282	3 175.282	-	35 110 854	69 423 024	37 885 356
Instalaciones de medidores de consumo	230 641916	25 081497	24 675 104	1.596.228	278 802.289	100 822 676	11.199 579	11.199 579	1.581762	110 440 493	168 361796	129 819.240
Otras instalaciones tecnicas	94 525.210	-	15 609 312	-	110 134 522	52 550 188	3 874 589	3 874 589	-	56 424 777	53 709 745	41975 022
Maquinarias y herramientas	19 510 585	335 880	-	-	19 846 465	15 689 314	509 469	509 469	-	17 198 783	2 647 682	2 821.271
Equipos informaticos y telecomunicaciones	28 005 030	1781861	370 934	-	30 157 825	18 412 474	1.324 351	1.324 351	-	19 736 825	10 421000	9 592 556
Vehiculos	24 092.231	20.231390	-	2 185 748	42 137 873	11 128 709	4 124 152	4 124 152	2 183 595	13 069.276	29 068 597	12 963 522
Muebles y utiles	7 733 990	750 686	-	-	8 484 676	6 548 012	185.275	185.276		6 733.288	1.751388	1.185 978
Materiales	23 660 539	40 798 732	(32 774 315)	-	31684 956	-	-	-	-	-	31.684 956	23 660 539
Line pack	153 422	-	-	-	153 422	-	-	-	-	-	153 422	153 422
Obras en curso	117 336.203	150 800 696	(154 323 760)	-	113 813 139	-	-	-	-	-	113 813 139	117 336.203
Subtotal	2 503 796 009	239 780 742	-	10 733 681	2 732 843 070	1225 181501	-	82 083 978	5.287 626	1301957 853	1430 885.217	1.278 634 508
Regularizadora bienes transfendos por terceros	(193 345 398)	-	-	-	(193 345 398)	(72 565 112)	10-5-3,33-2	(4 654 998)	-	(77.220 110)	(116 125.288)	(125 435.286)
Total ejercicio actual	2 310 450 611	239 780 742	-	10 733 681	2 539 497 672	1 152 596 389	-	77 428 980	5.287 626	1224 737 743	1314 759 929	-
Total ejercicio anterior	2 156 492 543	156 023 056	-	2 064 988	2 310 450 611	1085 176 172	-	69 446 987	2 026 770	1 152 596 389	-	1 157 854.222

ESCOBAR ET

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A M Teson
Presidente de la
Comision Fiscalizadora

Horacio Cisdani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo B

Intangibles

Estados financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014

Cuenta principal	Valores originales				Amortizaciones			Neto resultante al 31.12.15	Neto resultante al 31.12.14
	Al inicio del ejercicio	Aumentos	Transferencias	Al cierre del ejercicio	Acumuladas al inicio del ejercicio	Del ejercicio	Al cierre del ejercicio		
	$	$	$	$	$	$	$	$	$
Aplicaciones informáticas	102 792 847	-	10 118 623	112 911 470	89 267 329	5 789 990	95 057 319	17 854 151	13 525 518
Obras en curso	2 917 348	15 426 358	(10 118 623)	8 225 083	-	-	-	8 225 083	2 917 348
Total ejercicio actual	105 710 195	15 426 358	-	121 136 553	89 267 329	5 789 990	95 057 319	26 079 234	-
Total ejercicio anterior	97 637 362	8 072 833	-	105 710 195	85 013 586	4 253 743	89 267 329	-	16 442 866

Vease nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A M Teson
Presidente de la
Comision Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A. Anexo D

Inversiones

Estados financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014

Cuenta principal y características	31.12.15	31 12.14
	$	$
INVERSIONES CORRIENTES		
Moneda extranjera		
Plazo Fijo	32 456 646	21 412 392
Moneda local		
Bonos cancelación de deuda de la Prov de Buenos Aires Serie A	101 950	-
INVERSIONES NO CORRIENTES		
Moneda local		
Bonos de consolidación de la Prov de Buenos Aires - Ley 12 836	-	9 008
Bonos cancelación de deuda de la Prov de Buenos Aires Serie A	-	505 788
Total Inversiones corrientes y no corrientes	32 558 596	21 927 188

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo E

Previsiones

Estados financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014

Rubros	Saldos al inicio del ejercicio	Aumentos	Disminuciones	Saldo al 31 12 15	Saldo al 31.12 14
	$	$	$	$	$
DEDUCIDAS DEL ACTIVO					
Créditos por ventas					
Para deudores incobrables (1)	53 968 951	20 985 188	6 567 897	68 386 242	53 968 951
Por traslado de tasa de ocupación de espacios públicos (2)	62 277 883	21 612 711	426 099	83 464 495	62 277 883
INCLUIDAS EN EL PASIVO					
Previsiones					
Para juicios y contingencias (3)	62 150 299	18 587 488	23 962 134	56 775 653	62 150 299
Total del ejercicio actual	178 397 133	61 185 387	30 956 130	208 626 390	
Total del ejercicio anterior	155 802 922	60 280 351	37 686 140		178 397 133

(1) Los aumentos fueron imputados en el rubro "Gastos de Comercialización" (Anexo H), mientras que las disminuciones corresponden a bajas efectivas y a la afectacion de la previsión sobre créditos con antiguedad superior a 5 años
(2) Los aumentos fueron imputados en el rubro "Gastos de Comercialización" (Anexo H)
(3) Los aumentos fueron imputados en el rubro "Gastos de Administración" (Anexo H)

Vease nuestro informe de fecha
1° de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A M Teson
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A. Anexo F

Costo de ventas

Estados financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014

Concepto	31.12.15		31.12 14	
	$		$	
Existencia al inicio del ejercicio		4 553 301		456 565
Gas en planta Peak Shaving	4 553 301		456 565	
Más				
a) Compras		1 243 590 939		939 422 354
- de gas	1 096 725 673		804 043 353	
- de transporte	146 865 266		135 379 001	
b) Costos (según Anexo H)		491 036 081		354 872 416
Menos				
Existencia al cierre del ejercicio				
Gas en planta Peak Shaving		11 284.998		4 553 301
Costo de ventas		1 727 895 323		1 290 198 034

Vease nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
CPCECABA T° 1 F° 17

Miguel A M Teson
Presidente de la
Comision Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ESTA COPIA ES FIEL

Gas Natural BAN, S.A. Anexo G

Activos y pasivos en moneda extranjera

Estados financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014

Rubro	31.12.15				31.12.14		
	Monto y clase de la moneda extranjera		Cambio vigente	Montos en moneda local e importe contabilizado	Monto y clase de la moneda extranjera		Montos en moneda local e importe contabilizado
			$	$			$
ACTIVO							
ACTIVO NO CORRIENTE							
Otros créditos							
Depósitos en garantía	US$	-	12,9630	-	US$	3 000	25 656
Créditos Diversos	US$	1 239 955	12,9630	16 073 532			
Subtotal activo no corriente				16 073 532			25 656
ACTIVO CORRIENTE							
Otros créditos							
Partes relacionadas	US$	4 381 203	12,9630	56 793 530	US$	3 702 743	31 665 856
Depósitos en garantía	US$	25 600	12,9630	331 853	US$	22 600	193 275
Diversos - Anticipo a proveedores	US$	-	12,9630	-	US$	17 811	152 321
Diversos	US$	1 482 773	12,9630	19 221 186	US$	71 218	609 055
Inversiones							
Plazo fijo (1)	US$	2 503 791	12,9630	32 456 646	US$	2 503 788	21 412 392
Caja y Bancos							
Caja	EURO	16 375	14,1750	232 117	EURO	13 585	141 589
	US$	41 715	12,9630	540 745	US$	38 648	330 518
Bancos	US$	893 284	12,9630	11 579 644	US$	852 000	7 286 304
Subtotal activo corriente				121 155 721			61 791 309
Total del activo				137 229 253			61 816 965
PASIVO							
PASIVO CORRIENTE							
Deudas comerciales	US$	101 016	12,9630	1 309 465	US$	362 684	3 101 672
	EURO	989	14,1750	14 021	EURO	23 212	241 919
Otras deudas							
Partes relacionadas	US$	-	12,9630	-	US$	68 438	585 281
Subtotal pasivo corriente				1 323 486			3 928 872
Total del pasivo				1 323 486			3 928 872

EURO euros, US$ dólares estadounidenses, GBP libras esterlinas
(1) Plazo fijo dado en garantía para líneas de crédito bancarias contingentes

Vease nuestro informe de fecha
1° de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comision Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo H

Gastos por naturaleza - Información requerida por el Art 64 inc b) de la Ley Nº 19 550 correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 y 2014

Rubros	31 12 15				31 12 14
	Costo de ventas	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Total	Total
	$	$	$	$	$
Compra de gas	1 096 725 673	-	-	1 096 725 673	804 043 353
Compra de transporte	146 865 266	-	-	146 865 266	135 379 001
Variación de exsistencias	(6 731 697)	-	-	(6 731 697)	(4 096 736)
Remuneraciones y otros beneficios al personal	89 271 519	67 444 315	41 478 045	198 193 879	172 245 601
Bono de participacion de personal	487 102	354 856	227 526	1 069 484	-
Cargas sociales	21 562 283	13 298 505	10 292 690	45 153 478	34 566 241
Honorarios de directores y sindicos	-	901 302	-	901 302	1 024 286
Honorarios por servicios profesionales	225 460	13 172 638	4 184 509	17 582 607	13 272 354
Honorarios operador tecnico segun CAT	26 560 525	-	-	26 560 525	3 293 481
Materiales diversos	14 892 960	-	-	14 892 960	15 741 219
Servicios y suministros de terceros	68 656 726	41 615 017	95 958 621	206 230 364	132 817 414
Gastos de correo y de telecomunicaciones	1 091 048	8 290 152	38 060 246	47 441 446	33 522 421
Arrendamientos	2 876 772	602 558	-	3 479 330	2 725 754
Transportes y viajes	52 725	1 024 731	14 950 044	16 027 500	9 798 177
Materiales de oficina	344 306	412 269	617 570	1 374 145	1 242 687
Viajes y estadias	1 413 067	1 138 560	315 416	2 867 043	2 389 703
Primas de seguros	8 159 747	179 186	-	8 338 933	9 035 303
Desafectación de "PP&E" por redes	32 321	-	-	32 321	36 022
Reparacion y conservacion de "PP&E"	84 543 509	6 641 522	2 665 112	93 850 143	68 082 210
Depreciacion de "PP&E"	79 795 325	665 442	1 623 211	82 083 978	74 101 984
Recupero regularizadora bienes transfendos por terceros	(4 654 998)	-	-	(4 654 998)	(4 654 997)
Amortización de intangibles	-	-	5 789 990	5 789 990	4 253 743
Impuestos, tasas y contribuciones	95 662 831	3 193 306	71 616 351	170 472 488	116 393 254
Publicidad y propaganda	-	-	9 913 742	9 913 742	9 660 298
Cargo por juicios y contingencias	-	18 587 488	21 612 711	40 200 199	50 753 000
Cargo por deudores incobrables	-	-	20 985 188	20 985 188	9 527 351
Gastos y comisiones bancarias	-	-	18 843 425	18 843 425	14 352 582
Gastos diversos	62 853	46 213	236 281	345 347	205 179
Total al 31 de diciembre de 2015	1 727 895 323	177 568 060	359 370 678	2 264 834 061	
Total al 31 de diciembre de 2014	1 290 198 034	173 025 459	246 487 392		1 709 710 885

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
CPCECABA T° 1 F° 17

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comision Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ES COPIA FIEL

INFORME DE LA COMISION FISCALIZADORA

A los señores Accionistas de
GAS NATURAL BAN, S A

Introducción

De acuerdo con lo dispuesto en el inciso 5° del artículo 294 de la Ley N°19 550 y el Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, hemos examinado los estados de situación financiera y de cambios en el patrimonio de Gas Natural BAN, S A al 31 de diciembre de 2015, los correspondientes estados de resultados integrales y de flujos de efectivo por el ejercicio finalizado en dicha fecha y las notas y anexos que los complementan y el informe de los auditores de la firma Price Waterhouse & Co S R L , pertinente a los estados financieros, emitidos bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) Asimismo, hemos examinado la Reseña Informativa requerida por la Resolución General N°622/13 de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") y la información adicional a las notas a los estados financieros requerida por el artículo N°68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, cubiertas ambas por sus respectivos informes

Por otra parte, hemos examinado la respectiva Memoria y demás información complementaria referente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015

Responsabilidad de la Dirección

Los documentos examinados son responsabilidad del Directorio de la Sociedad en el ejercicio de sus funciones exclusivas

Alcance de nuestra revisión

Nuestro trabajo se circunscribió al análisis de la información significativa de los documentos examinados, su congruencia con la información sobre las decisiones societarias expuestas en actas y la adecuación de dichas decisiones a la ley y los estatutos en lo relativo a sus aspectos formales y documentales No hemos efectuado ningún control de gestión y, por lo tanto, no hemos evaluado los criterios y decisiones empresarias de administración, financiación, comercialización y explotación, dado que estas cuestiones son responsabilidad exclusiva del Directorio

Párrafo de énfasis

Tal como se menciona en la Nota 1 3, y considerando lo que manifiesta el "párrafo de énfasis" del informe de los auditores independientes, la imposibilidad de conseguir mejoras adicionales en su margen de distribución, y/o de obtener el ajuste de las tarifas de la Sociedad para reflejar sus aumentos de los costos de distribución ha llevado a la Sociedad a una complicada situación financiera Asimismo el reconocimiento de mayores ingresos según los nuevos cuadros tarifarios aprobados por ENARGAS, según la Resolución N° I 2843/2014 y la asistencia económica transitoria, Resolución N° 263/15, aprobada por la Secretaria de Energía, no parecerían ser suficientes para devolver el equilibrio que la ecuación económico-financiera del servicio público concesionado requiere Estos factores generan incertidumbre respecto de la posibilidad de que la Sociedad continúe operando como una "Empresa en Marcha" La Sociedad ha preparado los presentes estados financieros utilizando principios contables aplicables a "Empresa en Marcha" Por lo tanto, dichos estados no incluyen los

efectos de los eventuales ajustes y /o reclasificaciones, si los hubiere, que pudieran requerirse de no resolverse la situación descripta a favor de la continuidad de las operaciones de la Sociedad y la misma se viera obligada a realizar sus activos y cancelar sus pasivos, incluyendo los contingentes, en condiciones diferentes al curso normal de sus negocios Nuestra conclusión no contiene salvedades en relación a la situación descripta por el informe de los auditores independientes

Conclusión

En nuestra opinión, basados en el trabajo realizado y en el informe de los auditores Price Waterhouse & Co S R L del 10 de marzo de 2016, los estados financieros de Gas Natural BAN, S A al 31 de diciembre de 2015 incluyen todos los hechos y circunstancias que son de nuestro conocimiento y en relación a ellos no tenemos otras observaciones que formular a las descriptas en el párrafo 4 precedente, habiendo sido elaborados de conformidad con las normas de aplicación correspondientes

En cumplimiento a lo establecido por las Normas de la Comisión Nacional de Valores sobre independencia del auditor externo y sobre la calidad de las políticas de auditoría aplicadas por el mismo y de las políticas de contabilización de la Sociedad, el informe del auditor externo descripto en el punto anterior, incluye la manifestación de haber aplicado las normas de auditoría vigentes que comprenden los requisitos de independencia, y no contiene salvedades en relación a la aplicación de dichas normas, ni discrepancias respecto a las normas contables profesionales

Hemos obtenido, con relación a todos los documentos señalados precedentemente, las informaciones y explicaciones consideradas necesarias de acuerdo con las circunstancias, y no tenemos otras observaciones que formular con respecto a ellos

Informe sobre cumplimiento de disposiciones vigentes

Hemos revisado la información sobre el grado de cumplimiento del Código de Gobierno Societario que se incluye en el Anexo a la Memoria bajo el título "Código de Gobierno Societario" elaborado por el órgano de Administración de Gas Natural BAN, S A De acuerdo con la labor realizada y en lo que es materia de nuestra competencia, la información brindada ha sido preparada en forma fiable y adecuada, en sus aspectos sustanciales, con los requerimientos establecidos en la Resolución General N°606/2012

Hemos dado cumplimiento a las disposiciones del artículo 294 de la Ley N°19 550

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 10 de marzo de 2016

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Estados Financieros Intermedios Condensados

Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2016
presentados en forma comparativa

Isabel la Católica 939

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Argentina

ES COPIA FIEL

Contenido

Reseña Informativa

Informe de la revisión limitada

Estado de Situación Financiera

Estado de Resultados Integrales

Estado de Cambios en el Patrimonio

Estado de Flujo de Efectivo

Notas a los estados financieros:

1. Información general
2. Bases de presentación y principales políticas contables
3. Administración de riesgos financieros
4. Políticas y estimaciones contables críticas
5. Asuntos legales y regulatorios
6. Propiedad, planta y equipo ("PP&E")
7. Intangibles
8. Créditos fiscales
9. Otros créditos
10. Existencias
11. Créditos por ventas
12. Efectivo y equivalente de efectivo
13. Previsiones
14. Activo / Pasivo por impuesto diferido
15. Deudas fiscales
16. Deudas comerciales
17. Información por segmentos
18. Transacciones entre partes relacionadas
19. Ingresos por ventas y servicios
20. Otros ingresos y egresos – netos
21. Resultados financieros netos
22. Impuesto a las ganancias a pagar
23. Impuesto a las ganancias
24. Resultado por acción
25. Dividendos por acción
26. Gastos por naturaleza
27. Información adicional requerida por la Resolución General CNV N°629/14
28. Información adicional requerida por el art.12 Capítulo III del Título IV de las normas de la CNV
29. Hechos posteriores al cierre

Anexos

Informe de la Comisión Fiscalizadora

Gas Natural BAN, S.A.

RESEÑA INFORMATIVA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE MARZO DE 2016

1 - Bases de presentación

La información contenida en esta Reseña Informativa debe leerse junto con los estados financieros al 31 de marzo de 2016 y 2015, de los cuales forma parte. Ambos fueron preparados de acuerdo con los criterios de valuación y exposición que se describen en Nota 2 a los estados financieros y que se encuentran establecidos en la Resolución General ("RG") N°622/13 de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") y en la Resolución N°1.660/2000 del Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") y sus modificaciones posteriores.

2 - Comentarios sobre la actividad de la Sociedad en el período

Consideraciones sobre estacionalidad

Las ventas y los resultados de la Sociedad se ven altamente influenciados por las condiciones climáticas imperantes en Argentina. El clima más frío, en especial durante aquellos períodos prolongados de temperaturas lo suficientemente bajas para requerir el uso de sistemas de calefacción en hogares y otros edificios, produce un incremento de la demanda de gas natural y, en consecuencia, las ventas y resultados de Gas Natural BAN, S.A. son sensiblemente más altos durante los meses considerados invernales (de mayo a septiembre), en comparación con los restantes meses del año.

Análisis de las operaciones en los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2016 y 2015

En primer lugar, debemos mencionar que en las empresas de la industria del gas en Argentina y en el hemisferio sur, el primer trimestre del ejercicio refleja la incidencia de los meses más cálidos del año, los que generalmente incluyen, además, los períodos de vacaciones y de menor actividad económica. Como consecuencia de esta estacionalidad, no es recomendable utilizar los resultados del primer trimestre como base para realizar proyecciones anuales. Asimismo, dichas proyecciones basadas en índices trimestrales (tales como los índices de gastos sobre la utilidad neta por ventas y servicios) pueden no ser representativas de la situación económica final, debido a que dichos índices se obtienen de la comparación de los resultados de las ventas (que reflejan la demanda estacional fluctuante) con costos que permanecen relativamente constantes durante todo el ejercicio. Por lo tanto, el siguiente análisis de los resultados del primer trimestre del año 2016, así como su comparación con el mismo período del año anterior, se incluye únicamente con el propósito de analizar las diferencias en los resultados de estos períodos y no con el fin de proporcionar una base para proyectar los resultados del ejercicio completo.

La Sociedad registró en el período finalizado el 31 de marzo de 2016 una pérdida neta de $49,9 millones, superior a la reconocida en el mismo período del ejercicio anterior de $44,9 millones. Esta variación negativa fue consecuencia de la falta de incremento de tarifas o una asistencia económica transitoria como se otorgó en 2015,

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

para cubrir los aumentos de precios de los gastos operativos. Por otra parte, el mayor resultado financiero positivo, consecuencia de mayores intereses comerciales, a las mayores tasas de interés en las colocaciones de excedentes temporales de tesorería y por diferencias de cambio positivas, compensó parcialmente la mayor pérdida operativa.

Para los primeros tres meses finalizados el 31 de Marzo de 2016, el volumen de ventas de gas de la Sociedad alcanzó los 216,1 millones de m^3, 21,3% inferior al mismo período del ejercicio anterior, debido principalmente al menor consumo unitario de clientes residenciales por mayores temperaturas medias registradas y menores ventas en los segmentos comercial e industrial a causa del deterioro de la situación económica imperante en este primer trimestre.

Las ventas de servicios de transporte y distribución alcanzaron los 1.125,3 millones de m^3, 5,9% superior al volumen entregado en el mismo período de 2015, fundamentalmente, por mayores entregas a otras distribuidoras dado el incremento de demanda para centrales eléctricas, y a causa del aumento de la demanda de clientes especiales debido, particularmente, a que en 2015 hubo paradas de plantas que no se repitieron en 2016.

A continuación se expone un cuadro que muestra la apertura de los volúmenes de ventas de gas y de servicios de transporte y/o distribución de gas de la Sociedad:

	en millones de m^3		Variación respecto al mismo período del año anterior en	
Volumen de ventas por mercado	31.03.16	31.03.15	millones de m^3	porcentaje
Gas				
Residencial	164,1	202,4	(38,3)	-18,9%
Comercial	35,2	50,0	(14,8)	-29,6%
Industrial (PyMEs)	15,4	21,2	(5,8)	-27,4%
Sub-distribuidoras	1,4	1,1	0,3	27,3%
Total	216,1	274,7	-58,6	-21,3%
Servicio de transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	228,7	218,9	9,8	4,5%
Gas Natural Comprimido (GNC)	149,2	133,6	15,6	11,7%
Otros servicios de transporte y/o distribución	747,4	709,8	37,6	5,3%
Total	1.125,3	1.062,3	63,0	5,9%

Los ingresos por ventas de gas y por servicios de transporte y/o distribución ascendieron a $331 millones, un 17% superior respecto al mismo período del ejercicio anterior, en contraposición al menor consumo unitario de clientes residenciales mencionado anteriormente. Este aumento evidencia la incidencia de menores ahorros por parte de los clientes residenciales en el primer trimestre de 2016, lo que genera la aplicación de tarifa plena, según surge de los cuadros tarifarios implementados por la Res. ENARGAS N°I 2843/14, vigente a partir del 1 de Abril de 2014.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Merece destacarse que, ante la falta de resolución por parte del organismo regulador, los ingresos por ventas y servicios de los tres meses del ejercicio 2016, no recogen los incrementos tarifarios generados por el Índice General de Variación de Costos - aplicación de la cláusula cuarta del Acta Acuerdo firmada en julio de 2005 con el Poder Ejecutivo Nacional-, que fueran solicitadas al ENARGAS, por los períodos comprendidos en el período 1° de octubre de 2007 y el 31 de marzo de 2016. El monto estimado acumulado por todos estos períodos al 31 de marzo de 2016 asciende aproximadamente a $461 millones en concepto de capital, netos de: i) la Resolución ENARGAS N°I 2407/12), ii) la Resolución ENARGAS Nº I 2843/14, iii) la Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") Nº263/2015, y iv) la Nota ENARGAS Nº 12101/15.

El siguiente cuadro expone la apertura de las ventas de gas y servicios de transporte y/o distribución de la Sociedad:

	en millones de $		Variación respecto al mismo período del año anterior en	
Ingresos por mercado	31.03.16	31.03.15	millones de pesos	porcentaje
Ventas de gas				
Residencial	266,8	214,3	52,5	24,5%
Comercial	11,9	12,3	(0,4)	-3,3%
Industrial (PyMEs)	3,8	2,4	1,4	58,3%
Sub-distribuidoras	0,5	0,5	-	0,0%
Sub-total	**283,0**	**229,5**	**53,5**	**23,3%**
Servicio de transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	29,3	36,8	(7,5)	-20,4%
Gas Natural Comprimido (GNC)	12,3	10,2	2,1	20,6%
Otros servicios de transporte y/o distribución	6,4	6,5	(0,1)	-1,5%
Sub-total	**48,0**	**53,5**	**(5,5)**	**-10,3%**
Total ventas de gas y servicio de transporte y/o distribución	**331,0**	**283,0**	**48,0**	**17,0%**

El total de clientes de la Sociedad durante el período de tres meses finalizado el 31 de Marzo de 2016 aumentó un 1,5% respecto del mismo período del año anterior, alcanzando un total de 1.615.384 clientes, levemente por debajo del ritmo de crecimiento de los últimos años. Dicho incremento, obedece a los efectos positivos de las acciones comerciales encaradas por la Sociedad, en un complejo contexto macroeconómico.

A continuación se muestra la variación de los clientes por cada segmento de negocio:

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Clientes por mercado	Número de clientes 31.03.16	31.03.15	Variación respecto al mismo período del año anterior en clientes	porcentaje
Ventas de gas				
Residencial	1 561 200	1 537 352	23 848	1,6%
Comercial	52 477	52 416	61	0,1%
Industrial (PyMEs)	724	728	(4)	-0,5%
Sub-distribuidoras	4	4	-	0,0%
Sub-total	**1.614.405**	**1.590.500**	**23.905**	**1,5%**
Servicio de transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	575	570	5	0,9%
Gas Natural Comprimido (GNC)	397	398	-1	-0,3%
Otros servicios de transporte y/o distribución	7	7	-	-
Sub-total	**979**	**975**	**4**	**0,4%**
Total de clientes	**1.615.384**	**1.591.475**	**23.909**	**1,5%**

El rubro otros ingresos, registró una disminución del 6,4% respecto de igual período del ejercicio anterior, debido a menores ingresos por asistencia técnica a terceros.

A continuación se detalla la apertura del rubro otros ingresos:

Otros ingresos	en millones de pesos 31.03.16	31.03.15	Variación respecto al mismo período del año anterior en millones de pesos	porcentaje
Indemnizaciones por daños y desplazamientos de la red	0,6	0,5	0,1	20,0%
Ventas varias y otros servicios	3,8	4,2	(0,4)	-9,5%
Total otros ingresos y egresos - netos	4,4	4,7	(0,3)	-6,4%

A continuación se expone la apertura de los principales componentes de los gastos operativos y su comparación con el mismo período del ejercicio anterior:

Gastos operativos	Gastos operativos en millones de pesos 31.03.16	31.03.15	Variación respecto al mismo período del año anterior en millones de pesos	porcentaje
Suministro de gas	126,2	95,6	30,6	32,0%
Servicio de transporte de gas	34,3	37,1	(2,8)	-7,5%
Depreciaciones y Amortizaciones	23,8	20,1	3,7	18,4%
Remuneraciones, cargas sociales y otros beneficios al personal	70,7	57,1	13,6	23,8%
Gastos de correo y telecomunicaciones	19,3	10,7	8,6	80,4%
Reparación y conservación de propiedad, planta y equipo	21,6	18,7	2,9	15,5%
Honorarios por servicios profesionales	5,6	2,3	3,3	143,5%
Gastos y comisiones bancarias	4,9	2,7	2,2	81,5%
Servicios y suministros de terceros	63,3	44,9	18,4	41,0%
Impuestos, tasas y contribuciones	45,4	35,7	9,7	27,2%
Cargo por deudores incobrables	9,7	12,2	(2,5)	-20,5%
Cargo por juicios y contingencias	6,9	14,3	(7,4)	-51,7%
Otros gastos operativos	17,4	8,4	9,0	107,1%
Total gastos operativos	449,1	359,8	89,3	24,8%

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

El costo de compras de gas para los primeros tres meses del año 2016 aumentó un 32% con respecto al mismo período del año anterior, debido a que los precios de compra, que surgen de los cuadros tarifarios implementados por la Resolución SE Nº226/201, están referenciados a las tarifas plenas de ventas las cuales, como se expuso anteriormente, se aplicaron como consecuencia de un menor ahorro de los clientes residenciales respecto del año anterior.

El costo de compra de transporte tuvo una disminución de un 7,5% con respecto al mismo período del año anterior debido a que el incremento tarifario de transporte dispuesto por la Resolución ENARGAS Nº I 3350/2015, fue compensado por la aplicación de la Nota ENARGAS Nº12101/2015 y por menores compras de refrigerantes utilizados en el proceso de licuefacción de la planta Peak Shaving.

El mayor cargo por depreciaciones y amortizaciones es consecuencia del incremento en propiedad, planta y equipo e intangibles respecto al mismo período del ejercicio anterior.

El incremento de los cargos correspondientes a remuneraciones, cargas sociales y otros beneficios al personal es básicamente consecuencia de los aumentos salariales y otros beneficios otorgados por la Sociedad a su personal durante el año 2015 y que tienen pleno impacto en el año 2016, junto con los aumentos otorgados en el propio período del ejercicio actual.

Los mayores gastos por servicios y suministros de terceros, gastos de correo y telecomunicaciones, reparación y conservación de propiedad, planta y equipo y otros gastos operativos son consecuencia de los mayores servicios recibidos y por los aumentos de precios pautados con las empresas prestadoras de servicios, donde el componente mano de obra resulta significativo y se vio fuertemente impactado por los incrementos salariales que se fueron dando a diversos sectores de la economía.

Los honorarios por servicios profesionales se vieron incrementados respecto de los registrados en igual período del ejercicio anterior debido a gastos de logística asociados a la nueva gestión de almacenes y a mayores comisiones por las gestiones de seguimiento de deuda de clientes.

Los gastos y comisiones bancarias se vieron incrementados por la incidencia del incremento de la facturación.

La variación de impuestos, tasas y contribuciones se debió, al incremento de la tasa de fiscalización y control impuesta por el ENARGAS (22% respecto del período anterior), a los mayores cargos por impuesto sobre los ingresos brutos por mayores ingresos por venta y a los mayores gastos por impuesto a los débitos y créditos bancarios.

Los cargos por previsión para deudores incobrables fueron inferiores respecto del mismo período del ejercicio anterior, debido a las permanentes gestiones de seguimiento de deuda vencida que se realizan sobre los clientes morosos.

Los cargos por juicios y contingencias fueron inferiores respecto del mismo período del ejercicio anterior, debido a una menor previsión de juicios laborales y a menores cargos por efecto de la previsión sobre tasas municipales trasladables a los clientes según el marco regulatorio, que fueran abonadas por la Sociedad y sobre las que

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

todavía no posee autorización del ENARGAS para su traslado. La Sociedad ha debido previsionar estas tasas a los efectos de regularizar el crédito que refleja su derecho por aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera. Al cierre del período existen $89,4 millones pendientes de trasladar a los clientes, según lo establece el marco regulatorio, en concepto de las tasas municipales pagadas a los municipios.

El quebranto por impuesto a las ganancias resultó superior al registrado en el mismo período del ejercicio anterior, en línea con la mayor pérdida registrada.

3 - Estructura comparativa patrimonial y de resultados

3.1. - Estructura patrimonial comparativa con el mismo período de ejercicios anteriores

	31.03.16	31 03 15	31.03.14	31.03.13	31 03 12
	$	$	$	$	$
Activo no corriente	1 430 102 281	1 220 670 079	1 208 398 832	1 075 926 911	1 077 408 731
Activo corriente	1 192 281 221	574 659 302	623 002 507	270 205 431	155 099 612
Total del activo	2 622 383 502	1 795 329 381	1 831 401 339	1 346 132 342	1 232 508 343
Patrimonio	809 619 497	600 721 911	645 674 086	657 639 202	649 791 479
Pasivo no corriente	271 760 248	109 166 900	127 736 287	142 759 069	232 338 895
Pasivo corriente	1 541 003 757	1 085 440 570	1 057 990 966	545 734 071	350 377 969
Total del pasivo	1 812 764 005	1 194 607 470	1 185 727 253	688 493 140	582 716 864
Total del pasivo y patrimonio	2 622 383 502	1 795 329 381	1 831 401 339	1 346 132 342	1 232 508 343

3.2. - Estructura de resultados comparativa con el mismo período de ejercicios anteriores

	31 03.16	31 03 15	31.03.14	31.03.13	31.03 12
	$	$	$	$	$
Ingresos por ventas y servicios	333 609 556	284 670 406	188 333 318	172 122 005	132 139 133
Gastos operativos	(449 145 613)	(359 848 820)	(211 115 535)	(183 456 659)	(163 357 826)
Otros ingresos y egresos netos	4 367 754	4 715 530	3 716 108	2 625 795	1 215 119
Pérdida operativa	(111 168 303)	(70 462 884)	(19 066 109)	(8 708 859)	(30 003 574)
Resultados financieros netos - ganancia / (pérdida)	34 598 544	1 467 142	8 997 382	(5 858 258)	(6 366 583)
Pérdida antes del impuesto a las ganancias	(76 569 759)	(68 995 742)	(10 068 727)	(14 567 117)	(36 370 157)
Impuesto a las ganancias	26 618 369	24 043 567	3 469 276	5 051 735	12 663 425
Pérdida neta del período	(49 951 390)	(44 952 175)	(6 599 451)	(9 515 382)	(23 706 732)

4 - Datos estadísticos (en unidades físicas) comparativos con el mismo período de ejercicios anteriores – (información no cubierta por el informe de revisión sobre los estados financieros intermedios condensados)

	31 03.16	31.03.15	31 03.14	31 03 13	31.03 12
Número de clientes	1 615 384	1 591 475	1 562 322	1 529 782	1 499 593
Venta de gas (en millones de m³)	216,1	274,7	253,9	232,2	222,7
Servicio de transporte y/o distribución de gas (en millones de m³)	1 125,3	1 062,3	1 243,6	1 257,5	1 420,1
Longitud de redes (en miles de kilómetros)	25,5	24,6	24,3	23,8	23,4

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

5 - Índices comparativos con el mismo período de ejercicios anteriores

	31.03.16	31.03 15	31 03 14	31 03 13	31.03 12
Liquidez (activo corriente / pasivo corriente)	0,7737	0,5294	0,5889	0,4951	0,4427
Solvencia (patrimonio / total del pasivo)	0,4466	0,5029	0,5445	0,9552	1,1151
Inmovilizacion del capital (activo no corriente / total del activo)	0,5453	0,6799	0,6598	0,7993	0,8742
Rentabilidad (resultado del período / patrimonio promedio)	(0,0599)	(0,0721)	(0,0098)	(0,0144)	(0,0357)

6 - Información adicional - Evolución de la cotización en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires de las acciones de la Sociedad

Mes	Cotización (en pesos corrientes al último día hábil de cada mes)			
	2016	2015	2014	2013
Enero	16,10	9,00	3,70	1,87
Febrero	21,00	8,80	3,60	1,89
Marzo	20,05	9,50	4,00	1,89
Abril	21,20	9,00	5,00	2,03
Mayo		8,99	8,85	1,90
Junio		8,30	8,20	1,80
Julio		9,20	8,60	1,90
Agosto		10,40	10,35	2,03
Septiembre		10,40	11,45	2,55
Octubre		11,50	10,50	3,20
Noviembre		19,50	9,80	3,35
Diciembre		20,30	8,50	3,50

Precio de corte	1,27	27/02/1998

7 - Perspectivas de la Sociedad

La gestión de una Sociedad requiere que la Dirección de la misma realice proyecciones y estimaciones sobre las perspectivas del negocio, tales como las que se incluyen en la presente Reseña Informativa. Las fluctuaciones macroeconómicas y eventuales cambios regulatorios pueden hacer que los resultados futuros difieran respecto a dichas estimaciones y que por lo tanto la Dirección de la Sociedad deba adecuar su gestión al nuevo entorno.

Desde su creación, la Sociedad ha desarrollado sus actividades priorizando la prestación de un servicio público eficiente y de calidad, así como el adecuado cumplimiento de las obligaciones previstas en la licencia de distribución de gas natural por redes otorgada por el Estado Nacional. Las perspectivas de la Sociedad se encuentran condicionadas tanto por el contexto económico y social, como por todas aquellas decisiones que puedan afectar la referida licencia, en especial su renegociación acordada en julio de 2005 con el Estado Nacional por conducto de UNIREN (el Acta Acuerdo) y el marco legal en el que se desarrolla su actividad.

En efecto, Gas Natural BAN, S.A. y sus accionistas tomaron en su momento la iniciativa de acompañar el proceso de renegociación establecido en la Ley N° 25.561, siendo el contrato de licencia oportunamente otorgado, el primer contrato público renegociado de la industria del gas en Argentina, suscribiendo la respectiva Acta Acuerdo el 20 de Julio de 2005 ratificada por Decreto 385/2006 del 20 de enero de 2006, la que en sus distintas disposiciones, previó la recomposición de la ecuación económico-financiera de la Distribuidora, mediante la realización de una Revisión Tarifaria Integral que dispondría una nueva tarifa que entraría en vigencia el 1 de

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

agosto de 2006. Al respecto, desde entonces la Sociedad dio cumplimiento a todas las obligaciones previstas, incluida la suspensión del proceso arbitral ante el CIADI por parte de su accionista controlante.

No obstante todas las gestiones realizadas hasta el presente, en el ámbito del proceso de la referida Revisión Tarifaria Integral, la Sociedad no ha visto recompuesto sus ingresos y además, no se han aplicado todas las actualizaciones tarifarias por IVC previstas en el Acta Acuerdo, tal como se describe en nota 1.2.2 a los Estados Financieros y en la Memoria.

Existen demoras en la aplicación de disposiciones tarifarias previstas en el marco regulatorio vinculadas al traslado a tarifas de mayores costos de compra de gas y de incremento de la carga fiscal por tasas municipales, así como compensación de saldos a favor de la Compañía derivados del Fondo Fiduciario Ley 25.565 (Subsidio Patagónico), tal como se expone con más detalle en notas 1.2, 1.3, 2.8.1 y 2.8.3, como también está pendiente la actualización de las tasas y cargos establecidas en la resolución ENARGAS Nº I 2843/14.

Los incrementos tarifarios otorgados a través de las resoluciones ENARGAS N° I 2407/12 y N° I 2843/14, a cuenta de la clausula IV del Acta Acuerdo, resultaron insuficientes para cubrir los montos pendientes de percibir, el incremento de los costos operativos e inversiones, así como para asegurar la cadena de pagos. Prueba de ello es que el incremento del margen de distribución desde la aprobación de la ley de emergencia hasta el 31-12-15, ha sido de 199%, incluida la resolución ENARGAS N° I 2843/14, en tanto que la variación, para el mismo período, del Índice de Precios Mayoristas resultó de 829%, el crecimiento del Índice de Salarios fue de 1.334%, el incremento de la tasa de fiscalización y control del ENARGAS creció 2.340% y la devaluación fue de 1.190%.

En función de haber observado el ENARGAS la delicada situación económico-financiera de las compañías y concluido que requerían de un flujo de fondos excepcional hasta que se materialicen los procesos previstos en el Período de Transición Contractual y se concluya la RTI, la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias, mediante la Resolución N° 263/2015.

El retraso en la recomposición de los ingresos y el incremento de costos en todo este período, ha venido afectando seriamente la estructura del negocio, situación que, unida a las restricciones que el mercado financiero ha impuesto a la financiación de empresas de servicios públicos, ha llevado a la Compañía a una compleja situación financiera, que no se hubiera producido de haberse aplicado oportunamente lo previsto en el Acta Acuerdo y en el marco regulatorio.

La Sociedad ha mantenido en forma oportuna y diligente, el reclamo de cumplimiento del Estado Nacional de sus obligaciones que surgen del Acta Acuerdo y ha demostrado su permanente vocación de crecimiento y excelencia en la calidad de servicio con un constante nivel de inversiones, adecuada gestión y mínimo endeudamiento.

En este contexto se realizaron sobre finales del año 2015 distintas presentaciones tanto al ENARGAS, a la Secretaría de Energía y al Ministerio de Energía y Minería planteando nuevamente la situación de la Distribuidora y solicitando se disponga un

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ajuste tarifario transitorio hasta la RTI, a fin de permitir el desenvolvimiento de la actividad y el mantenimiento de la cadena de pagos, en línea con lo establecido en el Acta Acuerdo.

Resulta imprescindible la recomposición económico financiera de la Sociedad en línea con lo pactado con el Estado Nacional en el Acta Acuerdo, garantizando así los debidos ingresos de la Distribuidora para poder hacer frente a los gastos operativos y las inversiones necesarias para la prestación del servicio, así como para acceder a un mercado financiero que aporte fondos para dichas inversiones.

Un paso en este sentido, lo constituye la implementación de los nuevos cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1° de abril de 2016, cuyo objetivo es cubrir en el corto plazo los costos del servicio, acometer el plan de inversiones anual e iniciar el demorado proceso de la RTI.

Como ha sido política rectora de la Sociedad desde el inicio de sus actividades, los gestores han privilegiado aún con las dificultades apuntadas anteriormente, el cumplimiento continuo de los compromisos de la Licencia, especialmente respecto del mantenimiento de la seguridad y calidad del servicio que brinda para la distribución de gas natural.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 12 de mayo de 2016.

EL DIRECTORIO

Miguel A. M. Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

pwc

INFORME DE REVISIÓN SOBRE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS CONDENSADOS

A los señores Accionistas, Presidente y Directores de
Gas Natural BAN, S.A.
Domicilio legal: Isabel La Católica 939
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CUIT: 30-65786411-7

Introducción

Hemos revisado los estados financieros intermedios condensados adjuntos de Gas Natural BAN, S.A. (en adelante "la Sociedad") que comprenden el estado de situación financiera al 31 de marzo de 2016, el estado de resultados integrales por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2016 y los estados de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de tres meses finalizado en esa misma fecha y notas explicativas seleccionadas.

Los saldos y otra información correspondientes al ejercicio 2015 y a sus períodos intermedios, son parte integrante de los estados financieros mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados en relación con esos estados financieros.

Responsabilidad de la Dirección

El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación de los estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE) como normas contables profesionales e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores (CNV) a su normativa, tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) y, por lo tanto, es responsable por la preparación y presentación de los estados financieros intermedios condensados mencionados en el primer párrafo de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 "Información Financiera Intermedia" (NIC 34).

Alcance de nuestra revisión

Nuestra revisión se limitó a la aplicación de los procedimientos establecidos en la Norma Internacional de Encargos de Revisión NIER 2410 "Revisión de información financiera intermedia desarrollada por el auditor independiente de la entidad", la cual fue adoptada como norma de revisión en Argentina mediante la Resolución Técnica N° 33 de FACPCE tal y como fue aprobada por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento (IAASB por sus siglas en inglés). Una revisión de información financiera intermedia consiste en la realización de indagaciones al personal de la Sociedad responsable de la preparación de la información incluida en los estados financieros intermedios condensados y en la realización de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de esta revisión es sustancialmente inferior al de un examen de auditoría realizado de acuerdo con las normas internacionales de auditoría, en consecuencia, una revisión no nos permite obtener seguridad de que tomaremos conocimiento sobre todos los temas significativos que podrían identificarse en una auditoría. Por lo tanto, no expresamos una opinión de auditoría sobre la situación financiera, los resultados integrales y el flujo de efectivo de la Sociedad.

Price Waterhouse & Co S R L es una firma miembro de la red global de PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL) Cada una de las firmas es una entidad legal separada que no actúa como mandataria de PwCIL ni de cualquier otra firma miembro de la red

pwc

Conclusión

Sobre la base de nuestra revisión, nada ha llamado nuestra atención que nos hiciera pensar que los estados financieros intermedios condensados mencionados en el primer párrafo del presente informe, no están preparados, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad 34.

Informe sobre cumplimiento de disposiciones vigentes

En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos, respecto de Gas Natural BAN, S.A., que:

a) los estados financieros intermedios condensados de Gas Natural BAN, S.A. se encuentran asentados en el libro "Inventarios y Balances" y cumplen, en lo que es materia de nuestra competencia, con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades y en las resoluciones pertinentes de la Comisión Nacional de Valores;

b) los estados financieros intermedios condensados de Gas Natural BAN, S.A. surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales de conformidad con normas legales;

c) hemos leído la reseña informativa y la información adicional a las notas a los estados financieros intermedios condensados requerida por el artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y por el artículo 12 °, Capítulo III, Título IV de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, sobre las cuales, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular;

d) al 31 de marzo de 2016 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino de Gas Natural BAN, S.A. que surge de los registros contables de la Sociedad y de las liquidaciones de la sociedad ascendía a $ 6.960.328, no siendo exigible a dicha fecha.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 12 de mayo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 196 F° 169

Nº H 117596

consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Buenos Aires 12/ 5/2016 01 OT. 46 Legalización: Nº 097877

LEGALIZAMOS, de acuerdo con las facultades otorgadas a este CONSEJO PROFESIONAL por las leyes 466 (Art. 2. inc. d y j) y 20.488 (Art. 21 inc. i) la actuación profesional de fecha 12/ 5/2016 referida a BALANCE de fecha 31/ 3/2016 perteneciente a GAS NATURAL BAN S.A. 30-65786411-7 para ser presentada ante

y declaramos que la firma inserta en dicha actuación se corresponde con la que el Dr. VIGLIONE RAUL LEONARDO

20-17254854-6 tiene registrada en la matrícula CPT° que se han efectuado los controles de matrícula vigente y control formal de dicha actuación profesional de conformidad con lo previsto en la Res. C .236/88, no implicando estos controles la emisión de un juicio técnico sobre la misma, y que firma en carácter de socio de PRICE WATERHOUSE & CO. S

LA PRESENTE LEGALIZACION NO ES VALIDA SI CAREZCA DEL SELLO Y FIRMA DEL SECRETARIO DE LEGALIZACIONES.

Dra. MARIA CRISTINA PERICHON
CONTADORA PUBLICA (U.B.A.)
SECRETARIA DE LEGALIZACIONES

2

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Domicilio legal: Isabel la Católica 939 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Ejercicios Económicos Nros. 25 y 24 iniciados el 1° de enero de 2016 y 2015
Estados Financieros al 31 de marzo de 2016 y 2015

Actividad principal Prestación del servicio público de distribución de gas natural

Inscripción en el Registro Público de Comercio

Del estatuto:	1° de diciembre de 1992
De la última modificación	27 de febrero de 2009

Registro en la Inspección General de Justicia: 11673 - Libro 112 - Tomo A de Sociedades Anónimas

Fecha de vencimiento del contrato social. 1° de diciembre de 2091

Sociedad controlante: Invergas S A
Domicilio legal Isabel la Católica 939 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Actividad principal: Inversora
Porcentaje de votos en poder de la sociedad controlante 51%

Composición del capital

Clase de acciones	*Suscripto, integrado e inscripto*
	$
Acciones ordinarias escriturales de V/N $1 de un voto en circulación	
Clase "A"	166.025 384
Clase "B"	159 514 582
	325.539 966

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Situación Financiera al 31 de marzo de 2016 y 2015 (en pesos argentinos)

	Nota	31.03.16	31.12.15
		$	$
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedad, planta y equipo ("PP&E")	6 - Anexo A	1 343 044 448	1 314 759 929
Intangibles	7 - Anexo B	28 440 964	26 079 234
Créditos fiscales		33 441 211	33 441 211
Crédito por impuesto diferido	14	9.826 067	-
Otros créditos		15 349 591	16 193 613
Total del activo no corriente		1 430 102 281	1 390 473 987
ACTIVO CORRIENTE			
Existencias	10	11 143 195	11 645 083
Otros créditos	9	265 883 400	243.416 322
Créditos fiscales	8	17 682 940	8 739 367
Créditos por ventas	11	223 106 201	275 077 521
Inversiones	Anexo D	36 639.610	32 558 596
Efectivo y equivalente de efectivo	12	637 825 875	733 863 267
Total del activo corriente		1 192 281 221	1 305 300 156
Total del activo		2 622 383 502	2 695 774 143
PATRIMONIO			
Capital y reservas atribuibles a los accionistas mayoritarios			
Capital social		325.539 966	325 539 966
Ajuste integral del capital social		317 122 050	317 122 050
Reserva legal		48 389 358	48 389 358
Reserva facultativa		17 228 713	17 228.713
Resultados acumulados		101 339 410	151.290 800
Total del patrimonio		809 619 497	859 570 887
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Previsiones	13 - Anexo E	57 002 087	56 775 653
Pasivo por impuesto diferido		-	16 792 302
Otras deudas		31 877 598	31 899 031
Deudas fiscales		5 108 927	5 269 675
Deudas comerciales	16	177 771.636	219.739 706
Total del pasivo no corriente		271 760 248	330 476 367
PASIVO CORRIENTE			
Otras deudas		3 945 983	3 853 267
Remuneraciones y deudas sociales a pagar		17.136 019	17 553 841
Impuesto a las ganancias a pagar	22	107 472 083	103 636 096
Deudas fiscales	15	41 077 885	66 055 376
Deudas bancarias y financieras		16 200 978	14 594 524
Deudas comerciales	16	1 355 170 809	1 300 033 785
Total del pasivo corriente		1 541 003 757	1 505 726 889
Total del pasivo		1 812 764 005	1 836.203.256
Total del pasivo y patrimonio		2 622.383 502	2 695 774 143

Las Notas 1 a 29 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17
Dr Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C P C E C A B A T° 196 F° 169

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Resultados Integrales por los períodos de tres meses finalizados al 31 de marzo de 2016 y 2015 (en pesos argentinos)

	Nota	31 03.16	31.03.15
		$	$
Ingresos por ventas y servicios	19	333 609 556	284 670 406
Costo de ventas	26 - Anexo F	(296 342 390)	(237 814 175)
Utilidad bruta		37 267 166	46 856 231
Gastos de			
Administración	26 - Anexo H	(45 514 339)	(37 935 900)
Comercialización	26 - Anexo H	(107 288 884)	(84 098 745)
Otros ingresos	20	4 367 754	4 715 530
Pérdida operativa		(111 168 303)	(70 462 884)
Resultados financieros netos - ganancia	21	34 598 544	1 467 142
Generados por activos		65 877 128	16 704 022
Generados por pasivos		(31 278 584)	(15 236 880)
Pérdida antes del impuesto a las ganancias		(76 569 759)	(68 995 742)
Impuesto a las ganancias	23	26 618 369	24 043 567
Resultado integral del período - Pérdida		(49 951 390)	(44 952 175)
Resultado básico por acción atribuible a los accionistas mayoritarios - De las operaciones que continúan		(0,153)	(0,138)

Las Notas 1 a 29 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17
Dr Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C P C E C A B A T° 196 F° 169

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Cambios en el Patrimonio por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2016 y 2015 (en pesos argentinos)

Rubros	Aporte de los propietarios			Reserva legal	Reserva facultativa	Resultados acumulados	Total del patrimonio atribuible a los accionistas
	Capital social	Ajuste integral del capital social	Total Aporte de los propietarios				
	$	$	$	$	$	$	$
Saldos al 1° de enero de 2015	325 539 966	317 122 050	642 662 016	48 389 358	17 228 713	(62 606 001)	645 674 086
Pérdida del período						(44 952 175)	(44 952 175)
Saldos al 31 de marzo de 2015	325 539 966	317 122 050	642 662 016	48 389 358	17 228 713	(107 558 176)	600 721 911
Resultado del período complementario de nueves meses						258 848 976	258 848 976
Saldos al 1° de enero de 2016	325 539 966	317 122 050	642 662 016	48 389 358	17 228 713	151 290 800	859 570 887
Pérdida del período						(49 951 390)	(49 951 390)
Saldos al 31 de marzo de 2016	325 539 966	317 122 050	642 662 016	48 389 358	17 228 713	101 339 410	809 619 497

Las Notas 1 a 29 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros.

ESCRIPTURA FIEL

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17
Dr Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C P C E C A B A T° 196 F° 169

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Flujo de Efectivo por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2016 y 2015 (en pesos argentinos)

	31.03 16 $	31.03 15 $
Resultado del período - Pérdida	(49 951 390)	(44 952 175)
Intereses sobre deudas bancarias, financieras y comerciales devengados en el período	23 933 469	10 884 129
Impuesto a las ganancias devengado en el período	(26 618 369)	(24 043 567)
AJUSTES PARA ARRIBAR AL FLUJO NETO DE EFECTIVO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES OPERATIVAS		
Depreciación de Propiedad, planta y equipo	21 701 586	18 695 733
Amortización de Intangibles	2 071 398	1 380 676
Aumento del cargo previsiones para deudores incobrables y otras deducidas del activo	15 705 138	22 266 529
Aumento cargo previsiones para juicios y contingencias	942 183	4 315 466
Resultado de bajas de Propiedad, planta y equipo por desafectación y/o ventas	1 994	7 100
CAMBIOS EN ACTIVOS Y PASIVOS		
(Aumento) / Disminución de Créditos fiscales	(8 943 573)	31 581 518
Aumento de Otros créditos	(21 623 056)	(11 492 967)
Disminución / (Aumento) de Existencias	501 888	(4 228 916)
Disminución de Créditos por ventas	36 266 182	43 480 221
Disminución de Previsiones	(715 749)	(338 397)
(Disminución) / Aumento de Deudas fiscales	(18 026 439)	3 741 844
Aumento de Otras deudas	71 284	3 195 413
Disminución de Remuneraciones y deudas sociales a pagar	(417 822)	(2 622 760)
Aumento de Deudas comerciales	13 748 578	13 003 849
Impuesto a las ganancias pagado	(3 405 940)	(1 568 131)
FLUJO NETO DE EFECTIVO (UTILIZADO EN) / GENERADO POR ACTIVIDADES OPERATIVAS	(14 758 638)	63 305 565
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adquisiciones de Propiedad, planta y equipo	(49 988 100)	(32 893 314)
Adquisición de Intangibles	(4 433 128)	-
Aumento de Inversiones	(4 081 014)	(610 641)
FLUJO NETO DE EFECTIVO (UTILIZADO EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(58 502 242)	(33 503 955)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Intereses pagados deudas bancarias y financieras	(1 288 239)	(1 966 882)
Intereses pagados deudas comerciales	(23 094 727)	-
FLUJO NETO DE EFECTIVO (UTILIZADO EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(24 382 966)	(1 966 882)
(DISMINUCIÓN) / AUMENTO NETO DE EFECTIVO	(97 643 846)	27 834 728
Efectivo y equivalente de efectivo neto al inicio del ejercicio	719 268 743	157 134 938
Efectivo y equivalente de efectivo neto al cierre del período	621 624 897	184 969 666

Se ha considerado como efectivo y equivalentes de efectivo neto, el dinero en efectivo, cuentas corrientes bancarias, inversiones a corto plazo de alta liquidez (vencimiento original de tres meses o menos al momento de la adquisición) neto de giros en descubierto habituales.

En el Estado de Situación Financiera, los giros en descubierto se incluyen en deudas bancarias y financieras en el pasivo corriente.

Las Notas 1 a 29 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17
Dr Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C P C E C A B A T° 196 F° 169

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de marzo de 2016 y 2015

1. Información general

1.1 Constitución de la Sociedad

La Sociedad Licenciataria Gas Natural BAN, S.A. (originariamente Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte S.A.) fue constituida el 24 de noviembre de 1992, como consecuencia de las Leyes Nros. 23.696 y 24.076 y el Decreto N°1.189/92, mediante los cuales se dispuso la privatización de los servicios de transporte y distribución de gas natural y se resolvió la constitución de las sociedades que recibirían las licencias para operar dichos servicios. La venta de los paquetes accionarios mayoritarios de las referidas sociedades se efectuó a través de la convocatoria a licitación pública internacional.

A través del Decreto N°2.460/92 del Poder Ejecutivo Nacional se otorgó la licencia para la prestación del servicio público de distribución de gas a la Sociedad, mediante la operación de los bienes aportados por Gas del Estado Sociedad del Estado ("GdE") por un plazo de 35 años, prorrogable por 10 años más, siempre que se de cumplimiento en lo sustancial a las obligaciones impuestas por la licencia.

La privatización se perfeccionó a través del Contrato de Transferencia suscrito por el Estado Nacional, representado por el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos ("MEyOSP"), GdE y el Consorcio adjudicatario, Invergas S.A. Simultáneamente se recibieron los activos afectados a la prestación del servicio público de distribución de gas natural en el área adjudicada. La toma de posesión se produjo el 29 de diciembre de 1992 a las cero horas, momento en que se iniciaron efectivamente las operaciones.

1.2 Marco Regulatorio

1.2.1 Aspectos generales

El marco regulatorio básico aplicable a las actividades de la Sociedad está establecido en la Ley del Gas N° 24.076 ("LG"), promulgada en junio de 1992, y reglamentada por los Decretos Nº1189/92, 1738/92, 1186/93, 2731/93, 692/95, 951/95 y 1020/95, el Decreto Nº2460/1992 que otorga la Licencia para la prestación del servicio, las regulaciones dictadas por el ENARGAS, y la documentación relacionada con la privatización de Gas del Estado, que incluye el Pliego, el Contrato de Transferencia del paquete accionario de la Sociedad, y la Licencia. Dichas disposiciones se encuentran hoy afectadas por la Ley de Emergencia y/o modificadas por el Acta Acuerdo.

La LG tiene como finalidad, entre otras, (i) proteger los intereses del público consumidor de gas, (ii) promover mercados competitivos, (iii) regular la venta, transporte y distribución del gas natural, (iv) asegurar una producción suficiente para satisfacer las necesidades internas, (v) establecer un régimen tarifario equitativo congruente con las normas internacionales vigentes en países con condiciones similares de mercado, (vi) asegurar las inversiones a largo plazo y (vii) promover la protección del medio y el eficaz transporte, almacenamiento, suministro y uso del gas

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

natural. A fin de alcanzar dichos objetivos la LG establece que una sociedad distribuidora de gas natural no debe hacer diferencias entre los clientes y debe ofrecer acceso abierto a todos los usuarios a cualquier capacidad disponible en el sistema de distribución.

Además, la LG prohíbe a las empresas de transporte comprar o vender gas natural, e impide que (i) los productores, almacenadores, distribuidores o consumidores que contraten directamente con los productores de gas natural tengan una participación controlante (conforme con el artículo 33 de la Ley de Sociedades Comerciales) en una sociedad transportadora, (ii) los productores, almacenadores y transportadores de gas natural tengan una participación controlante en un sociedad distribuidora, (iii) los consumidores que compren gas natural directamente de los productores tengan una participación controlante en una empresa distribuidora en el área geográfica donde se encuentren, y (iv) los comercializadores tengan una participación controlante en las sociedades transportadoras o distribuidoras. Las prohibiciones mencionadas se extienden a las sociedades controladas por, controlantes de o sujetas a control común de aquellas que se encuentren alcanzadas por la prohibición.

A partir de la Ley de Emergencia, también conforman el marco regulatorio de la actividad los Decretos N°180 y 181/2004 y todas las restantes normas dictadas a su amparo.

Las modificaciones introducidas por la Ley N°26.361 a la Ley de Defensa del Consumidor (Ley N°24.240), también tornan directamente aplicables sus disposiciones respecto de los servicios que presta la Sociedad.

1.2.2 Tarifas

El esquema tarifario original fue establecido por la LG, el Decreto Reglamentario N°1738/1992 y la Licencia. La tarifa que abona el cliente es el resultado de considerar (1) el precio del gas negociado por la Sociedad y reconocido por el ENARGAS, (2) el costo de transporte reconocido en tarifa y, (3) el margen de distribución. El régimen tarifario adoptado es básicamente equivalente al sistema de "tarifa máxima" o "price-cap" con determinados ajustes previstos en el marco regulatorio.

El esquema original de determinación de la tarifa fijado en el Marco Regulatorio ha sido modificado por la Ley de Emergencia y lo convenido por la Sociedad con el Estado Nacional en el Acta Acuerdo.

En efecto, la Ley de Emergencia dispuso que en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedarían sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio. Además, estableció que los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedarían establecidos en pesos a la relación de cambio $ 1 = U$S 1.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

La misma Ley de Emergencia autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos mencionados precedentemente y, respecto a los que tuvieran por objeto la prestación de servicios públicos, la norma estableció que deberían tomarse en consideración el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos, la calidad de los servicios y los planes de inversión - cuando ellos estuviesen previstos contractualmente-, el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios, la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas.

Por su parte, en el Acta Acuerdo se convino la renegociación integral de la Licencia, conforme a la Ley de Emergencia y demás normas relativas a la emergencia, procurando preservar, en el marco de dichas normas, los principios y aspectos sustantivos de la LG y las regulaciones que de ella se derivan. Las pautas principales contenidas en el Acta Acuerdo relacionadas con las tarifas de la Sociedad preveían: (i) la fijación de un régimen tarifario de transición que contempla un incremento del 25 % del margen de distribución en promedio a partir del 1° de noviembre de 2005 aplicable solo a los clientes de las categorías R1, R2 y R3 a partir del 1° de enero de 2006; (ii) la fijación de un sistema de revisión tarifaria durante el régimen de transición que contempla la variación de los costos relacionados con la prestación del servicio; (iii) un aumento promedio del 2 % sobre la tarifa de distribución a partir del 1° de noviembre de 2005, aplicable a los clientes de las categorías R1, R2 y R3 a partir del 1° de enero de 2006, para ser asignado a la ejecución de obras de ampliación del sistema de distribución en áreas de baja densidad poblacional, preestablecidas en el Acta Acuerdo; (iv) la realización de una revisión tarifaria integral ("RTI") entre la fecha de suscripción del Acta Acuerdo y el 30 de junio de 2006 para la fijación de un nuevo régimen de tarifas máximas por un plazo de 5 años; (v) la fijación de un régimen de tarifa social destinado a hogares indigentes de la zona de distribución de Gas Natural BAN, S.A., cuyo costo será soportado por aportes del Estado Nacional, por una reducción en la carga fiscal de los consumos de gas natural que realicen los beneficiarios, el aporte de los usuarios no comprendidos en el régimen y el aporte de la Sociedad.

En relación al proceso de RTI, el mismo debe contemplar mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución de Gas Natural BAN, S.A., a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio e implementar métodos adecuados para incentivar y medir en el tiempo, las mejoras en la eficiencia de la prestación del servicio por parte de la Licenciataria.

En septiembre de 2008, el ENARGAS dictó la Resolución ENARGAS N° I/409, la que complementando a la segmentación tarifaria del Decreto N°181/04 reestructuró la tarifa de los clientes residenciales, generándose una tarifa progresiva en donde a mayor consumo de gas, mayor es la tarifa volumétrica facturada.

Con fecha 23 de diciembre de 2008 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°577/2008, que implicó un ajuste en los cuadros tarifarios por incrementos exclusivamente en el segmento de precio del gas en boca de pozo. Esta Resolución

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

fue dictada dos meses después de las Resoluciones 445/2008 y su complementaria, la Resolución N°466/2008 en las que el ENARGAS había modificado los cuadros tarifarios para hacer lugar, tanto al incremento del margen de distribución de Gas Natural BAN, S.A., en virtud de la aplicación del Acta Acuerdo en la parte pertinente a los incrementos por reconocimiento del efecto de la variación de precios (cláusula 4.2 y 4.4 del Acta Acuerdo (IVC)) autorizados a la fecha, como al incremento del precio del gas en boca de pozo (este último producto del acuerdo entre la Secretaría de Energía y los productores de gas, fue homologado mediante la Resolución N°1070/2008 de la Secretaría de Energía).

Asimismo, en la Resolución N°I/445/2008 se ha considerado la incidencia de las medidas dispuestas por el ENARGAS en la Resolución N°3.729/2007 y, definiendo que, en caso de existir una diferencia entre el ajuste tarifario acordado y las sumas adeudadas, que a través de dicho ajuste puedan ser saneadas, la misma deberá ser considerada a cuenta del resultado que arroje la RTI.

En diciembre de 2012, el ENARGAS emitió la Resolución N°I-2407/12 que implementa una grilla de montos fijos diferenciados según las distintas categorías tarifarias vigentes a incluir en las respectivas facturas a fin de poder llevar adelante una serie de obras y proyectos de infraestructura, mantenimiento correctivo de las instalaciones y otros aspectos relativos al servicio.

En diciembre de 2013, el ENARGAS emitió la Resolución N° I 2767/13 a través de la cual, a los fines de optimizar los procesos de aprobación, ejecución, control y seguimiento de los proyectos incluidos en el Plan de Inversiones, estableció que cada uno de ellos debe clasificarse bajo la característica "Obra por Protocolo de Seguimiento" u "Obra por Certificación de Avance", siendo los encuadrados como "Obra por Certificación de Avance" los que serán ejecutadas de acuerdo al Contrato de Fideicomiso y, en consecuencia, los valores correspondientes a los montos fijos asociados a estas obras depositados en el Fideicomiso. Las obras por "Protocolo de Seguimiento" serán ejecutadas y administradas por la Distribuidora y afrontadas por ella con los montos fijos percibidos conforme la Resolución N° I 2407/12. El ENARGAS hará las correspondientes auditorías de control y el encuadre de los proyectos será definido por el Comité de Ejecución.

Los importes percibidos por Gas Natural BAN, S.A. con motivo de este mecanismo serán considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco del régimen tarifario de transición y como ingresos en función de la cláusula cuarta del Acta Acuerdo.

En abril de 2014 en el marco del esquema de readecuación de subsidios encarado por el Gobierno Nacional conjuntamente con el dictado de la Resolución, SE N° 226 que fijó nuevos precios del gas en boca de pozo, considerando el pedido efectuado por la Sociedad respecto de la necesidad de contar con recursos adicionales para la prestación del servicio y los términos del Acta Acuerdo, el ENARGAS dictó la Resolución N° I 2843/14 por medio de la cual se aprobaron cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1° de abril, 1° de junio y 1° de agosto de 2014. Estos cuadros

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

reflejan el mismo mecanismo de racionalización de consumo previsto en la Resolución SE N° 226 y, en consecuencia, incrementos escalonados de precio con valores diferenciales para los usuarios residenciales y del servicio general P que registren ahorro superior al 20% o de entre el 5 % y el 20 % del mismo bimestre/mes del año anterior y para los usuarios sin ahorro en su consumo o con ahorro menor al 5% respecto a igual bimestre del año anterior. Bajo este esquema los primeros no tienen incremento, los segundos la mitad del incremento y los terceros la totalidad.

Ambas Resoluciones contemplan que a los usuarios esenciales y aquellos exceptuados del pago del cargo Decreto N° 2067/08 se aplica el cuadro sin incremento. En razón de ello y para unificar los distintos esquemas de excepción aplicables conforme la normativa vigente, el ENARGAS dictó la Resolución I N° 2905 mediante la que se aprobó la creación del Registro de Exceptuados a la Política de Redireccionamiento de Subsidios.

Los cuadros tarifarios de la Resolución N° I 2843/14 contienen un incremento asimétrico entre los componentes tarifarios, gas, transporte y distribución siendo el ajuste del valor gas muy superior. Esta disparidad ha generado distintos efectos adversos para la Sociedad que implican mayores gastos. Independientemente de los efectos adversos generados por dicha asimetría, el incremento del margen de distribución, castigado por el esquema de ahorro incluido en los nuevos cuadros tarifarios, no alcanzó a cubrir los aumentos de los gastos operativos. Así, el ajuste tarifario de la Resolución N° I 2843/14 no permitió mejorar la delicada situación económico financiera de la Distribuidora ante la falta de cumplimiento del Acta Acuerdo, como así tampoco cumplir el objetivo perseguido de generar ingresos que permitan cubrir durante el período de transición sus costos operativos y el mantenimiento de la cadena de pagos.

En el mes de junio el ENARGAS fijó nuevos cuadros tarifarios para el servicio de transporte de gas natural aplicables por ambas Licenciatarias de transporte. De acuerdo a lo establecido en las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, el 5 de junio de 2015 el ENARGAS también dictó la Resolución N° I 3350 que aprueba los cuadros tarifarios para el área de Gas Natural BAN,S.A. que reflejan los cambios verificados en la tarifa de transporte y la totalidad de los componentes tarifarios.

Posteriormente mediante Resolución N° 263/2015 la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del servicio de distribución de gas natural a cargo del Estado Nacional. Esta medida fue tomada en función de haber observado el ENARGAS la delicada situación económico-financiera de las compañías y concluido que requieren de un flujo de fondos excepcional hasta que se materialicen los procesos previstos en el Período de Transición Contractual y se concluya la RTI.

La asistencia económica se hará efectiva en diez cuotas consecutivas con vigencia a partir de 1° de marzo de 2015 y deberá ser destinada a solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

distribución de gas natural por redes y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral. A la fecha de los presentes estados financieros, la Sociedad ha cobrado siete cuotas, encontrándose pendientes de desembolso las tres restantes devengadas.

A resultas de todo los expuesto, Gas Natural BAN, S.A. posee un derecho estimado actual de aproximadamente $461 millones solo de capital, en virtud de la aplicación del Acta Acuerdo - incrementos por reconocimiento del efecto de la variación de precios (cláusula 4.2 y 4.4 del A.A. (IVC)), neto del efecto de: i) la Resolución ENARGAS N°I 2407/12, ii) la Resolución ENARGAS Nº I 2843/14, iii) la Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") Nº263/2015, y iv) la nota ENARGAS Nº 12101/15.

En enero del corriente ante la finalización de la asistencia económica transitoria Gas Natural BAN, S.A. volvió a plantear al Ministerio de Energía y Minería su situación económica y la necesidad de un ajuste tarifario conforme las prescripciones del Acta Acuerdo.

Con fecha 29 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 31/16 por la que estableció e instruyó al ENARGAS a que lleve adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral celebradas con las Licenciatarias en el marco de lo dispuesto en la Ley N° 25.561, sus modificaciones y complementarias; el que deberá concluirse en un plazo no mayor a un año desde la fecha de la presente medida.

Tal lo expuesto en la Nota 29 de "Hechos posteriores al cierre", el 4 de abril de 2016 se publicó la Resolución Nº I 3725/2016 que aprueba los nuevos cuadros tarifarios aplicables a partir del 1º de abril de 2016.

1.2.3 Traslado a tarifas del costo del gas

El Marco Regulatorio de la Industria del Gas prevé el traslado del costo de adquisición de gas a las tarifas de distribución en su exacta incidencia, con el objeto de que tales insumos resulten neutros y por tanto no produzcan beneficios o pérdidas al distribuidor (art. 37 inc. 5 del Decreto N°1.738/1992).

No obstante dicha previsión en distintas oportunidades el ENARGAS limitó el reconocimiento de los precios acordados con los productores, medidas que fueron oportunamente recurridas por la Sociedad.

Con posterioridad al Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (el "Acuerdo"), celebrado entre los productores de gas y la Secretaría de Energía para el establecimiento de un sendero de recuperación de precios de gas, homologado por la Resolución del MPFIP y S Nº208/04, el ENARGAS dictó la Resolución N°3.009, mediante la cual aprobó, en forma provisoria, el cuadro tarifario para el período invernal del año 2004.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Ulteriormente, a través de la Resolución N°3 096 del 28 de octubre de 2004, el ENARGAS aprobó en forma provisoria los cuadros tarifarios de Gas Natural BAN, S.A. para el período estival comprendido entre el 1° de octubre de 2004 y el 30 de abril de 2005, limitando el traslado a tarifas del precio pagado por la Sociedad para la adquisición de gas natural. Esta Resolución fue recurrida por Gas Natural BAN, S.A. en sede administrativa, recurso que se encuentra pendiente de resolución.

Mediante las Resoluciones N°3.205/2005 y N°3.232/2005, el ENARGAS aprobó, también en forma provisoria, los cuadros tarifarios de Gas Natural BAN, S.A. correspondientes al período invernal mayo a junio de 2005, limitando el traslado a tarifas del costo de gas para los clientes residenciales.

En la Resolución N°3.461/06, el ENARGAS autorizó el traslado a tarifas del último escalón de precios contemplado en el Acuerdo.

Teniendo en cuenta el vencimiento del Acuerdo y la necesidad de atender el abastecimiento de gas para el mercado interno, la Secretaria de Energía dictó la Resolución N° 599 del 13 de junio de 2007 mediante la cual homologó la propuesta para un nuevo Acuerdo con Productores de Gas Natural por el período 2007-2011.

El ENARGAS no realizó ajustes de precio del gas en boca de pozo desde octubre de 2005 hasta septiembre de 2008, situación que ha derivado en un menor ingreso para la Sociedad correspondiente a la provisión de los segmentos Residencial, P1 y P2.

En la Resolución ENARGAS N° I/445 se incluyeron los incrementos en los precios de gas en boca de pozo establecidos por la Resolución S.E. N°1.070/2008 -que ratifica el Acuerdo Complementario con los Productores de Gas Natural- para las distintas categorías de usuarios, quedando sin alteraciones los precios del gas destinado a los usuarios R1, R21, R22 y SDB. Esta Resolución, al igual que la posterior Resolución ENARGAS N° I/577 que estableció un nuevo incremento en los precios de gas de las subcategorías R31, R32, R33 y R34, no contempla el recupero de los menores ingresos derivados de la situación referida en el párrafo anterior. A partir de lo resuelto por la UNIREN en su nota N°120 del 11 de febrero de 2009, esta cuestión deberá ser tratada en el proceso de RTI.

En función a lo expuesto, los mayores costos por compra de gas pendientes de traslado ascienden aproximadamente al 31 de marzo de 2016 a $37,5 millones.

En abril de 2014 en el marco de proceso de reasignación de subsidios encarado por el Gobierno Nacional, la Secretaría de Energía de la Nación dictó la Resolución N° 226 que fijó nuevos precios para el gas natural de los usuarios residenciales y comerciales, conjuntamente con la aplicación de un esquema de racionalización del uso del fluido. Se fijaron incrementos escalonados de precio con vigencia a partir de los meses de abril, junio y agosto de 2014 con valores diferenciales para los usuarios que registren ahorro superior al 20% respecto a igual bimestre/mes del año anterior, ahorro entre el

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

5 % y el 20 % respecto del mismo bimestre/mes del año anterior y para el resto de los usuarios de servicio completo y mercado GNC.

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°231 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan de Inversiones Hidrocarburíferas, mediante la cual se determinó que "....*el precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte destinado al suministro de gas natural comprimido (GNC) en estaciones de servicio, se modificará en el mismo porcentaje en que se haya modificado el precio promedio ponderado, sin impuestos, país en planta de la nafta súper...*" con lo cual se busca alinear las variaciones de ambos productos que actúan como sustitutos de un mismo mercado.

Mediante la Resolución ENARGAS N° I 2843 los nuevos precios del gas quedaron incorporados en los cuadros tarifarios aprobados para la Sociedad.

Recientemente, con el objetivo de promover inversiones en exploración y explotación de gas natural a fin de garantizar su abastecimiento y de emitir señales económicas claras y razonables, mediante la Resolución del Ministerio de Energía y Minería Nº 28/2016 se determinaron nuevos precios en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para el gas natural, los cuales fueron reflejados en los cuadros tarifarios aprobados para Gas Natural BAN, S.A. en la Resolución ENARGAS Nº I 3725/2016.

1.2.4 Licencia

1.2.4.a) Vigencia

Conforme la Ley Nº24.076 la Licencia se otorga por un plazo de 35 años, a cuyo vencimiento la licenciataria tendrá derecho a una única prórroga de 10 años (arts. 5° y 6°), siempre que haya dado cumplimiento a sus obligaciones, teniendo derecho a participar en la Nueva Licitación e incluso a equiparar la mejor oferta de terceros a fin de ser habilitado por un nuevo período de 35 años, a cuya finalización tendrá derecho a una prórroga por 10 años.

En efectò, la Licenciataria cuenta con las siguientes opciones:

i. Establecer como su oferta en la Nueva Licitación un precio igual y no menor al Valor de Tasación (el cual representa el valor del negocio de prestar el servicio licenciado tal como es conducido por la Licenciataria a la fecha de la valuación, como empresa en marcha y sin tomar en consideración las deudas).

ii. Ante la alternativa que ninguna oferta presentada en la nueva Licitación supere el valor de tasación, a la Licenciataria le asiste el derecho de continuar con la Licencia por un nuevo período (podrían ser 45 años más), sin realizar pago alguno.

iii. Ante la alternativa que una oferta de la Nueva Licitación supere el valor de tasación definido en el punto i., le asiste a la Licenciataria el derecho de igualar la misma y

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

continuar con la Licencia por un nuevo período (podrían ser 45 años más), previo pago de la diferencia entre ambos valores.

iv. Ante la alternativa que una oferta de la Nueva Licitación supere el valor de tasación definido en el punto i., y la Licenciataria no ejerza el derecho de igualar la misma, el período licenciado finaliza y tiene derecho a recibir como compensación por la transferencia de los activos esenciales a la nueva Licenciataria, el valor de tasación definido en el punto i.

Si, habiendo vencido el plazo de la prórroga de la Licencia, la Licenciataria hubiera decidido no participar en la Nueva Licitación, entonces tendrá derecho a cobrar el menor de los siguientes dos valores: (i) el valor libros de los activos esenciales; y (ii) el producido neto de la Nueva Licitación.

De acuerdo con lo expuesto precedentemente se concluye que la Licenciataria tiene derecho a: (i) optar por prorrogar la Licencia; (ii) participar en la Nueva Licitación; y (iii) igualar la mejor oferta presentada en la Nueva Licitación ("first refusal").

1.2.4.b) Caducidad

La Licencia estableció un sistema de sanciones para el supuesto de que Gas Natural BAN, S.A. incumpla las obligaciones que ella impone, entre las que se incluyen apercibimientos, multas y la caducidad de la Licencia. Las sanciones de apercibimiento y multas pueden ser determinadas por el ENARGAS en base, entre otras consideraciones, a la gravedad del incumplimiento o de sus efectos para el interés público. Se pueden aplicar multas de hasta US$500.000 (importe que ha sido pesificado en virtud de la Ley de Emergencia) en caso de repetirse los incumplimientos.

La caducidad de la Licencia sólo puede ser declarada por el Poder Ejecutivo de la Nación, ante una recomendación del ENARGAS. La Licencia específica varias causales de caducidad, incluyendo, entre otras, i) el incumplimiento grave y reincidente de las obligaciones a cargo de la Licenciataria, ii) la interrupción del 35% o más del servicio de la Sociedad durante 15 días consecutivos o 30 días no consecutivos durante el año calendario o la interrupción del 10% o más del servicio de la Sociedad durante 30 días consecutivos o 60 días no consecutivos durante un mismo año calendario, siempre que en cualquiera de tales casos dicha interrupción se deba a razones imputables a Gas Natural BAN S.A., iii) el abandono en la prestación del servicio, iv) la desobediencia de una orden impartida por la Autoridad Regulatoria que haya quedado firme, v) el incumplimiento de las tarifas. El Estado Nacional puede asimismo declarar la caducidad de la Licencia en el supuesto de (i) violación de las restricciones establecidas en el Pliego y el Contrato de Transferencia en relación con la transferencia de acciones de Gas Natural o Invergas, (ii) violación de las restricciones establecidas en la LG y en el Pliego con relación a la titularidad cruzada entre producción, transporte y distribución de gas o (iii) intento de Gas Natural BAN, S.A., sin la aprobación del ENARGAS, de transferir la Licencia, o la transferencia o gravamen de

los Activos Esenciales de la Sociedad o la utilización por parte de Gas Natural BAN, S.A. de tales activos para fines distintos de aquellos establecidos en la Licencia.

Sin perjuicio de ello, la Licencia establece que, salvo en los casos de quiebra o disolución o liquidación de la Licenciataria en los que no se requiere intimación previa, Gas Natural BAN, S.A. debe ser notificada y debe dársele la oportunidad de subsanar tal incumplimiento antes de la declaración de caducidad.

Cabe señalar que la sola presentación en concurso preventivo no importa la configuración de una causal de caducidad de la Licencia. En similar sentido, el Decreto Nº1834/2002 establece que la sola "presentación" en concurso preventivo o la "solicitud" de quiebra de la Sociedad Licenciataria de servicios públicos, no da lugar a la rescisión del contrato de licencia, conservando por tanto, sus derechos bajo la licencia y a la percepción de la tarifa correspondiente.

Si el Estado Nacional dispusiera la caducidad de la Licencia con anterioridad al vencimiento de su plazo completo a causa del incumplimiento por parte de Gas Natural BAN, S.A., el Estado Nacional deber compensar contra el valor neto de los activos según libros de Gas Natural BAN, S.A., cualquier suma debida por daños y perjuicios causados al Estado Nacional, 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. Además, bajo tales circunstancias, el Gobierno Nacional puede requerir a Invergas, S.A. la transferencia de sus acciones de Gas Natural BAN, S.A. al ENARGAS en fideicomiso para su posterior venta por licitación pública, sin base y en las condiciones que fije el Regulador. Tales condiciones podrán incluir una etapa de precalificación de oferentes, la suscripción de un contrato de asistencia técnica con un operador técnico, y demás recaudos que a criterio del ENARGAS aseguren la adecuada prestación del servicio, y en su caso, el levantamiento de la quiebra, la disolución, o la liquidación. Regirán para ese caso las siguientes reglas adicionales: (i) el producido de la licitación, menos los gastos incurridos, impuestos devengados y el monto de los daños y perjuicios ocasionados al Estado por la caducidad, corresponderá a Invergas, S.A.; (ii) operado el traspaso de las acciones y derechos sobre aportes al nuevo adquirente, y suscripto el contrato de asistencia técnica entre el nuevo operador técnico y la Licenciataria, se dejará sin efecto la declaración de caducidad y la Licencia continuará en vigor por el plazo que aun restara del término original o, en su caso, de la renovación, a menos que el ENARGAS, ad referéndum del Poder Ejecutivo Nacional, hubiese decidido al convocar a la licitación, conceder un nuevo plazo de 35 años; (iii) si Invergas, S.A. no cumpliere con el requerimiento de entrega de las acciones, perderá todo derecho a participar en la compensación por el valor de los activos que correspondan a Gas Natural BAN, S.A., participación que será retenida por el ENARGAS en concepto de multa a cargo de Invergas, S.A. y, solidariamente, de Gas Natural BAN, S.A., sin perjuicio del derecho de éste a repetir el monto así retenido contra Invergas, S.A.

Ante la caducidad de la Licencia, el ENARGAS está facultado para designar un operador interino que no podrá ser el mismo operador técnico actuante hasta ese

momento, quien continuará prestando los servicios licenciados hasta tanto se designe a un nuevo licenciatario. Gas Natural BAN, S.A. deberá pagar todos los honorarios y gastos incurridos por dicho operador interino. Gas Natural BAN, S.A. 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 Gas Natural BAN, S.A.

Producida la caducidad de la Licencia, Gas Natural BAN, S.A. debe transferir al Estado Nacional (o a quien éste designe) todos los Activos Esenciales, libres de todo tipo de gravámenes y cargas, a menos que el Estado Nacional solicite a Invergas, S.A. que transfiera sus acciones de Gas Natural BAN, S.A. para una posterior licitación.

Por lo expuesto es importante señalar que, tanto de la LG y su decreto reglamentario, como de las Licencias, surge claramente que el Estado no tiene derecho a retomar la prestación de los servicios a la finalización del plazo de las Licencias, ni en caso de terminación anticipada por caducidad o renuncia.

Así, vencido el plazo de la Licencia, los mecanismos previstos incentivan la continuidad de la Licenciataria y por ende, su permanencia. De igual forma, aún en caso de terminación por caducidad o renuncia, el Estado otorgante no retoma la prestación del servicio sino que debe llamar a una nueva licitación para que una persona jurídica de derecho privado preste el servicio.

1.3 Ley N°25.561 de Emergencia Pública – Estado de la Renegociación del Contrato de la Licencia

El 6 de enero de 2002, el Poder Ejecutivo Nacional ("PEN") promulgó la Ley N°25.561, norma que posteriormente complementada con otras leyes, diversos decretos y reglamentaciones de distintos organismos gubernamentales, modificando unilateralmente la Licencia otorgada a Gas Natural BAN, S.A. en distintos aspectos, previendo la necesaria renegociación del contrato.

Es así que con fecha 20 de julio de 2005, la Sociedad suscribió el Acta Acuerdo para la Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural (el "Acta Acuerdo"), que estableció (i) un régimen tarifario de transición, con un incremento inicial de tarifas y un reconocimiento periódico de variación de costos de la compañía, (ii) la realización de una Revisión Tarifaria Integral ("RTI") antes del 30 de junio de 2006 para la fijación de un nuevo régimen de tarifas máximas por un plazo de 5 años, (iii) la introducción de un régimen de tarifa social destinado a hogares indigentes, y paralelamente, (iv) la suspensión de las acciones legales contra el Estado Nacional por parte de sus accionistas y sujeta a distintos condicionamientos de cumplimiento por parte del Estado.

Mediante el Decreto N°385/2006, publicado el 10 de abril de 2006 en el Boletín Oficial de la Nación, el PEN ratificó el Acta Acuerdo y recién el 9 de abril de 2007 el ENARGAS a través de la Resolución N°3.729/2007, autorizó el aumento inicial convenido en el Acta Acuerdo conjuntamente con el correspondiente a la variación de costos hasta septiembre de 2006.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de marzo de 2016 y 2015 (cont.)

Con fecha 10 de octubre de 2008, mediante la Resolución Nº I/445, el ENARGAS autorizó el ajuste por la variación de costos del período octubre de 2006 a septiembre de 2007, en ambos casos reconociendo la deuda acumulada a favor de la Sociedad por la aplicación tardía de los ajustes.

La Sociedad ha requerido puntualmente al ENARGAS los nuevos ajustes con sustento en la incidencia del citado IVC. No obstante, los distintos períodos de aplicación entre septiembre 2007 a septiembre 2015 se encuentran pendientes de resolución por el regulador, tal como se expone en el último párrafo de la Nota 1.2.2.

En el mes de septiembre de 2011 la Sociedad fue notificada de una demanda iniciada por la asociación Unión de Usuarios y Consumidores contra Gas Natural BAN, S.A., el Estado Nacional y el ENARGAS, que tiene por objeto la nulidad y derogación de la cláusula 4.6. del Acta Acuerdo en cuanto dispone un aumento retroactivo de tarifas. En dicha demanda se solicita que se deje sin efecto la Resolución ENARGAS N° 3729/07 (arts. 2 a 5) y que se disponga el reintegro de lo abonado por este concepto en el período noviembre de 2005 hasta el 31 de marzo de 2007. Gas Natural BAN, S.A. ha contestado y solicitado el rechazo de la demanda, en tanto en su opinión y la de sus asesores legales, existen sólidos argumentos para sustentar la improcedencia del planteo.

La Sociedad, en mérito a los derechos que le asisten de conformidad con los términos del Acta Acuerdo, ha realizado distintas gestiones ante el ENARGAS para el reconocimiento de las variaciones de costos por lo períodos entre septiembre 2007 y marzo 2016 y ha reclamado además, la culminación del proceso de RTI y su consecuente aplicación a tarifas.

El retraso en la recomposición de sus ingresos y por su parte, el incremento de costos en todo este período, ha venido afectando seriamente la estructura del negocio, situación que unida a las restricciones que el mercado financiero ha impuesto a la financiación de empresas de servicios públicos, ha llevado a una compleja situación financiera, donde la cuestión tarifaria surge como la alternativa imprescindible a tal fin.

En ese sentido, el ENARGAS dictó la Resolución Nº I 2407/12 mediante la cual se autorizó a aplicar un monto fijo por factura diferenciado por categoría de usuario. Los importes resultantes configuran ingresos a cuenta de los ajustes previstos en el Acta Acuerdo. Estos importes deben depositarse en el fideicomiso creado al efecto y ser utilizados, en forma exclusiva para la ejecución de obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución de gas por redes, seguridad, confiabilidad del servicio e integridad de las redes, así como mantenimiento y todo otro gasto conexo, a cuyo efecto la Sociedad presentó su Plan de Inversiones. El 12 de diciembre de 2012 la Sociedad suscribió el correspondiente Contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración Privado de Administración – Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de la Distribución de Gas por Redes con Nación Fideicomisos S.A. ("NAFISA"), en tanto que en enero de 2013 fue suscripto el Manual Operativo que establece los lineamientos generales para llevar a cabo las

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

operaciones entre la Distribuidora en su carácter de Fiduciante, NAFISA en su carácter de Fiduciario y el Comité de Ejecución, destinadas a dar cumplimiento al Contrato de Fideicomiso. Según el manual mencionado, los fondos facturados y cobrados por la distribuidora son depositados mensualmente en la cuenta habilitada a tal efecto, siendo utilizados por NAFISA para el pago a los proveedores de obras y servicios según el plan aprobado, previa cumplimentación de los requisitos establecidos para el mismo - visado ENARGAS, presentación de Legajos de Solicitud de Desembolsos, etc. En el mes de julio de 2013, y como resultado de gestiones llevadas a cabo por las diferentes empresas del sector para agilizar los desembolsos destinados a mantenimiento, confiabilidad y expansiones del sistema, el Comité de Ejecución prestó conformidad a implementar un régimen de excepción consistente en el adelanto de los fondos disponibles a fin de que la Distribuidora pague en forma directa a los proveedores de obras y servicios incluidos en el Plan de Inversiones, con el compromiso de rendición de cuentas al Fiduciario. La vigencia originalmente era hasta el 31 de octubre de 2013, fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2013. La gestión de la Sociedad se ajustó al régimen previsto y en el mes de enero de 2014 la Sociedad presentó la correspondiente rendición de los fondos a NAFISA. También se presentó el plan de obras para el año 2014 el cual incluye el ajuste del plan del año 2013 oportunamente aprobado por el Comité de Ejecución.

A su vez, con fecha 18 de diciembre de 2013, el ENARGAS emitió la Resolución N° I 2767/13 a través de la cual, a los fines de optimizar los procesos de aprobación, ejecución, control y seguimiento de los proyectos incluidos en el Plan de Inversiones, estableció que cada uno de ellos debe clasificarse bajo la característica "Obra por Protocolo de Seguimiento" u "Obra por Certificación de Avance", siendo los encuadrados como "Obra por Certificación de Avance" los que serán ejecutadas de acuerdo al Contrato de Fideicomiso y, en consecuencia, los valores correspondientes a los montos fijos asociados a estas obras depositados en el Fideicomiso. Las obras por "Protocolo de Seguimiento" serán ejecutadas y administradas por la Distribuidora y afrontadas por ella con los montos fijos percibidos conforme la Resolución N° I 2407/12. El ENARGAS realizará las correspondientes auditorías de control y el encuadre de los proyectos será definido por el Comité de Ejecución.

Mediante Resolución ENARGAS N° I 3249 del 30 de marzo de 2015, se modificó el régimen FOCEGAS y dejó sin efecto la obligación de depósito en NAFISA. Los montos fijos deberán ser destinados a actividades relacionadas con la expansión y la confiabilidad de los sistemas, tareas de operación u mantenimiento que contribuyan al cumplimiento de la normativa incluida en la NAG 100, y a actividades comerciales y administrativas relacionadas con la eficaz atención a los usuarios dentro del área de prestación del servicio. La Licenciataria presentó el plan de inversiones conforme lo dispuesto en la citada Resolución, que fue aprobado por el ENARGAS.

En abril de 2014 en el marco del esquema de readecuación de subsidios encarado por el gobierno, considerando el pedido efectuado por la Sociedad respecto de la necesidad de contar con recursos adicionales para la prestación del servicio y los términos del Acta Acuerdo, el ENARGAS dictó la Resolución N° I 2843 por medio de la

ES COPIA FIEL

cual se aprobaron cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1° de abril, 1° de junio y 1° de agosto de 2014. En dichos cuadros se reconocen en forma escalonada cambios en la tarifa final de los usuarios del servicio residencial y del Servicio SGP de servicio completo, que involucra cambios en el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, como consecuencia del reconocimiento de los nuevos precios por cuenca establecidos por la Resolución SE N°226/14 y en los márgenes de distribución de esta Licenciataria, a cuenta de los aumentos derivados del Acta Acuerdo.

En concordancia con el esquema de precios establecido por la Secretaría de Energía en Resolución SE N° 226/14 y la Resolución N° I 2843/14, se establece para cada período tres niveles de tarifa que serán de aplicación a los usuarios según el nivel de consumo que en un bimestre/mes registre con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior.

Aquellos usuarios que registren en esa comparación una reducción de consumo superior al 20%, mantendrán el nivel de tarifa que regía hasta el 31 de marzo de 2014. Los que reduzcan su consumo entre un 5 y 20 %, aplicarán un nivel tarifario que atenúa en un 50% aproximadamente el impacto de variación de su factura de consumo, respecto de aquellos que no reduzcan su consumo o su reducción no alcance el 5%.

Bajo el mecanismo establecido, la Licenciataria también tiene distintos precios por el servicio de distribución de gas según sea el comportamiento en el consumo de los usuarios.

Considerando lo descripto precedentemente, el impacto real en los niveles de ingresos y en los costos de Gas Natural BAN, depende de una variable ajena a su control, que es la reducción de consumo que puedan tener sus usuarios impactado asimismo de los efectos por cambios en las variables climáticas entre ambos períodos de comparación.

En efecto, la imposibilidad de conseguir mejoras adicionales en su margen de distribución, y/o de obtener el ajuste de las tarifas de la Sociedad para reflejar sus aumentos de los costos de distribución ha llevado a la Sociedad a una complicada situación financiera.

Como se mencionara, mediante Resolución N° 263/2015 la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del servicio de distribución de gas natural a cargo del Estado Nacional y que deberá ser destinada a solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de gas natural por redes y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral.

La norma establece distintos requerimientos para acceder a la asistencia económica instaurada, relativos al destino parcial de las sumas involucradas al pago de deudas con productores de gas y exige la presentación de una manifestación expresa de adhesión a la asistencia transitoria propuesta.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Por su parte el ENARGAS mediante Nota N° 6073/15 ha requerido el mantenimiento de los compromisos e indemnidades previstas en el Acta Acuerdo y el desistimiento de toda acción, recurso o reclamo contra el Estado Nacional y/o el ENARGAS fundado o como consecuencia de las situación de emergencia dispuesta por la Ley N° 25.561 y sus prórrogas y en el proceso de renegociación contractual.

Dada la situación que registra la Sociedad ante el importante atraso tarifario derivado de la falta de reconocimiento de los ajustes del Período de Transición oportunamente solicitados y de conclusión del proceso de RTI y la necesidad imperiosa de contar con flujo de ingresos para cubrir los costos de operación y prestación del servicio, Gas Natural BAN, S.A. ha manifestado expresamente su voluntad de adhesión a la asistencia económica transitoria y cumplimentado los requisitos establecidos en la resolución de la Secretaría de Energía SE Nº 263/15 y en la nota ENARGAS Nº 6073/15, haciendo reserva de sus derechos al cabal cumplimiento del Acta Acuerdo.

A septiembre de 2015 Gas Natural BAN, S.A. había cerrado acuerdos de renegociación por el 100% de la deuda que registraba con productores de gas al 31 de diciembre de 2014, pactando su pago en 36 cuotas mensuales de acuerdo a lo proyectado por la Autoridad Regulatoria al propiciar la asistencia económica.

A resultas de todo lo expuesto Gas Natural BAN, S.A. posee un derecho estimado a la fecha de aproximadamente $461 millones solo de capital, en virtud de la aplicación del Acta Acuerdo - incrementos por reconocimiento del efecto de la variación de precios (cláusula 4.2 y 4.4 del A.A. (IVC)), neto del efecto de: i) la Resolución ENARGAS N°I 2407/12), ii) la Resolución ENARGAS Nº I 2843/14, iii) la Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") Nº263/2015, y iv) la Nota ENARGAS Nº 12101/15

Con fecha 29 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 31/16 por la que instruyó al ENARGAS, a llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral celebradas con las Licenciatarias en un plazo no mayor a un año desde el dictado de la Resolución.

También se instruyó al ENARGAS a que efectúe, sobre la base de la situación económico financiera de las empresas Licenciatarias y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral, una adecuación de las tarifas de transición.

1.4 Medidas tendientes a asegurar el abastecimiento de gas natural

1.4.1 Los Decretos N°180/2004 y 181/2004 y sus normas complementarias

El 16 de febrero de 2004 fueron sancionados el Decreto N°180/2004, que estableció un régimen de inversiones en infraestructura básica de gas, creó el Mercado Electrónico de Gas ("MEG") y dispuso medidas para lograr una mayor eficiencia en el transporte y la distribución de gas natural, y el Decreto N°181/2004 por el que se facultó a la SE

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el punto de ingreso al sistema de transporte para las distribuidoras y la implementación de mecanismos de protección en beneficio de aquellos usuarios que debían adquirir en forma directa su aprovisionamiento a dichos productores.

a) Medidas adoptadas para ampliar la infraestructura de transporte de gas natural:

En el marco del citado Decreto N°180/2004, el MPFIPyS emitió la Resolución N°185/2004 aprobando un Programa Global para la Emisión de Valores Representativos de Deuda y/o Certificados de Participación en Fideicomisos Financieros bajo la Ley N°24.441.

En este contexto, se contempló la realización de distintos proyectos de ampliación de capacidad de transporte, dando lugar al llamado a Concursos Públicos tanto de TGS como de TGN en los que la Sociedad solicitó un volumen de 2.200.000 m^3/día, 1.900.000m^3/día en prioridad "1" y 300.000 m^3/día en prioridad "3", asignaciones que quedaron convalidadas mediante la Resolución N°3.520/06.

La Sociedad realiza una gestión de facturación, cobranza y depósito de los cargos dispuestos por estas ampliaciones a favor del Estado Nacional sin que los mismos representen un incremento de su margen operativo.

b) Medidas tendientes a asegurar el abastecimiento de gas natural para el mercado prioritario:

El 13 de junio de 2007 fue publicada la Resolución de la SE Nº599 que homologó el Acuerdo alcanzado con los Productores por el período 2007-2011, mediante el cual se tiende a la satisfacción de la demanda doméstica, entendiéndose por tal al mercado interno en su conjunto. Dicha norma, fue complementada con la Resolución ENARGAS Nº I 1410 del 28 de septiembre de 2010, que estableció un Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas a fin de preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución, privilegiando el consumo de la demanda prioritaria de las Distribuidoras (correspondiente a los mercados residencial, comercial, pequeñas industrias y subdistribuidoras o desde el punto de vista tarifario Servicio R, Servicio General P1, P2 y P3 -grupo III según definición del apartado c- y SDB).

El 29 de diciembre de 2011 la SE dictó la Resolución Nº172/2011 mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la mencionada Resolución SE Nº599/07.

Las Resoluciones ENARGAS Nº I 1410/2010 y SE Nº172/2011 son los instrumentos con los que cuentan en la actualidad las Distribuidoras para cubrir su demanda.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

c) Medidas adoptadas sobre la estructura del mercado:

En cuanto a la estructura del mercado, el 23 de mayo de 2005 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE Nº752/2005. Entre las distintas medidas contenidas en esta Resolución, se estableció que los usuarios de los servicios de distribución del gas natural por redes -salvo los residenciales y del Servicio General P que en el último año hubieran registrado un consumo mensual promedio inferior a los 9.000 m^3- quedaban facultados para adquirir gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte directamente de productores o comercializadores. En la citada Resolución se fijaron distintas fechas (luego prorrogadas) a partir de las cuales las Distribuidoras no podían celebrar nuevos contratos de suministro para abastecer a estas categorías de usuarios.

Mediante la Resolución SE N°2.020/2005 se dispuso subdividir la categoría de usuarios del Servicio General "P" en tres grupos según el consumo anual registrado entre abril de 2003 y marzo de 2004, a saber: (i) Grupo I, usuarios que hubieran alcanzado o superado los 365.000 m^3 de gas y tuvieran un consumo promedio mensual menor a 150.000 m^3; (ii) Grupo II, usuarios con consumos inferiores a 365.000 m^3 e igual o superior a 180.000 m^3 y (iii) Grupo III, usuarios no comprendidos en los anteriores Grupos.

Desde el año 2006 las estaciones de carga de GNC están comprando el gas en forma directa a los productores, al igual que los Grandes Usuarios y usuarios del Servicio General "P" Grupos I y II, no afectando el margen operativo de la Sociedad, dado el carácter de "pass through" del componente gas en la tarifa.

Por Resolución ENARGAS Nº I 409/08 se segmentaron las categorías definidas en el Decreto Nº181/2004 respecto a los usuarios residenciales de gas natural, a fin de reflejar las diferencias de comportamiento de los usuarios residenciales. Posteriormente, mediante Resolución ENARGAS Nº I 694/09 se segmentaron los usuarios del Servicio General P.

Con fecha 29 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 34/16 que estableció que a partir del día 1º de mayo de 2016, las prestatarias de servicios de distribución de gas natural por redes deberán adquirir el gas natural destinado a estaciones de suministro de GNC de su zona o áreas de distribución, dejando sin efecto el art. 9 de la citada Res. SE Nº752/2005 por el que se definía el mecanismo por el cual las estaciones de carga de GNC compraban el gas en forma directa a los productores.

1.4.2 Cargo para cubrir la importación del gas natural.

El 3 de diciembre de 2008, se dictó el Decreto Nº2067/08 que dispuso la creación de un Fondo Fiduciario para atender todos los costos inherentes a las importaciones de gas natural necesarias para complementar y garantizar el abastecimiento interno.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Uno de los recursos para integrar el mencionado Fondo Fiduciario es un cargo tarifario a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución de gas natural.

Mediante Resolución N°563/2008 del 15 de diciembre de 2008, el ENARGAS determinó el monto del cargo a pagar por tipo de cliente, al tiempo que excluyó del pago a los usuarios de las categorías R1, $R2_1$, $R2_2$, $R2_3$, Subdistribuidoras, SGP1, SGP2, SGP3 (esencial), GNC y Centrales de Generación Eléctrica.

A finales de 2011, en el marco de la nueva política de subsidios encarada por las Autoridades Nacionales, se actualizó el monto a recaudar para cubrir el costo del gas importado y se dispuso ajustar los valores unitarios del cargo, incluyendo a todas las categorías de usuarios. En este contexto mediante Resolución ENARGAS N°1982/11 (i) se implementaron los ajustes de valores para cada categoría de usuario, incorporando al resto de los clientes residenciales que no estaban afectados, a las estaciones de GNC y a los clientes comerciales pequeños y (ii) se dispuso mantener como subsidio la diferencia entre los valores anteriores y los nuevos valores ajustados, excepto para determinados usuarios no residenciales en función de las actividades que realizan y que la norma detalla.

Posteriormente se dictaron distintas resoluciones que disponen la eliminación del subsidio a usuarios residenciales comprendidos en countries, barrios cerrados y afines, a usuarios residenciales comprendidos en las zonas geográficas que en cada caso se determinan, como así también a los inmuebles destinados a oficinas comerciales y/o profesionales en las mismas zonas, entre otros casos.

Paralelamente se implementó un mecanismo de renuncia voluntaria al subsidio y se formalizó la posibilidad de requerir su mantenimiento mediante la acreditación de determinadas circunstancias en un formulario de declaración jurada.

Asimismo, mediante Resolución ENARGAS N° I 3302, en línea con lo acontecido en años precedentes, se implementó una bonificación del 100 % del cargo a los usuarios residenciales $R3_1$ y $R3_2$ durante el período comprendido entre los meses de mayo a septiembre de 2015 y para el resto de los usuarios residenciales una bonificación equivalente al 100% del cargo durante el período junio-julio del corriente y del 70 % durante el período agosto-septiembre.

Desde la aplicación del cargo Decreto N°2067/08 y hasta el presente se han dictado distintas medidas cautelares ante acciones de particulares, de Defensores del Pueblo de distintos partidos del área de licencia de la Sociedad y del Defensor del Pueblo de la Nación, que ordenan a la Sociedad permitir el pago de las facturas sin dicho cargo.

La implementación de todas estas medidas requiere de un importante esfuerzo de la Sociedad ya que exigen adaptaciones de los sistemas de facturación y cobro en plazos acotados, entre distintas gestiones específicas de difusión, comunicación, distribución, atención de consultas y reclamos, análisis de situaciones particulares de excepción,

etc., así como la gestión de facturación, cobranza y depósito de estos cargos a favor del Estado Nacional, sin que exista incremento alguno de su margen operativo.

En el marco del las nuevas medidas en materia de precios de gas, el Ministerio de Energía y Minería ha valorado la necesidad del mantenimiento del cargo de gas importado en orden al progresivo reordenamiento del sector. En función de ello en la citada Resolución Nº 28/16 se dejan sin efecto los actos del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios emitidos en el marco de los Artículos 6° del Decreto N° 2.067/ 2008 y 7° de la Resolución N° 1.451/2008, vinculados con la determinación del valor de los cargos tarifarios, a cuyo fin se instruye al ENARGAS a que adopte las medidas necesarias para dejar sin efecto la aplicación de tales cargos en las facturas que se emitan a los usuarios a partir del 1º de abril de 2016.

1.5 Estacionalidad

Las ventas y los resultados de la Sociedad se ven altamente influenciados por las condiciones climáticas imperantes en Argentina. El clima más frío, en especial durante aquellos períodos prolongados de temperaturas lo suficientemente bajas para requerir el uso de sistemas de calefacción en hogares y otros edificios, produce un incremento de la demanda de gas natural y, en consecuencia, las ventas y resultados de Gas Natural BAN, S.A. son sensiblemente más altos durante los meses considerados invernales (de mayo a septiembre), en comparación con los restantes meses del año.

2. Bases de presentación y principales políticas contables

Los presentes estados financieros han sido preparados de conformidad con las Normas Internaciones de Información Financiera ("NIIF") (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés), e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), a través de las Resoluciones Generales Nº 562/09 y 576/10, para las entidades incluidas en el régimen de oferta pública de la Ley N°17.811, ya sea por su capital o por sus obligaciones negociables, o que hayan solicitado autorización para estar incluidas en el citado régimen.

La Resolución Nº 600/12 de la CNV postergó, para las sociedades registrantes que sean licenciatarias de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural, así como sus empresas controlantes, la adopción obligatoria de las NIIF para los ejercicios que comienzan el 1 de enero de 2013.

Las políticas contables utilizadas en la preparación de los presentes estados financieros son consistentes con las utilizadas en la preparación de la información bajo NIIF al 31 de diciembre de 2015, y se basan en aquellas NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2015.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

2.1 Bases de preparación y presentación

Los presentes estados financieros intermedios condensados de la Sociedad por el período de tres meses finalizado al 31 de marzo de 2016, han sido preparados de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34 "Información Financiera Intermedia". En consecuencia, dado que estos estados financieros no incluyen toda la información que se requiere para un juego de estados financieros completos anuales y que para la confección de estos estados financieros se han seguido las mismas políticas contables que en los estados financieros anuales más recientes, salvo por lo explicado en Nota 2.3, se recomienda su lectura conjuntamente con los estados financieros anuales al 31 de diciembre de 2015.

2.2 Formatos de los estados financieros

Los formatos de los estados financieros adoptados son consistentes con NIC 1. En particular:

- el Estado de Situación Financiera ha sido preparado clasificando los activos y pasivos con el criterio "corriente y no corriente". Los activos y pasivos corrientes son aquellos que se espera sean realizados dentro de los doce meses posteriores al cierre del período;
- el Estado de Resultados Integrales ha sido preparado clasificando los costos operativos por naturaleza del gasto, ya que esta forma es considerada la más apropiada y representa el modo en que el negocio de la Sociedad es monitoreado por la Dirección;
- el Estado de Cambios en el Patrimonio ha sido preparado mostrando solamente la utilidad / (pérdida) del período.
- el Estado de Flujo de Efectivo ha sido preparado empleando el "método indirecto" para conciliar el resultado del período con el flujo de efectivo generado por las operaciones, tal como lo establece el NIC 7.

Los presentes estados financieros intermedios condensados contienen todas las exposiciones requeridas por la NIC 34. También fueron incluidas algunas cuestiones adicionales requeridas por la LGS y/o regulaciones de la CNV.

2.3 Empresa en marcha

Los presentes estados financieros han sido preparados utilizando el principio de empresa en marcha. Dado que la Sociedad cuenta con un Acta Acuerdo firmada con el Estado Nacional y aprobada por el Decreto N°385/2006 no resulta previsible un incumplimiento permanente de los compromisos asumidos por éste por lo que la Gerencia considera que existe una expectativa razonable respecto a la capacidad de la Sociedad para llevar adelante su actividad durante el futuro previsible y que la Sociedad tendrá recursos suficientes para continuar desarrollando su actividad. Un paso en este sentido, lo constituye lo expuesto en la Nota 29 de "Hechos posteriores al cierre" sobre la publicación por parte del ENARGAS de los nuevos cuadros tarifarios

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

aplicables a partir del 1º de abril de 2016 y el inicio de la RTI, que debe finalizar en un plazo no mayor a un año.

2.4 Información por segmentos

La información sobre segmentos de explotación se presenta de acuerdo con la información interna que se suministra a la máxima autoridad en la toma de decisiones. En ese sentido se ha identificado como la máxima autoridad en la toma de decisiones que es responsable de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos de explotación, al Comité de Dirección encargado de la toma de decisiones estratégicas.

3. Administración de riesgos financieros

Las actividades de la Sociedad exponen a la misma a diversos riesgos financieros: riesgo de mercado (incluyendo riesgo de tipo de cambio, riesgo de valor razonable por tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

3.1 Estimación del valor razonable

A partir del 1 de enero de 2012, la Sociedad adoptó las modificaciones a la NIIF 7 para instrumentos financieros medidos a valor razonable en el estado de situación financiera. Esta norma requiere que se clasifique a los activos y pasivos financieros medidos a valor razonable en las siguientes categorías, dependiendo de la jerarquía de la información empleada para realizar las mediciones a valores razonables:

- Nivel 1: Valores razonables determinados sobre la base de precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos financieros idénticos.
- Nivel 2: Valores razonables determinados en base a datos que no cumplan con los requisitos mencionados en el nivel 1, pero que representen información observable en el mercado para el activo o pasivo que se mide, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, que se deriven de precios).
- Nivel 3: Valores razonables determinados en base a datos no observables en el mercado, que implican la necesidad de que la entidad desarrolle sus propias premisas y estimaciones.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de marzo de 2016 y 2015 (cont.)

El siguiente cuadro presenta los activos de la Sociedad medidos a valor razonable al 31 de marzo de 2016 y al 31 de diciembre de 2015:

Activos financieros a valor razonable al 31 de marzo de 2016

Activos	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos financieros a valor razonable				
- Fondos comunes de inversión	604 925 492	-	-	604 925 492
Total Activos	604 925 492	-	-	604 925 492

Activos financieros a valor razonable al 31 de diciembre de 2015

Activos	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos financieros a valor razonable				
- Fondos comunes de inversión	687 106 016	-	-	687 106 016
- Bonos cancelación de deuda de la Prov de Buenos Aires Serie A	-	101 950	-	101 950
Total Activos	687 106 016	101 950	-	687 207 966

Al cierre de los presentes estados financieros no se han producido transferencias entre el Nivel 1 y Nivel 2.

4. Políticas y estimaciones contables críticas

La preparación de los estados financieros requiere que la Dirección de la Sociedad realice estimaciones que afectan el monto de los activos y pasivos revelados a la fecha de emisión de los mismos, como así también de los ingresos y egresos registrados en el ejercicio.

La Dirección de la Sociedad realiza estimaciones para poder calcular, por ejemplo, la previsión para deudores incobrables, las depreciaciones, las amortizaciones, el valor recuperable de los activos, el cargo por impuesto a las ganancias y las previsiones para contingencias. Los resultados e importes reales pueden diferir significativamente de las estimaciones efectuadas para la preparación de los estados financieros.

Dichas estimaciones se encuentran afectadas por las incertidumbres relacionadas con los cambios producidos en el contexto económico y las condiciones legales y contractuales en las que la Sociedad se desenvuelve.

En ausencia de una Norma o Interpretación aplicable específicamente a una transacción en particular, la Sociedad considera cuidadosamente el marco general de aplicación de las NIIF, técnicas de valuación que generalmente se aplican en la industria del gas y utiliza su juicio en cuanto a los métodos contables a adoptar con el fin de preparar estados financieros que representen fielmente la situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo de la Sociedad, reflejando la sustancia económica de las transacciones, y siendo preparados sobre una base prudente y completa en todos los aspectos.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de marzo de 2016 y 2015 (cont.)

No ha habido cambios en las políticas y estimaciones contables críticas con relación a las que fueron aplicadas en los estados financieros por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2015.

5. Asuntos legales y regulatorios

A continuación se detallan las novedades que se han producido respecto de lo informado en los estados financieros por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015.

5.1 Impuesto sobre los ingresos brutos – Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

En Diciembre de 2015 se recibió vista del inicio de Determinación de Oficio correspondiente al período 07/2010 a 12/2011 por un total de MAR$ 1,31, aplicando además, la instrucción de sumario sancionatorio. En tiempo oportuno se procedió a presentar el correspondiente descargo rechazando el ajuste.

6. Propiedad, planta y equipo ("PP&E")

	31.03.16	31.03.15
Valor residual al inicio del ejercicio	1.314.759.929	1 157 854.222
- Altas	49.988 100	32 893.314
- Bajas	(1.995)	(7 100)
- Depreciación	(21 701.586)	(18.695 733)
Valor residual al final del período	1 343.044.448	1.172.044 703

El detalle de Propiedad, planta y equipo se encuentra expuesto en el Anexo A.

7. Intangibles

	31.03.16	31.03.15
Valor residual al inicio del ejercicio	26 079.234	16.442.866
- Altas	4 433.128	-
- Amortizaciones	(2.071 398)	(1.380 676)
Valor residual al final del período	28 440.964	15.062.190

El detalle de Intangibles se encuentra expuesto en el Anexo B.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de marzo de 2016 y 2015 (cont.)

8. Créditos fiscales

	31.03.16	31.12.15
Corrientes		
Impuesto sobre los ingresos brutos	5.545 754	8 739.367
Impuesto al valor agregado	12 137 186	-
Total	17 682 940	8 739 367

9. Otros créditos

	31.03.16	31.12.15
Corrientes		
Depósitos en garantía	402 421	343.745
Gastos pagados por adelantado	9 586 604	446 215
Créditos a recuperar	39 691 347	37 916 453
Financiación instalaciones internas clientes	444 668	451 085
Partes relacionadas (Nota 17)	67 293 134	57 224.360
Asistencia Económica a cobrar Res SE Nº 263/15	108 150 000	108.150 000
Crédito a cobrar por venta de PP&E	19 218 746	17 028.886
Fondo fiduciario subsidio patagónico	5 861.202	5 763 131
Diversos	12 296 583	13 151 569
Depósito FOCEGAS - Resol Nº1 2407/12	2 938 695	2 940 878
Total	265 883.400	243 416 322

Los valores razonables de los otros créditos corrientes no difieren significativamente de sus respectivos valores de libros al 31 de marzo de 2016.

10. Existencias

Los materiales se componen de la siguiente manera:

	31.03.16	31.12.15
Materiales y repuestos	339.755	360.085
	339.755	360 085

El costo de los inventarios reconocido como gasto e incluido en el costo de ventas ascendió a $2.502.322,79.

Las existencias de gas en la planta Peak Shaving se componen de la siguiente manera:

	31.03.16	31.12.15
Gas en Planta Peak Shaving	10.803 440	11 284 998
	10 803 440	11 284 998

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de marzo de 2016 y 2015 (cont.)

11. Créditos por ventas

	31.03.16	31.12.15
Deudores comunes	207 687 322	277 838 768
Programa de Uso Racional de la Energía	(4 315.108)	(4 324 908)
Gas y servicios suministrados pendientes de facturación	91 438 735	69 949.903
Previsión para deudores incobrables	(71 704 748)	(68 386 242)
Total	223.106 201	275 077.521

Los valores razonables de los créditos por ventas corrientes no difieren significativamente de sus respectivos valores de libros al 31 de marzo de 2016.

12. Efectivo y equivalente de efectivo

	31.03.16	31.12.15
Caja y bancos	17 430 034	18 736 876
Valores a depositar	1 560 819	15 036 562
Fondos comunes de inversión	604 925 492	687 106 016
Plazo fijo	13 909 530	12 983 813
Total	637 825 875	733.863 267

13. Previsiones

	Previsiones
Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2015	
Saldos iniciales al 1° de enero de 2015	62 150 299
Incrementos	4 315 466
Utilizaciones del período	(338 397)
Saldos finales al 31 de marzo de 2015	66 127.368
Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2016	
Saldos iniciales al 1° de enero de 2016	56 775 653
Incrementos	942.183
Utilizaciones del período	(715 749)
Saldos finales al 31 de marzo de 2016	57 002 087

14. Activo / Pasivo por impuesto diferido

El movimiento de los activos y pasivos por impuesto diferido, sin considerar la compensación de saldos es el siguiente:

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de marzo de 2016 y 2015 (cont.)

Activos diferidos	Quebranto impuesto a las ganancias	Previsión deudores incobrables	Diferencia de criterio de imputación de previsiones y gastos	Por Reg Créditos TOEP a Facturar	Ingresos a distribuir por dezpl De red	Total
	$	$	$	$	$	$
Saldos al 31 de diciembre de 2015	-	30 598 904	30 450 127	29 361 709	11 789 445	102.200.185
- Altas	6 798 413	4 175 634	11 240 450	2 083 096	-	24 297 593
- Ajustes	-	-	-	-	(110 420)	(110 420)
Saldos al 31 de marzo de 2016	6.798 413	34 774 538	41.690.577	31 444 805	11.679 025	126.387.358

Pasivos diferidos	Depreciación de bienes de uso	Venta y reemplazo de bienes de uso	Diferencia de cambio	Ajuste por inflación sobre bienes de uso	Total
	$	$	$	$	$
Saldos al 31 de diciembre de 2015	(6 269 236)	(17 652 761)	(78 566)	(94 991 924)	(118.992.487)
- Bajas	6 057		78 566	2 346 573	2.431.196
Saldos al 31 de marzo de 2016	(6.263.179)	(17.652.761)	-	(92.645.351)	(116.561.291)

15. Deudas fiscales

	31.03.16	31.12.15
Deuda planes de pago AFIP y rég de asistencia financiera ampliada	707 798	423 738
Impuesto al valor agregado	-	1 633 081
Impuestos nacionales, provinciales y municipales	40 370 087	63 998 557
Total	41.077 885	66 055 376

16. Deudas comerciales

	31.03.16	31.12.15
No Corrientes		
Compras de gas	177.771 636	219 739 706
Total	177 771.636	219 739 706
Corrientes		
Compras de gas	975 204 960	922 824 970
Compras de transporte	71 608 880	89 047 307
Programa de Uso Racional de la Energía	2 878 632	2 876 581
Fideicomiso gasoductos Norte y Sur	11 011 018	12 709 151
Fondo fiduciario decreto PEN N°2067	26 114 712	19 692 771
Facturación por cuenta y orden Res ENARGAS N° I 2621	678 203	6 636 763
Partes relacionadas (Nota 17)	70 904 734	65 395 998
Bonificaciones por consumos	9.985 689	9 947.490
Provisión facturas a recibir	89 586 259	85 033 681
Facturas proveedores diversos	97 197 722	85 869 073
Total	1 355 170.809	1 300 033 785

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de marzo de 2016 y 2015 (cont.)

17. Información por segmentos

La Sociedad opera fundamentalmente en la prestación del servicio de distribución de gas, no calificando sus restantes actividades como segmentos a ser presentados en forma individual.

A continuación se incluye una conciliación entre la información de gestión que se suministra al Comité de Dirección y la elaborada bajo NIIF.

Al 31.03.2016	Comité de Dirección (*)	NIIF		Ajustes
	millones de $	millones de $		millones de $
Ingresos por ventas y servicios	333,6	333,6		-
Costo de ventas y gastos	(404,3)	(444,7)	a)	40,4
Resultado operativo	(70,7)	(111,1)		40,4
Otros gastos	(40,4)	-	a)	(40,4)
Resultados financieros netos	34,6	34,6		-
Impuesto a las ganancias	26,6	26,6		-
Resultado del período - Pérdida	(49,9)	(49,9)		-

Al 31.03.2015	Comité de Dirección (*)	NIIF		Ajustes
	millones de $	millones de $		millones de $
Ingresos por ventas y servicios	284,7	284,7		-
Costo de ventas y gastos	(320,7)	(355,1)	a)	34,4
Resultado operativo	(36,0)	(70,4)		34,4
Otros gastos	(34,4)	-	a)	(34,4)
Resultados financieros netos	1,5	1,5		-
Impuesto a las ganancias	24,0	24,0		-
Resultado del período - Pérdida	(44,9)	(44,9)		-

a) Corresponde a las amortizaciones, depreciaciones y previsiones que en el informe de gestión se incluyen en la línea otros gastos.
(*) Información no cubierta por el informe de revisión sobre los estados financieros intermedios condensados

18. Transacciones entre partes relacionadas

Los saldos y los resultados por operaciones con Gas Natural SDG, S.A. Sucursal Argentina son los siguientes:

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de marzo de 2016 y 2015 (cont.)

	31.03.16	31.03.15	31.12.15
	$	$	$
Otros créditos	182 532	505 000	-
Deudas comerciales	9 352 667	1 234 338	8 723 076
Otros ingresos netos			
Honorarios por servicios de teneduría de libros	180 050	154 550	710 930
	180 050	154 550	710 930
Gastos operativos			
Honorarios operador técnico según CAT (1)	375 000	375 000	26 560 525
Contrato de servicios de personal según Art N° 6, último párrafo, del CAT	254 591	146 152	689 092
	629 591	521 152	27 249 617

(1) Bajo este acuerdo, Gas Natural SDG, S A provee asistencia técnica a la Sociedad recibiendo en pago un honorario por asistencia técnica igual al mayor entre US$375 000 y el 7% de la ganancia antes del impuesto a las ganancias y resultados financieros, determinado en forma trimestral Este contrato es por el término de treinta y cinco años a partir de la fecha de Toma de Posesión y prorrogable en caso de renovación de la licencia, salvo que la Sociedad comunique, con una antelación establecida, su voluntad en contrario Los términos del Contrato de Asistencia Técnica ("CAT") fueron establecidos por el Gobierno Argentino como parte de la privatización de GdE, dentro de las exigencias del Pliego de Bases y Condiciones de la licitación pública internacional convocada a dicho efecto Actualmente, por aplicación de la Ley N°25 561 de Emergencia Económica y el decreto N°214/02, este contrato se encuentra en etapa de renegociación en cuanto al tipo de cambio que le corresponde, habiéndose facturado los cargos correspondientes hasta la fecha de cierre al tipo de cambio de US$1 = $1 sin que esto implique conformidad con la modificación y/o novación de las obligaciones contractuales en moneda extranjera oportunamente pactadas

Los saldos y los resultados por operaciones con Natural Servicios S.A. son los siguientes:

	31.03.16	31.03.15	31.12.15
	$	$	$
Otros créditos	152 824	92 192	122 566
Deudas comerciales	1 078 087	5 627 021	-
Propiedad, Planta y Equipo			
Servicios de construcción de acometidas	1 018 258	671 997	3 967 718
Instalaciones de edificios	-	-	983 870
	1 018 258	671 997	4 951 588
Ingresos por ventas y servicios			
Servicios varios	24 522	36 510	126 486
	24 522	36 510	126 486
Gastos operativos			
Centros integrales de pagos	3 240 320	2 542 164	11 143 241
	3 240 320	2 542 164	11 143 241

Los saldos y los resultados por operaciones con Gas Natural SDG, S.A. son los siguientes:

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

	31.03.16	31.03.15	31.12.15
	$	$	$
Otros créditos	66.578 462	34.115 471	56 793 530
Deudas comerciales	60 473 980	44 714 201	56 672 922
Intangibles			
Aplicaciones informáticas	-	32 069	384 662
	-	32 069	384 662
Otros ingresos netos			
Contrato de servicios de personal según Art N° 6, último párrafo, del CAT	2 463 940	1 481.135	6 211 471
	2.463 940	1 481 135	6 211 471
Gastos operativos			
Servicios informáticos	4 185 720	3 868 709	15 474 837
	4.185 720	3 868 709	15 474.837

Los saldos y los resultados por operaciones con Natural Energy, S.A. son los siguientes:

	31.03.16	31.03.15	31.12.15
	$	$	$
Otros créditos	379 316	227 275	308 264

La Sociedad ha efectuado las operaciones con partes relacionadas bajo las mismas condiciones que para partes independientes en todos sus aspectos relevantes.

19. Ingresos por ventas y servicios

	31.03.16	31.03.15
Ventas de gas	282 998 327	229 432 790
Ingresos por servicios de transporte y/o distribución de gas	47 980 744	53 475 161
Venta de subproductos	403 173	236 997
Ingresos por otras ventas y servicios	2.227 312	1 525 458
Total	333 609 556	284 670.406

20. Otros ingresos y egresos – netos

	31.03.16	31.03.15
Ventas varias y otros servicios	3 791 774	4 154 664
Indemnizaciones por daños y desplazamientos de la red	558 667	541 621
Penalizaciones e incumplimientos de proveedores	17 313	19 245
Total	4 367 754	4 715 530

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de marzo de 2016 y 2015 (cont.)

21. Resultados financieros netos

	31.03.16	31.03.15
Generados por activos		
Intereses de operaciones comerciales	11 590.136	6 782 638
Intereses de operaciones financieras y otros	31.250 978	6 232 743
Diferencia de cambio	23 036 014	3 688 641
Total generados por activos	65 877.128	16 704 022
Generados por pasivos		
Intereses sobre deudas bancarias, financieras y comerciales	(23 933 469)	(10 884 129)
Otros gastos financieros	(1 384 984)	(2 372 576)
Diferencia de cambio	(5 960 131)	(1 980 175)
Total generados por pasivos	(31 278 584)	(15 236.880)
Resultados financieros netos	34.598 544	1 467 142

22. Impuesto a las ganancias a pagar

	31.03.16	31.12.15
Impuesto a las ganancias a pagar	107 472 083	103 636 096
	107 472 083	103 636 096

23. Impuesto a las ganancias

El detalle del cargo por impuesto a las ganancias se expone a continuación:

	31.03.16	31.03.15
Impuesto diferido	26 618 369	24 043 567
Total impuesto a las ganancias	26.618 369	24 043 567

A continuación se presenta una conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa del impuesto vigente sobre el resultado contable antes del propio impuesto y el cargo por impuesto a las ganancias contabilizado:

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

	31.03.16	31.03.15
	$	$
Pérdida contable antes del impuesto a las ganancias del período	(76 569 759)	(68 995 742)
Tasa del impuesto vigente	35,00%	35,00%
Subtotal aplicando la tasa impositiva vigente al resultado del período	26.799.416	24.148.510
Diferencias permanentes a la tasa del impuesto:		
- Gastos no admitidos impositivamente	(181 047)	(104.943)
Impuesto a las ganancias contabilizado	26.618.369	24.043.567

Seguidamente se presenta una conciliación entre el cargo en resultados y el pasivo determinado por el impuesto en el ejercicio:

	31.03.16	31.03.15
	$	$
Impuesto a las ganancias contabilizado	26.618.369	24.043.567
Diferencias temporales		
- Previsión para deudores incobrables	(4 175 634)	(5 778 860)
- Depreciación de Propiedad, planta y equipo	(6 057)	(6.057)
- Diferencia de cambio neta	(78 566)	-
- Diferencia de criterio imputación de previsiones y gastos	(11 240 450)	(6.862 960)
- Diferencia reg Crédito Toep a facturar	(2 083 096)	(3 498 588)
- Diferencia por devengamiento ingresos a distribuir	110 420	(734 532)
- Ajuste por inflación	(2 346 573)	(2 349 924)
- Quebranto impuesto a las ganancias	(6 798 413)	(4 812 646)
Impuesto a las ganancias estimado a los fines fiscales	-	-

24. Resultado por acción

El resultado por acción ordinaria ha sido calculado como el cociente entre los resultados de los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015 respectivamente, y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, que a dichas fechas asciende a 325.539.966 acciones.

Al 31 de marzo de 2016 y 2015 no existen obligaciones negociables ni otros títulos de deuda convertibles en acciones, razón por la cual no se exponen los resultados por acción.

Los resultados por acción básica se calcula dividiendo el resultado atribuible a los accionistas de la Sociedad entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año. Dado que la Sociedad no posee acciones preferidas ni deuda convertible en acciones, el resultado básico es igual al resultado diluido por acción.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

	31.03.16	31.03.15
Resultado atribuible a los accionistas de la Sociedad	-0,153	-0,138
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación	325.539 966	325.539.966

25. Dividendos por acción

Durante el ejercicio 2015 no se realizó el pago de dividendos, puesto que los resultados del ejercicio 2014 arrojaron pérdida para la Sociedad.

En el ejercicio 2015 la Sociedad obtuvo una ganancia neta de $213.896.801.
La Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") Nº263/2015, del 5 de junio de 2015, que dispuso la asistencia económica transitoria a cargo del Estado Nacional para el 2015, estableció diversas obligaciones y restricciones, entre ellas la no distribución de dividendos por parte de las Distribuidoras beneficiarias, establecida en el artículo 4° inciso "e", respecto de los resultados del ejercicio 2015.

26. Gastos por naturaleza

Rubros	31.03.16				31.03.15
	Costo de ventas	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Total	Total
	$	$	$	$	$
Compra de gas	126 248 777	-	-	126 248 777	95 597 166
Compra de transporte	34 286 929	-	-	34 286 929	37 166 003
Variación de existencias	481 558	-	-	481 558	(4 315 878)
Remuneraciones y otros beneficios al personal	29 670 560	16 319 909	12 124 092	58 114 561	47 743 697
Cargas sociales	6 344 533	3 331 660	2 892 386	12 568 579	9 340 071
Honorarios de directores y síndicos	-	129 000	-	129 000	237 000
Honorarios por servicios profesionales	150 546	3 648 402	1 399 305	5 198 253	2 003 479
Honorarios operador técnico según CAT	375 000	-	-	375 000	375 000
Materiales diversos	5 294 531	-	-	5 294 531	3 152 485
Servicios y suministros de terceros	17 020 542	13 589 752	32 670 349	63 280 643	44 900 628
Gastos de correo y de telecomunicaciones	667 175	2 844 678	15 739 065	19 250 918	10 770 101
Arrendamientos	1 169 920	111 398	-	1 281 318	1 882 506
Transportes y viajes			3 064 954	3 064 954	2 871 524
Materiales de oficina	117 222	73 546	145 535	336 303	263 816
Viajes y estadías	664 348	960 556	174 054	1 798 958	292 570
Primas de seguros	2 814 886	24 882	-	2 839 768	2 139 867
Desafectación de "PP&E" por redes	1 994	-	-	1 994	7 100
Reparación y conservación de "PP&E"	18 226 933	2 511 208	831 499	21 569 640	18 669 671
Depreciación de "PP&E"	22 261 145	179 774	424 417	22 865 336	19 859 483
Recupero regularizadora bienes transferidos por terceros	(1 163 750)	-	-	(1 163 750)	(1 163 750)
Amortización de intangibles	-	-	2 071 398	2 071 398	1 380 676
Impuestos, tasas y contribuciones	31 682 180	833 936	12 865 364	45 381 480	35 776 723
Publicidad y propaganda	-	-	2 150 703	2 150 703	1 478 771
Cargo por juicios y contingencias	-	942 183	5 951 703	6 893 886	14 311 433
Cargo por deudores incobrables	-	-	9 753 435	9 753 435	12 270 561
Gastos y comisiones bancarias	-	-	4 919 631	4 919 631	2 764 381
Gastos diversos	27 361	13 455	110 994	151 810	73 736
Total al 31 de marzo de 2016	296 342 390	45 514 339	107 288 884	449 145 613	[illegible]
Total al 31 de marzo de 2015	237 814 175	37 935 900	84 098 745	[illegible]	359 848 820

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de marzo de 2016 y 2015 (cont.)

27. Información adicional requerida por Resolución CNV N° 629/14 – Guarda de documentación – (información no cubierta por el informe de revisión sobre los estados financieros intermedios condensados)

Con fecha 14 de agosto de 2014, la Comisión Nacional de Valores (CNV) emitió la Resolución General N° 629 mediante la cual impone modificaciones a sus normas en materia de guarda y conservación de libros societarios, libros contables y documentación comercial. En tal sentido, se informa que la Sociedad ha enviado para su guarda papeles de trabajo e información no sensible por los períodos no prescriptos, a Administradora de Archivos S.A. ("AdeA") y que la documentación dada en guarda se encuentra en la Planta nº 3, ubicada en Ruta 36 Km 31,5 en la localidad de Florencio Varela.

28. Información adicional requerida por el art.12 Capítulo III del Título IV de las normas de la CNV

Cuestiones generales sobre la actividad de la Sociedad

1. *Regímenes jurídicos específicos y significativos que impliquen decaimientos o renacimientos contingentes de beneficios previstos por dichas disposiciones.*

   No existen otros regímenes jurídicos específicos con excepción del marco regulatorio de la Industria del Gas establecido por la Ley N°24.076 y normas reglamentarias y complementarias. Adicionalmente debe considerarse lo expuesto en Nota 1.3 de los estados financieros.

2. *Modificaciones significativas que afecten la comparabilidad respecto a los mismos períodos presentados anteriormente.*

   Se han realizado modificaciones a los efectos de exponerlas uniformemente con el presente ejercicio.

3. *Clasificación de los saldos de créditos y deudas en las siguientes categorías:*

   a) De plazo vencido, con subtotales para cada uno de los cuatro últimos trimestres y para cada año previo.
   b) Sin plazo establecido a la vista
   c) A vencer, con subtotales para cada uno de los primeros cuatro trimestres y para cada año siguiente.

   A continuación se expone la clasificación de los saldos de créditos y deudas de acuerdo a las categorías mencionadas:

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de marzo de 2016 y 2015 (cont.)

	Créditos a vencer					
	De plazo vencido (*)	sin interés	con interés	Tasa de interés promedio anual	Total a vencer	Total General
	$	$	$		$	$
sin plazo establecido comente	-	38 028 782	-	-	38 028 782	38 028 782
sin plazo establecido no comente	-	33 441 211	-	-	33 441 211	33 441 211
menos de 3 meses	25 798 474	413 228 690	444 668	9,50%	413 673 358	439 471 832
de 3 a 6 meses	20 646 429	4 730 576	-	-	4 730 576	25 377 005
de 6 a 9 meses	18 450 808	2 824 948	-	-	2 824 948	21 275 756
de 9 a 12 meses	10 869 513	974 201	-	-	974 201	11 843 714
de 1 a 2 años	4 896 765	22 060 003	-	-	22 060 003	26 956 768
de 2 a 3 años	13 997 304	88 000	-	-	88 000	14 085 304
de 3 a 4 años	4 473 953	-	-	-	-	4 473 953
de 4 a 5 años	2 834 231	-	-	-	-	2 834 231
más de 5 años	16 177 947	3 027 655	-	-	3 027 655	19 205 602
	118 145 424	518 404 066	444 668		518 848 734	636 994 158
Previsión deudores incobrables	(71 704 748)	-	-		-	(71 704 748)
Total	46 440 676	518 404 066	444 668		518 848 734	565 289 410

(*) pudiendo devengar intereses

	Otros pasivos en general		Deudas bancarias y financieras			Otros pasivos en general				
	De plazo vencido		A vencer			A vencer				
	con interés	Tasa de interés promedio anual	sin interés	con interés	Tasa de interés promedio anual	sin interés	con interes	Tasa de interés promedio anual	Total a vencer	Total general
	$		$	$		$	$		$	
sin plazo establecido comente	-	-	-	-	-	93 691 590	-	-	93 691 590	93 691 590
sin plazo establecido no comente	-	-	-	-	-	57 002 087	-	-	57 002 087	57 002 087
menos de 3 meses	149 691 435	*	-	16 200 978	36,00%	467 160 576	35 117 812	20,40%	518 479 388	668 170 801
de 3 a 6 meses	438 625 971	*	-	-	-	125 057 830	37 321 107	20,40%	162 378 937	601 004 908
de 6 a 9 meses	68 914 923	*	-	-	-	17 321 747	39 662 936	20,40%	56 984 683	125 899 606
de 9 a 12 meses	188 401	*	-	-	-	9 826 400	42 152 010	20,40%	51 978 410	52 166 811
de 1 a 2 años	70 041	*	-	-	-	1 491 043	178 314 083	20,40%	179 805 126	179 875 167
de 2 a 3 años	-	-	-	-	-	1 491 043	636 245	20,40%	2 127 288	2 127 288
de 3 a 4 años	-	-	-	-	-	1 491 043	605 099	16,20%	2 096 142	2 096 142
de 4 a 5 años	-	-	-	-	-	1 491 043	852 483	16,20%	2 343 526	2 343 526
más de 5 años	-	-	-	-	-	25 913 425	2 472 654	16,20%	28 386 079	28 386 079
Total	657 490 771		-	16 200 978		801 937 827	337 134 429		1 155 273 234	1 812 764 005

(*) Sujeto a negociación

4. *Clasificación de los créditos y deudas, de manera que permita conocer los efectos financieros que produce su mantenimiento. La misma debe posibilitar la identificación de:*

a) Las cuentas en moneda nacional, en moneda extranjera y en especie.
b) Los saldos sujetos a cláusulas de ajuste y los que no lo están.
c) Los saldos que devengan intereses y los que no lo hacen.

a) Las cuentas en moneda extranjera se exponen en el Anexo G de los presentes estados financieros.

Por otra parte, dentro del pasivo corriente existen deudas comerciales equivalentes a metros cúbicos de gas natural por $9.985.689

b) No existen créditos y deudas sujetas a cláusulas de ajuste.

c) Los saldos que devengan intereses se exponen en la respuesta al punto 3 del presente informe.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de marzo de 2016 y 2015 (cont.)

5. *Detalle del porcentaje de participación en sociedades del art. 33 Ley Nº19.550 y el total de votos. Además, saldos deudores y acreedores por sociedad y segregados del modo previsto en los puntos 3 y 4 anteriores.*

   Al 31 de marzo de 2016 no existen participaciones en sociedades del art. 33 Ley N° 19.550.

6. *Créditos por ventas o préstamos contra directores, y miembros de la Comisión Fiscalizadora y sus parientes hasta el segundo grado inclusive. Para cada persona se indicará el saldo máximo habido durante el ejercicio (expresado en moneda de cierre), el saldo a la fecha de los EE.FF., el motivo del crédito, la moneda y las cláusulas de actualización monetaria y tasas de interés aplicadas.*

   No existen líneas de préstamos a miembros del directorio y/o de la comisión fiscalizadora.

7. *Periodicidad y alcance de los inventarios físicos de las existencias. Si existen bienes de inmovilización significativa en el tiempo, por ejemplo más de un año, indicar su monto y si se han efectuado las previsiones que correspondan.*

   La Sociedad efectúa mediciones diarias sobre la totalidad del gas natural en el sistema de distribución y en la planta de almacenamiento criogénico de gas.

   No existen inmovilizaciones significativas en el tiempo de las existencias.

8. *Fuentes de los datos empleados para calcular los valores corrientes utilizados para valuar existencias, Propiedad, planta y equipo, intangibles y otros activos significativos.*

   Existencias: El gas existente en la planta de almacenamiento criogénico de gas es valuado a su costo de adquisición dado por el valor de compra de gas en boca de pozo.

   Materiales: Los materiales mantenidos para ser usados en el mantenimiento/ expansión de la red han sido valuados al menor valor entre el costo y el valor neto de realización.

   Propiedad, planta y equipo: Dentro de este rubro, el costo de incorporación de las redes cedidas se compone de los gastos incurridos por la Sociedad hasta su habilitación, más el monto equivalente en metros cúbicos de gas a bonificar a los clientes con derecho a ello determinado por el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS"). Estos metros cúbicos a bonificar están constituidos por el exceso sobre el valor de negocio de la obra cedida, teniendo en cuenta los costos ya incurridos por la Sociedad. El resto de las altas de Propiedad, planta y equipo se encuentra valuado a su costo reexpresado.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Intangibles: Las altas de los activos intangibles se encuentran valuadas a su costo de adquisición o producción.

9. *Para el caso de tener Propiedad, planta y equipo con revalúo técnico indicar el método.*

   No existen.

10. *Debería informarse el valor total consignado en el balance de la Propiedad, planta y equipo sin usar por obsoletos.*

    No existe Propiedad, planta y equipo obsoletos de valor significativo.

11. *Participaciones en otras sociedades en exceso de lo admitido por el art. 30 de la Ley N°19.550 y planes para regularizar la situación.*

    No existen.

12. *Criterios seguidos para determinar los valores recuperables para las existencias, Propiedad, planta y equipo y otros activos, empleados como límites para sus respectivas valuaciones contables.*

    Los criterios utilizados para la determinación de los valores recuperables en los rubros Existencias y Propiedad, planta y equipo han sido el valor neto de realización y el de utilización económica, respectivamente. Las proyecciones y/o estimaciones para la determinación de estos valores podrían verse afectadas por la evolución futura de la economía nacional, tal como se expone en nota 1.3 de los estados financieros.

13. Seguros que cubren los bienes tangibles. Para cada grupo homogéneo de los bienes se consignarán los riesgos cubiertos, las sumas aseguradas y los correspondientes valores contables.

    Al 31 de marzo de 2016, los seguros contratados sobre los bienes tangibles de la Sociedad son los siguientes:

Bienes cubiertos	Riesgos cubiertos	Sumas aseguradas	Valor Contable
Vehículos	Todo riesgo Contra terceros Responsabilidad civil	Hasta $ 4.000 000 para autos Hasta $13.000 000 para camiones	$27.320.443

Adicionalmente, la Sociedad mantiene seguros bajo una póliza global de todo riesgo operativo por una suma asegurada total de US$873 millones La misma está dividida en las siguientes secciones. Sección 1) cobertura para riesgos de daños materiales de sus bienes y pérdida de beneficios, por un

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

monto máximo combinado de US$120 millones, con franquicia de US$50.000 por siniestro y una especial de US$1,5 millones en cuanto a fenómenos de la naturaleza. Esta cobertura incluye rotura de maquinarias, transporte terrestre y pérdida de beneficios, con franquicia de 45 días por ocurrencia y es abarcativa de cualquier pérdida, destrucción o deterioro físico total o parcial de los bienes asegurados que sean propiedad del asegurado, alquilados o arrendados por él, o propiedad de terceros o respecto de los que el asegurado haya asumido el riesgo o tenga obligación de asegurar, reparar o reemplazar, Sección 2) cobertura por responsabilidad civil por un monto máximo de US$75 millones, con franquicia de US$6.500 por siniestro. La cobertura de responsabilidad civil cubre la responsabilidad civil directa, indirecta, solidaria y/o subsidiaria, por lesiones y daños corporales, materiales, sus consecuencias y daños causados a terceros por acciones u omisiones en el ejercicio de la actividad empresarial, estando también garantizada, en los casos previstos por la póliza, la responsabilidad civil directa, indirecta, solidaria o subsidiaria por daños patrimoniales que no sean consecuencia de daños personales y/o materiales; Sección 3) cobertura de transporte de mercaderías, básicamente para importación y/o exportación, con un límite de US$10 millones y una franquicia de US$25.000 por siniestro; y Sección 4) cobertura por terrorismo por un límite máximo de US$85 millones y con deducibles especiales de US$100 mil por daños materiales y 21 días por pérdida de beneficios.

14. *Elementos considerados para calcular las previsiones cuyos saldos, considerados individualmente o en conjunto, superen el 2 % del patrimonio.*

Previsión para deudores incobrables: Esta previsión cubre el riesgo de incobrabilidad de los créditos por ventas. La misma se ha calculado teniendo en cuenta la posibilidad de cobro de los créditos en función al tipo y antigüedad del crédito, considerándose razonable y suficiente el monto estimado para dicha previsión.

Previsión para juicios y contingencias: Se han constituido para afrontar situaciones contingentes que podrían originar obligaciones para la Sociedad. Incluyen los procesos judiciales pendientes o reclamos por eventuales perjuicios a terceros por hechos originados en el desarrollo de las actividades, así como también aquellas originadas en cuestiones interpretativas de la legislación vigente. En la estimación de los montos se ha considerado la probabilidad de su concreción, tomando en cuenta la opinión de los asesores legales.

15. *Situaciones contingentes a la fecha de los estados financieros cuya probabilidad de ocurrencia no sea remota y cuyos efectos patrimoniales no hayan sido contabilizados, indicándose si la falta de contabilización se basa en su probabilidad de concreción o en dificultades para la cuantificación de sus efectos.*

No existen situaciones significativas adicionales a las expuestas en los estados financieros.

16. *Para los adelantos irrevocables a cuenta de futuras suscripciones, el estado de la tramitación dirigida a su capitalización.*

No existen.

17. *Dividendos acumulativos impagos de acciones preferidas.*

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

No existen.

18. *Condiciones, circunstancias o plazos para las restricciones a la distribución de los resultados no asignados, incluyendo las que se originan por la afectación de la reserva legal para absorber pérdidas finales.*

No existen otras restricciones que las expuestas en nota 18 a los estados financieros anuales y a lo establecido por la Resolución SE N° 263/2015 en su artículo 4°, inciso e), por la cual la Sociedad para percibir la asistencia económica transitoria mencionada no podrá distribuir dividendos. Por otra parte en la cláusula 7° del Acta Acuerdo, surge de su párrafo 7.2 que "Durante el resto del Período de Transición Contractual y a los efectos de garantizar el Plan de Inversiones, la Licenciataria sólo podrá disponer del excedente de caja previsto en la Proyección Económica Financiera, para retribuir al capital propio y de terceros, en la medida que vaya dando cumplimiento al Plan de Inversiones, conforme el procedimiento establecido en los párrafos 7.3 y 7.4".

Además en el citado párrafo 7.4, se indica que: "Anualmente, el ENARGAS evaluará el cumplimiento del Plan de Inversiones previamente a cualquier disposición de fondos para distribuir dividendos, para lo cual dispondrá de 60 días corridos contados a partir de la recepción de la información correspondiente para emitir su eventual objeción a la distribución planteada".

Debe destacarse que, tal como figura en el glosario del Acta Acuerdo, las definiciones del Plan de Inversiones y el Período de Transición contractual son los siguientes:

-Plan de Inversiones: Son las previsiones de inversión expresadas en términos físicos y monetarios que la LICENCIATARIA se compromete a realizar durante el PERÍODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL conforme se establece en la Cláusula Séptima del Acta Acuerdo.
-Período de Transición Contractual: Es el período comprendido entre el 6 de enero de 2002 y el 1° de agosto de 2006.

Este período fue prorrogado por las autoridades competentes y se extenderá, en consecuencia, hasta la entrada en vigencia de las tarifas resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral, pendiente de conclusión por parte del ENARGAS.

Habida cuenta que el Plan de Inversiones ha sido ejecutado en su totalidad sin haber recibido observaciones del ENARGAS, la Sociedad considera que estas limitaciones del Acta Acuerdo no son de aplicación.

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 31 de marzo de 2016 y 2015 (cont.)

29. Hechos posteriores al cierre

Con fecha 4 de abril de 2016 se publicó la Resolución ENARGAS Nº I 3725/2016 que aprueba nuevos cuadros tarifarios aplicables a partir del 1° de abril de 2016. Adicionalmente, dicha resolución contempla entre otras previsiones, un Plan de Inversiones Obligatorias cuyo monto total asciende a $356,7 millones. Adicionalmente en la normativa se establece que la Sociedad no podrá distribuir dividendos hasta tanto se acredite el cumplimiento total de dicho Plan y se cuente con la aprobación del ENARGAS.

Por otro lado, mediante la Resolución 31/2016 del Ministerio de Energía y Minería, y en el marco del cumplimiento del Acta Acuerdo, se estableció el inicio de la Revisión Tarifaria Integral, que debe finalizar en un plazo no mayor a un año.

Miguel A. M. Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo A

Propiedad, planta y equipo

Estados financieros al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Cuenta principal	Valores Originales					Depreciaciones					Neto resultante al 31 03 16	Neto resultante al 31 12 15
	Al inicio del ejercicio	Aumentos	Transfe-rencias	Bajas	Al cierre del período / ejercicio	Acumuladas al inicio del ejercicio	Del período / ejercicio Alícuota	Del período / ejercicio Monto	Bajas	Acumuladas al cierre del período / ejercicio		
	$	$	$	$	$	$	%	$	$	$	$	$
Terrenos	4 905 719	-	-	-	4 905 719	-	-	-	-	-	4 905 719	4 905 719
Edificios y construcciones civiles	32 639 953	-	-	-	32 639 953	15 942 987	663 675	163 200	-	17 106 187	15 533 766	15 696 966
Instalaciones de edificios	43 306 960	-	-	-	43 306 960	27 340 699	2 002 701	489 885	-	27 830 584	15 476 376	15 966 261
Gasoductos de alta presion	17 808 967	-	-	-	17 808 967	12 134 958	593 632	148 408	-	12 283 366	5 525 601	5 674 009
Ramales de alta presion	287 730 059	-	419 329	-	288 149 388	177 443 784	9 465 655	2 401 245	-	179 845 029	108 304 359	110 286 275
Conductos y sistemas media y baja presión	1499 867 330	-	27 742 915	-	1527 610 245	752 320 766	42 049 434	11 190 789	-	763 511 555	764 098 690	747 546 564
Otras planta industriales	106 825 037	-	450 000	-	107 275 037	57 060 363	2 915 173	743 625	-	57 803 988	49 471 049	49 764 674
Estaciones regulación y medición de presión	104 533 878	-	-	-	104 533 878	35 110 854	3 175 282	1096 969	-	36 207 823	68 326 055	69 423 024
Instalaciones de medidores de consumo	278 802 289	7 408 225	5 777 101	367 271	291620 344	110 440 493	11 199 579	3 226 394	365 276	113 301611	178 318 733	168 361796
Otras instalaciones tecnicas	110 134 522	-	-	-	110 134 522	56 424 777	3 874 589	1 101345	-	57 526 122	52 608 400	53 709 745
Maquinarias y herramientas	19 846 465	233 326	-	-	20 079 791	17 198 783	509 469	136 693	-	17 335 476	2 744 315	2 647 682
Equipos informaticos y telecomunicaciones	30 157 825	383 075	-	-	30 540 900	19 736 825	1324 351	359 023	-	20 095 848	10 445 052	10 421000
Vehiculos	42 137 873	-	-	-	42 137 873	13 069.276	4 124 162	1748 154	-	14 817 430	27 320 443	29 068 597
Muebles y útiles	8 484 676	-	-	-	8 484 676	6 733.288	185 275	59 606	-	6 792 894	1691782	1751388
Materiales	31684 956	14 494 836	(8 793 082)	-	37 386 710	-	-	-	-	-	37 386 710	31684 956
Line pack	153 422	-	-	-	153 422	-	-	-	-	-	153 422	153 422
Obras en curso	113 813 139	27 468 638	(25 596.263)	-	115 685 514	-	-	-	-	-	115 685 514	113 813 139
Subtotal	2 732 843 070	49 988 100	-	367.271	2 782 463 899	1301957 853	[illegible]	22 865 336	365 276	1324 457 913	1458 005 986	1430 885 217
Regularizadora bienes transfendos por terceros	(193 345 398)	-	-	-	(193 345 398)	(77.220 110)	10-5-3,33-2	(1 163 750)	-	(78 383 860)	(114 961538)	(116 125.288)
Total periodo actual	2 539 497 672	49 988 100	-	367.271	2 589 118 501	1224 737 743	[illegible]	21701586	365.276	1246 074 053	1343 044 448	[illegible]
Total ejercicio anterior	2 310 450 611	239 780 742	-	10 733 681	2 539 497 672	1 152 596 389	[illegible]	77 428 980	5 287 626	1224 737 743	[illegible]	1314 759 929

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A. M. Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Chiatenti
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo B

Intangibles

Estados financieros al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Cuenta principal	Valores originales				Amortizaciones			Neto resultante al 31.03.16	Neto resultante al 31.12.15
	Al inicio del ejercicio	Aumentos	Transferencias	Al cierre del período / ejercicio	Acumuladas al inicio del ejercicio	Del período / ejercicio	Al cierre del período / ejercicio		
	$	$	$	$	$	$	$	$	$
Aplicaciones informáticas	112 911 470	-	4 417 442	117 328 912	95 057 319	2 071.398	97 128.717	20 200 195	17 854 151
Obras en curso	8 225 083	4 433 128	(4.417.442)	8 240 769	-	-	-	8 240 769	8 225 083
Total período actual	121 136 553	4 433 128	-	125 569 681	95 057.319	2 071 398	97 128 717	28 440 964	
Total ejercicio anterior	105 710 195	15 426 358	-	121 136 553	89 267 329	5 789 990	95 057 319		26 079 234

ES COPIA FIEL

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A. Anexo D

Inversiones

Estados financieros al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Cuenta principal y características	31.03.16	31.12.15
	$	$
INVERSIONES CORRIENTES		
Moneda extranjera		
Plazo Fijo	36 639 610	32 456.646
Moneda local		
Bonos cancelación de deuda de la Prov de Buenos Aires Serie A	-	101.950
Total Inversiones corrientes y no corrientes	36 639 610	32 558.596

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo E

Previsiones

Estados financieros al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Rubros	Saldos al inicio del ejercicio	Aumentos	Disminuciones	Saldo al 31.03.16	Saldo al 31.12.15
	$	$	$	$	$
DEDUCIDAS DEL ACTIVO					
Créditos por ventas					
Para deudores incobrables (1)	68 386 242	9 753 435	6 434 929	71 704 748	68 386 242
Por traslado de tasa de ocupación de espacios públicos (2)	83 464 495	5 951 703	-	89 416 198	83 464 495
INCLUIDAS EN EL PASIVO					
Previsiones					
Para juicios y contingencias (3)	56 775 653	942 183	715 749	57 002 087	56 775 653
Total del período actual	208 626 390	16 647 321	7 150 678	218 123 033	
Total del ejercicio anterior	178 397 133	61 185 387	30 956 130		208 626 390

(1) Los aumentos fueron imputados en el rubro "Gastos de Comercialización" (Anexo H), mientras que las disminuciones corresponden a bajas efectivas y a la afectación de la previsión sobre créditos con antiguedad superior a 5 años
(2) Los aumentos fueron imputados en el rubro "Gastos de Comercialización" (Anexo H)
(3) Los aumentos fueron imputados en el rubro "Gastos de Administración" (Anexo H)

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo F

Costo de ventas

Estados financieros al 31 de marzo de 2016 y 2015

Concepto	31.03.16		31.03.15	
	$		$	
Existencia al inicio del ejercicio		11 284.998		4.553.301
Gas en planta Peak Shaving	11.284.998		4.553 301	
Más·				
a) Compras		160.535 706		132 763 169
- de gas	126.248 777		95 597 166	
- de transporte	34 286.929		37.166.003	
b) Costos (según Anexo H)		135.325 126		109.366 884
Menos.				
Existencia al cierre del período				
Gas en planta Peak Shavng		10.803 440		8.869 179
Costo de ventas		296.342.390		237.814 175

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo G

Activos y pasivos en moneda extranjera

Estados financieros al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Rubro	31.03.16				31.12.15		
	Monto y clase de la moneda extranjera		Cambio vigente	Montos en moneda local e importe contabilizado	Monto y clase de la moneda extranjera		Montos en moneda local e importe contabilizado
			$	$			$
ACTIVO							
ACTIVO NO CORRIENTE							
Otros créditos							
Créditos Diversos	US$	1 040 978	14,6300	15 229.510	US$	1 239 955	16 073 532
Subtotal activo no corriente				15 229 510			16 073 532
ACTIVO CORRIENTE							
Otros créditos							
Partes relacionadas	US$	4 550 818	14,6300	66 578 462	US$	4 381 203	56 793 530
Depósitos en garantía	US$	25 600	14,6300	374.528	US$	25.600	331 853
Diversos	US$	1 517 145	14,6300	22 195 825	US$	1 482 773	19 221 186
Inversiones							
Plazo fijo (1)	US$	2 504.416	14,6300	36 639 610	US$	2.503.791	32 456 646
Caja y Bancos							
Caja	EURO	14 177	16,5202	234 207	EURO	16 375	232 117
	US$	40 832	14,6300	597 372	US$	41 715	540 745
Bancos	US$	894 871	14,6300	13.091 963	US$	893 284	11.579 644
Subtotal activo corriente				139 711 967			121 155 721
Total del activo				154 941 477			137 229 253
PASIVO							
PASIVO CORRIENTE							
Deudas comerciales	US$	160.189	14,6300	2 343 563	US$	101 016	1 309 465
	EURO	44 993	16,5202	743 293	EURO	989	14 021
Subtotal pasivo corriente				3 086 856			1 323 486
Total del pasivo				3 086 856			1.323 486

EURO, euros, US$ dólares estadounidenses, GBP libras esterlinas
(1) Plazo fijo dado en garantía para líneas de crédito bancarias contingentes

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo H

Gastos por naturaleza - Información requerida por el Art. 64 inc. b) de la Ley Nº 19.550 correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de marzo de 2016 y 2015

Rubros	31.03.16				31.03.15
	Costo de ventas	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Total	Total
	$	$	$	$	$
Compra de gas	126 248 777	-	-	126 248 777	95 597 166
Compra de transporte	34 286 929	-	-	34 286 929	37 166 003
Variación de existencias	481 558	-	-	481 558	(4 315 878)
Remuneraciones y otros beneficios al personal	29 670 560	16 319 909	12 124 092	58 114 561	47 743 697
Cargas sociales	6 344 533	3 331 660	2 892 386	12 568 579	9 340 071
Honorarios de directores y síndicos	-	129 000	-	129 000	237 000
Honorarios por servicios profesionales	150 546	3 648 402	1 399 305	5 198 253	2 003 479
Honorarios operador técnico según CAT	375 000	-	-	375 000	375 000
Materiales diversos	5 294 531	-	-	5 294 531	3 152 485
Servicios y suministros de terceros	17 020 542	13 589 752	32 670 349	63 280 643	44 900 628
Gastos de correo y de telecomunicaciones	667 175	2 844 678	15 739 065	19 250 918	10 770 101
Arrendamientos	1 169 920	111 398	-	1 281 318	1 882 506
Transportes y viajes			3 064 954	3 064 954	2 871 524
Materiales de oficina	117 222	73 546	145 535	336 303	263 816
Viajes y estadías	664 348	960 556	174 054	1 798 958	292 570
Primas de seguros	2 814 886	24 882	-	2 839 768	2 139 867
Desafectación de "PP&E" por redes	1 994	-	-	1 994	7 100
Reparación y conservación de "PP&E"	18 226 933	2 511 208	831 499	21 569 640	18 669 671
Depreciación de "PP&E"	22 261 145	179 774	424 417	22 865 336	19 859 483
Recupero regularizadora bienes transferidos por terceros	(1 163 750)	-	-	(1 163 750)	(1 163 750)
Amortización de intangibles	-	-	2 071 398	2 071 398	1 380 676
Impuestos, tasas y contribuciones	31 682 180	833 936	12 865 364	45 381 480	35 776 723
Publicidad y propaganda	-	-	2 150 703	2 150 703	1 478 771
Cargo por juicios y contingencias	-	942 183	5 951 703	6 893 886	14 311 433
Cargo por deudores incobrables	-	-	9 753 435	9 753 435	12 270 561
Gastos y comisiones bancarias	-	-	4 919 631	4 919 631	2 764 381
Gastos diversos	27 361	13 455	110 994	151 810	73 736
Total al 31 de marzo de 2016	296 342 390	45 514 339	107 288 884	449 145 613	
Total al 31 de marzo de 2015	237 814 175	37 935 900	84 098 745		359 848 820

Véase nuestro informe de fecha
12 de mayo de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A. M. Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

INFORME DE LA COMISION FISCALIZADORA

A los señores Accionistas de
GAS NATURAL BAN, S.A.

Introducción

De acuerdo con lo dispuesto en el inciso 5° del artículo 294 de la Ley N°19.550 y el Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, hemos examinado los estados de situación financiera y de cambios en el patrimonio de Gas Natural BAN, S.A. al 31 de marzo de 2016, los correspondientes estados de resultados integrales y de flujos de efectivo por el período finalizado en dicha fecha y las notas y anexos que los complementan y el informe de revisión de los auditores de la firma Price Waterhouse & Co. S.R.L., pertinente a los estados financieros, emitidos bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Asimismo, hemos examinado la Reseña Informativa requerida por la Resolución General N°622/13 de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") y la información adicional a las notas a los estados financieros requerida por el artículo N°68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, cubiertas ambas por sus respectivos informes.

Responsabilidad de la Dirección

Los documentos examinados son responsabilidad del Directorio de la Sociedad en el ejercicio de sus funciones exclusivas.

Alcance de nuestra revisión

Nuestro trabajo se circunscribió al análisis de la información significativa de los documentos examinados, su congruencia con la información sobre las decisiones societarias expuestas en actas y la adecuación de dichas decisiones a la ley y los estatutos en lo relativo a sus aspectos formales y documentales. No hemos efectuado ningún control de gestión y, por lo tanto, no hemos evaluado los criterios y decisiones empresarias de administración, financiación, comercialización y explotación, dado que estas cuestiones son responsabilidad exclusiva del Directorio.

Conclusión

En nuestra opinión, basados en el trabajo realizado y en el informe de revisión de Price Waterhouse & Co S.R.L. del 12 de mayo de 2016, los estados financieros intermedios condensados de Gas Natural BAN, S.A. al 31 de marzo de 2016 incluyen todos los hechos y circunstancias que son de nuestro conocimiento y en relación a ellos no tenemos otras observaciones que formular a las descriptas en el párrafo precedente, habiendo sido elaborados de conformidad con las normas de aplicación correspondientes.

Hemos obtenido, con relación a todos los documentos señalados precedentemente, las informaciones y explicaciones consideradas necesarias de acuerdo con las circunstancias, y no tenemos otras observaciones que formular con respecto a ellos.

ES COPIA FIEL

Informe sobre cumplimiento de disposiciones vigentes

Hemos dado cumplimiento a las disposiciones del artículo 294 de la Ley N°19.550.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 12 de mayo de 2016.

Miguel A. M. Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

gasNatural fenosa

Gas Natural BAN, S.A.

Estados Financieros Intermedios Condensados

Por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2016 presentados en forma comparativa

Isabel la Católica 939

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Argentina

ES COPIA FIEL

Contenido

Reseña Informativa

Informe de la revisión limitada

Estado de Situación Financiera

Estado de Resultados Integrales

Estado de Cambios en el Patrimonio

Estado de Flujo de Efectivo

Notas a los estados financieros

1 Información general
2 Bases de presentación y principales políticas contables
3 Administración de riesgos financieros
4 Políticas y estimaciones contables críticas
5 Asuntos legales y regulatorios
6. Propiedad, planta y equipo ("PP&E")
7 Intangibles
8 Créditos fiscales
9 Otros créditos
10 Existencias
11 Créditos por ventas
12 Efectivo y equivalente de efectivo
13 Previsiones
14. Activo / Pasivo por impuesto diferido
15 Deudas fiscales
16 Deudas comerciales
17 Información por segmentos
18 Transacciones entre partes relacionadas
19 Ingresos por ventas y servicios
20 Otros ingresos
21 Resultados financieros netos
22 Impuesto a las ganancias a pagar
23 Impuesto a las ganancias
24 Resultado por acción
25 Dividendos por acción
26 Gastos por naturaleza
27 Información adicional requerida por la Resolución CNV N°629/14 – Guarda de documentación
28 Información adicional requerida por el art 12 Capítulo III del Título IV de las normas de la CNV
29 Hechos posteriores al cierre

Anexos

Informe de la Comisión Fiscalizadora

Gas Natural BAN, S.A.

RESEÑA INFORMATIVA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS AL 30 DE JUNIO DE 2016

1 - Bases de presentación

La información contenida en esta Reseña Informativa debe leerse junto con los estados financieros al 30 de junio de 2016 y 2015, de los cuales forma parte. Ambos fueron preparados de acuerdo con los criterios de valuación y exposición que se describen en Nota 2 a los estados financieros y que se encuentran establecidos en la Resolución General ("RG") N°622/13 de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") y en la Resolución N°1.660/2000 del Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") y sus modificaciones posteriores

2 - Comentarios sobre la actividad de la Sociedad en el período

Consideraciones sobre estacionalidad

Las ventas y los resultados de la Sociedad se ven altamente influenciados por las condiciones climáticas imperantes en Argentina El clima más frío, en especial durante aquellos períodos prolongados de temperaturas lo suficientemente bajas para requerir el uso de sistemas de calefacción en hogares y otros edificios, produce un incremento de la demanda de gas natural y, en consecuencia, las ventas y resultados de Gas Natural BAN, S A son sensiblemente más altos durante los meses considerados invernales (de mayo a septiembre), en comparación con los restantes meses del año.

Análisis de las operaciones en los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2016 y 2015.

La Sociedad registró en el período finalizado el 30 de junio de 2016 una pérdida neta de $94,5 millones, en contraposición a la ganancia reconocida en el mismo período del ejercicio anterior de $80,5 millones

Esta variación negativa fue consecuencia de considerar las tarifas vigentes al 31 de marzo de 2016 para la determinación de sus ventas y costos de gas y transporte, con fundamento en la resolución de la Sala II de la Cámara Federal de La Plata que resolvió declarar la nulidad de las Resoluciones Nº 28/2016 y 31/2016 del Ministerio de Energía y Minería que habían instruido al ENARGAS a efectuar una adecuación de las tarifas de transición, llevada a cabo a través de la Resolución Nº I 3725/2016, con vigencia 1° de abril de 2016, y en las medidas cautelares dispuestas en algunos municipios de la zona de distribución Adicionalmente, en 2015 se registró la Asistencia Económica Transitoria establecida por la Resolución Nº263/2015 de la Secretaría de Energía

Por otra parte, el mayor resultado financiero positivo, consecuencia de las mayores tasas de interés en las colocaciones de excedentes temporales de tesorería, a los de mayores intereses comerciales y por diferencias de cambio positivas, y la

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

registración de un quebranto por impuesto a las ganancias contribuyeron a la menor variación final del resultado

Cabe mencionar que si la Corte Suprema de Justicia de la Nación resolviera favorablemente y permitiera aplicar los cuadros tarifarios establecidos por la Resolución ENARGAS Nº I 3725/2016, la Sociedad alcanzaría para el mismo período una ganancia neta de $149,3 millones

Para los primeros seis meses finalizados el 30 de Junio de 2016, el volumen de ventas de gas de la Sociedad alcanzó los 1 013,4 millones de m3, 26,6% superior al mismo período del ejercicio anterior, debido principalmente al mayor consumo unitario por menores temperaturas medias registradas (444,5 grados día (1) vs 217 grados día (1) en igual período del año anterior)

(1) Diferencias entre los 18° C y la temperatura media diaria cuando la misma es inferior a los 18° C Cuanto mas frío haga, mayores grados día se computan

Las ventas de servicios de transporte y/o distribución alcanzaron los 2 036,8 millones de m3, 4,9% inferior al volumen entregado en el mismo período de 2015, debido fundamentalmente al deterioro de la actividad económica durante el primer semestre del año.

A continuación se expone un cuadro que muestra la apertura de los volúmenes de ventas de gas y de servicios de transporte y/o distribución de gas de la Sociedad

	en millones de m³		Variación respecto al mismo período del año anterior en	
Volumen de ventas por mercado	**30 06 16**	**30.06 15**	**millones de m³**	**porcentaje**
Gas				
Residencial	733,7	658,0	75,7	11,5%
Comercial	121,1	93,8	27,3	29,1%
Industrial (PyMEs)	57,1	44,9	12,2	27,2%
GNC (1)	95,7	-	95,7	-
Sub-distribuidoras	5,9	3,8	2,1	54,5%
Total	**1.013,4**	**800,5**	**212,9**	**26,6%**
Servicio de transporte y/o distribucion				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	429,3	462,0	(32,7)	-7,1%
Gas Natural Comprimdo (GNC) (1	193,6	285,0	(91,4)	-32,1%
Otros servicios de transporte y/o distribución	1 413,8	1 394,6	19,2	1,4%
Total	**2 036,8**	**2 141,6**	**-104,8**	**-4,9%**

(1) De acuerdo a lo establecido por la Resolución Nº34/2016 del Ministerio de Energia y Minería, a partir del 1º de mayo de 2016 la Sociedad comenzó a suministrar el servicio completo a las estaciones de GNC

El total de clientes de la Sociedad durante el período de seis meses finalizado el 30 de Junio de 2016 aumentó un 1,4% respecto del mismo período del año anterior, alcanzando un total de 1 619 964 clientes, levemente por debajo del ritmo de crecimiento de los últimos años Dicho incremento, obedece a los efectos positivos

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

de las acciones comerciales encaradas por la Sociedad, en un complejo contexto macroeconómico

A continuación se muestra la variación de los clientes por cada segmento de negocio

Clientes por mercado	Número de clientes		Variación respecto al mismo período del año anterior en	
	30 06 16	30 06 15	clientes	porcentaje
Ventas de gas				
Residencial	1 565 774	1 543 321	22 453	1,5%
Comercial	52 480	52 451	29	0,1%
Industrial (PyMEs)	723	726	(3)	-0,4%
Sub-distribuidoras	4	4	-	0,0%
Sub-total	1 618 981	1 596 502	22 479	1,4%
Servicio de transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	577	575	2	0,3%
Gas Natural Comprimido (GNC)	399	398	1	0,3%
Otros servicios de transporte y/o distribución	7	7	-	-
Sub-total	983	980	3	0,3%
Total de clientes	1 619 964	1 597 482	22 482	1,4%

Los ingresos por ventas de gas y por servicios de transporte y/o distribución ascendieron a $1 581,3 millones, un 86,2% superior respecto al mismo período del ejercicio anterior debido al mayor consumo unitario por menores temperaturas medias registradas, y a las ventas al mercado GNC de acuerdo a lo establecido por la Resolución N°34/2016 del MEyM a partir del 1° de Mayo

Merece destacarse que, ante la falta de resolución por parte del organismo regulador, los ingresos por ventas y servicios por el periodo de seis meses del ejercicio 2016, no recogen los incrementos tarifarios generados por el Índice General de Variación de Costos - aplicación de la cláusula cuarta del Acta Acuerdo firmada en julio de 2005 con el Poder Ejecutivo Nacional-, que fueran solicitadas al ENARGAS, por los períodos comprendidos en el período 1° de octubre de 2007 y el 30 de junio de 2016 El monto estimado acumulado por todos estos períodos al 30 de junio de 2016 asciende aproximadamente a $545 millones en concepto de capital, netos de: i) la Resolución ENARGAS N°I 2407/12), ii) la Resolución ENARGAS N° I 2843/14, iii) la Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") N°263/2015y iv) la Nota ENARGAS N° 12101/15. Esta estimación está calculada exclusivamente con la variación del Índice General de Variación de Costos ("IVC"), ampliamente superada por la variación real de costos a reconocer bajo la referida Acta Acuerdo.

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

El siguiente cuadro expone la apertura de las ventas de gas y servicios de transporte y/o distribución de la Sociedad

Ingresos por mercado	en millones de $		Variación respecto al mismo periodo del año anterior en	
	30 06 16	30 06 15	millones de pesos	porcentaje
Ventas de gas				
Residencial	886,8	702,2	184,6	26,3%
Comercial	69,8	30,3	39,5	130,4%
Industrial (PyMEs)	23,0	11,7	11,3	96,6%
Gas Natural Comprimido (GNC) (1)	486,0	-	486,0	-
Sub-distribuidoras	2,0	1,3	0,7	53,8%
Sub-total	1 467,6	745,5	722,1	96,9%
Servicio de transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	75,3	69,6	5,7	8,2%
Gas Natural Comprimido (GNC) (1)	23,3	21,6	1,7	7,9%
Otros servicios de transporte y/o distribucion	15,1	12,7	2,4	18,9%
Sub-total	113,7	103,9	9,8	9,4%
Total ventas de gas y servicio de transporte y/o distribución	1 581,3	849,4	731,9	86,2%

(1) De acuerdo a lo establecido por la Resolución N°34/2016 del Ministerio de Energia y Minería, a partir del 1° de mayo de 2016 la Sociedad comenzó a suministrar el servicio completo a las estaciones de GNC

La disminución del rubro otros ingresos, fue consecuencia principalmente de la registración en 2015 de la venta de un inmueble, que no constituía un activo esencial

A continuación se detalla la apertura del rubro otros ingresos

Otros ingresos	en millones de pesos		Variación respecto al mismo periodo del año anterior en	
	30 06 16	30 06 15	millones de pesos	porcentaje
Indemnizaciones por daños y desplazamientos de la red	1,1	1,6	(0,5)	-31,3%
Ventas de Propiedad, Planta y Equipo	-	30,3	(30,3)	-100,0%
Ventas varias y otros servicios	8,2	7,0	1,2	17,1%
Total otros ingresos	9,3	38,9	(29,6)	-76,1%

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

A continuación se expone la apertura de los principales componentes de los gastos operativos y su comparación con el mismo período del ejercicio anterior

Gastos operativos	Gastos operativos en millones de pesos		Variación respecto al mismo período del año anterior en	
	30 06 16	30 06 15	millones de pesos	porcentaje
Suministro de gas	1 065,2	434,4	630,8	145,2%
Servicio de transporte de gas	74,4	81,7	(7,3)	-8,9%
Depreciaciones y Amortizaciones	47,9	40,6	7,3	18,0%
Remuneraciones, cargas sociales y otros beneficios al personal	149,9	116,0	33,9	29,2%
Gastos de correo y telecomunicaciones	35,1	20,3	14,8	72,9%
Reparación y conservación de propiedad, planta y equipo	54,5	44,7	9,8	21,9%
Honorarios por servicios profesionales	11,3	24,0	(12,7)	-52,9%
Gastos y comisiones bancarias	10,4	5,7	4,7	82,5%
Servicios y suministros de terceros	140,0	94,3	45,7	48,5%
Impuestos, tasas y contribuciones	98,8	76,4	22,4	29,3%
Cargo por deudores incobrables	19,8	16,0	3,8	23,8%
Cargo por juicios y contingencias	18,7	22,7	(4,0)	-17,6%
Otros gastos operativos	33,1	18,7	14,4	77,0%
Total gastos operativos	1 759,1	995,5	763,6	76,7%

El costo de compras de gas para los primeros seis meses del año 2016 aumentó un 145,2% con respecto al mismo período del año anterior, en línea con los mayores volúmenes vendidos al mercado residencial-comercial y al mercado GNC de acuerdo a lo establecido por la Resol N°34/2016 del MEyM

El costo de compra de transporte tuvo una disminución de un 8,9% con respecto al mismo período del año anterior debido a que el incremento tarifario de transporte dispuesto por la Resolución ENARGAS N° I 3350/2015, fue compensado por la aplicación de la Nota ENARGAS N°12101/2015

El mayor cargo por depreciaciones y amortizaciones es consecuencia del incremento en propiedad, planta y equipo e intangibles respecto al mismo período del ejercicio anterior

El incremento de los cargos correspondientes a remuneraciones, cargas sociales y otros beneficios al personal es básicamente consecuencia de los aumentos salariales y otros beneficios otorgados por la Sociedad a su personal durante el año 2015 y que tienen pleno impacto en el año 2016, junto con los aumentos otorgados en el propio período del ejercicio actual

Los mayores gastos por servicios y suministros de terceros, gastos de correo y telecomunicaciones, reparación y conservación de propiedad, planta y equipo y otros gastos operativos son consecuencia de los mayores servicios recibidos y por los aumentos de precios pautados con las empresas prestadoras de servicios, donde el componente mano de obra resulta significativo y se vio fuertemente impactado por los incrementos salariales que se fueron dando a diversos sectores de la economía.

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Los honorarios por servicios profesionales fueron inferiores respecto de los registrados en igual período del ejercicio anterior debido principalmente al menor honorario del operador técnico registrado, compensado en parte por los mayores gastos de logística asociados a la nueva gestión de almacenes y a mayores comisiones por las gestiones de seguimiento de deuda de clientes

Los gastos y comisiones bancarias aumentaron por la incidencia del incremento de la facturación

La variación de impuestos, tasas y contribuciones se debió, al incremento de la tasa de fiscalización y control impuesta por el ENARGAS, a los mayores cargos por impuesto sobre los ingresos brutos por mayores ingresos por venta y a los mayores gastos por impuesto a los débitos y créditos bancarios

Los cargos por previsión para deudores incobrables fueron superiores respecto del mismo período del ejercicio anterior, producto de la mayor deuda vencida superior a los seis meses de antigüedad por la incidencia del incremento de la facturación

Los cargos por juicios y contingencias fueron inferiores respecto del mismo período del ejercicio anterior debido a una menor previsión de juicios laborales y a menores cargos por efecto de la previsión sobre tasas municipales trasladables a los clientes según el marco regulatorio, que fueran abonadas por la Sociedad y sobre las que todavía no posee autorización del ENARGAS para su traslado. La Sociedad ha debido previsionar estas tasas a los efectos de regularizar el crédito que refleja su derecho por aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera. Al cierre del período existen $95,3 millones pendientes de trasladar a los clientes, según lo establece el marco regulatorio, en concepto de las tasas municipales pagadas a los municipios.

El impuesto a las ganancias registró un quebranto en contraposición al cargo registrado en el mismo período del ejercicio anterior, en línea con la mayor pérdida registrada.

3 - Estructura comparativa patrimonial y de resultados

3.1. - Estructura patrimonial comparativa con el mismo período de ejercicios anteriores

	30 06 16	30 06 15	30 06 14	30 06 13	30 06 12
	$	$	$	$	$
Activo no corriente	1 478 049 120	1 269 126 484	1 142 146 209	1 073 272 289	1 074 335 815
Activo corriente	1 884 768 590	1 108 385 347	625 707 740	388 419 465	274 709 617
Total del activo	3 362 817 710	2 377 511 831	1 767 853 949	1 461 691 754	1 349 045 432
Patrimonio	765 087 753	726 166 016	714 250 936	680 925 941	666 123 067
Pasivo no corriente	235 127 651	98 895 484	149 369 177	146 454 345	188 721 022
Pasivo corriente	2 362 602 306	1 552 450 331	904 233 836	634 311 468	494 201 343
Total del pasivo	2 597 729 957	1 651 345 815	1 053 603 013	780 765 813	682 922 365
Total del pasivo y patrimonio	3 362 817 710	2 377 511 831	1 767 853 949	1 461 691 754	1 349 045 432

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

3.2. - Estructura de resultados comparativa con el mismo período de ejercicios anteriores

	30 06 16	30 06 15	30 06 14	30 06 13	30 06 12
	$	$	$	$	$
Ingresos por ventas y servicios	1 585 937 219	853 469 993	692 816 028	469 954 975	374 013 886
Gastos operativos	(1 759 220 246)	(995 443 274)	(691 072 741)	(441 684 542)	(373 771 177)
Otros ingresos	9 350 621	38 971 572	8 000 422	5 969 941	2 444 212
Reconocimiento asistencia economica Res N° 263/15	-	257 500 000	-	-	-
(Perdida) / Ganancia operativa	(163 932 406)	154 498 291	9 743 709	34 240 374	2 686 921
Resultados financieros netos - ganancia / (pérdida)	19 146 626	(30 342 033)	9 405 193	(12 652 956)	(13 796 468)
(Pérdida) / Ganancia antes del impuesto a las ganancias	(144 785 780)	124 156 258	19 148 902	21 587 418	(11 109 547)
Impuesto a las ganancias	50 302 646	(43 664 328)	(7 038 945)	(7 816 061)	3 734 403
(Perdida) / Ganancia neta del período	(94 483 134)	80 491 930	12 109 957	13 771 357	(7 375 144)

4 - Datos estadísticos (en unidades físicas) comparativos con el mismo período de ejercicios anteriores – (información no cubierta por el informe de revisión sobre los estados financieros intermedios condensados)

	30 06 16	30 06 15	30 06 14	30 06 13	30 06 12
Numero de clientes	1 619 964	1 597 482	1 569 814	1 536 901	1 507 477
Venta de gas (en millones de m³)	1 013,4	800,5	921,8	889,9	877,5
Servicio de transporte y/o distribucion de gas (en millones de m³)	2 036,8	2 141,6	2 425,9	2 434,5	2 640,5
Longitud de redes (en miles de kilómetros)	25,6	24,7	24,4	23,9	23,4

5 - Índices comparativos con el mismo período de ejercicios anteriores

	30 06 16	30 06 15	30 06 14	30 06 13	30 06 12
Liquidez (activo corriente / pasivo corriente)	0,7978	0,7140	0,6920	0,6123	0,5559
Solvencia (patrimonio / total del pasivo)	0,2945	0,4397	0,6779	0,8721	0,9754
Inmovilizacion del capital (activo no corriente / total del activo)	0,4395	0,5338	0,6461	0,7343	0,7964
Rentabilidad (resultado del periodo / patrimonio promedio)	(0,1163)	0,1173	0,0171	0,0204	(0,0110)

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

6 - Información adicional - Evolución de la cotización en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires de las acciones de la Sociedad

Mes	Cotización (en pesos corrientes al último día hábil de cada mes)			
	2016	2015	2014	2013
Enero	16,10	9,00	3,70	1,87
Febrero	21,00	8,80	3,60	1,89
Marzo	20,05	9,50	4,00	1,89
Abril	21,20	9,00	5,00	2,03
Mayo	19,00	8,99	8,85	1,90
Junio	19,00	8,30	8,20	1,80
Julio	26,00	9,20	8,60	1,90
Agosto		10,40	10,35	2,03
Septiembre		10,40	11,45	2,55
Octubre		11,50	10,50	3,20
Noviembre		19,50	9,80	3,35
Diciembre		20,30	8,50	3,50
Precio de corte		1,27	27/02/1998	

7 - Perspectivas de la Sociedad

La gestión de una Sociedad requiere que la Dirección de la misma realice proyecciones y estimaciones sobre las perspectivas del negocio, tales como las que se incluyen en la presente Reseña Informativa Las fluctuaciones macroeconómicas y eventuales cambios regulatorios pueden hacer que los resultados futuros difieran respecto a dichas estimaciones y que por lo tanto la Dirección de la Sociedad deba adecuar su gestión al nuevo entorno

Desde su creación, la Sociedad ha desarrollado sus actividades priorizando la prestación de un servicio público eficiente y de calidad, así como el adecuado cumplimiento de las obligaciones previstas en la licencia de distribución de gas natural por redes otorgada por el Estado Nacional. Las perspectivas de la Sociedad se encuentran condicionadas tanto por el contexto económico y social, como por todas aquellas decisiones que puedan afectar la referida licencia, en especial su renegociación acordada en julio de 2005 con el Estado Nacional por conducto de UNIREN (el Acta Acuerdo) y el marco legal en el que se desarrolla su actividad

En efecto, Gas Natural BAN, S A y sus accionistas tomaron en su momento la iniciativa de acompañar el proceso de renegociación establecido en la Ley N° 25 561, siendo el contrato de licencia oportunamente otorgado, el primer contrato público renegociado de la industria del gas en Argentina, suscribiendo la respectiva Acta Acuerdo el 20 de Julio de 2005 ratificada por Decreto 385/2006 del 20 de enero de 2006, la que en sus distintas disposiciones, previó la recomposición de la ecuación económico-financiera de la Distribuidora, mediante la realización de una Revisión Tarifaria Integral que dispondría una nueva tarifa que entraría en vigencia el 1 de agosto de 2006 Al respecto, desde entonces la Sociedad dio cumplimiento a todas las obligaciones previstas, incluida la suspensión del proceso arbitral ante el CIADI por parte de su accionista controlante

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

No obstante todas las gestiones realizadas hasta el presente, en el ámbito del proceso de la referida Revisión Tarifaria Integral, la Sociedad no ha visto recompuesto sus ingresos y además, no se han aplicado todas las actualizaciones tarifarias por IVC previstas en el Acta Acuerdo, tal como se describe en nota 1.2 2 y 1.2 3 a los Estados Financieros

Existen demoras en la aplicación de disposiciones tarifarias previstas en el marco regulatorio vinculadas al traslado a tarifas de mayores costos de compra de gas y de incremento de la carga fiscal por tasas municipales, así como compensación de saldos a favor de la Compañía derivados del Fondo Fiduciario Ley 25 565 (Subsidio Patagónico), tal como se expone con más detalle en notas 1 2 y 1 3, como también está pendiente la actualización de las tasas y cargos establecidas en la resolución ENARGAS N° I 2843/14

Los incrementos tarifarios otorgados a través de las resoluciones ENARGAS N° I 2407/12 y N° I 2843/14, a cuenta de la cláusula IV del Acta Acuerdo, resultaron insuficientes para cubrir los montos pendientes de percibir, el incremento de los costos operativos e inversiones, así como para asegurar la cadena de pagos Prueba de ello es que el incremento del margen de distribución desde la aprobación de la ley de emergencia hasta el 31 de diciembre de 2015, ha sido de 199%, incluida la resolución ENARGAS N° I 2843/14, en tanto que la variación, para el mismo período, del Índice de Precios Mayoristas resultó de 829%, el crecimiento del Índice de Salarios fue de 1 334%, el incremento de la tasa de fiscalización y control del ENARGAS creció 2 340% y la devaluación fue de 1 190%

En mayo de 2015 y en función de haber observado el ENARGAS la delicada situación económico-financiera de las compañías y concluido que requerían de un flujo de fondos excepcional hasta que se materialicen los procesos previstos en el Período de Transición Contractual y se concluya la RTI, la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias, mediante la Resolución N° 263/2015.

El retraso en la recomposición de los ingresos y el incremento de costos en todo este período, ha venido afectando seriamente la estructura del negocio, situación que, unida a las restricciones que el mercado financiero ha impuesto a la financiación de empresas de servicios públicos, ha llevado a la Compañía a una compleja situación financiera, que no se hubiera producido de haberse aplicado oportunamente lo previsto en el Acta Acuerdo y en el marco regulatorio

La Sociedad ha mantenido en forma oportuna y diligente, el reclamo de cumplimiento del Estado Nacional de sus obligaciones que surgen del Acta Acuerdo y ha demostrado su permanente vocación de crecimiento y excelencia en la calidad de servicio con un constante nivel de inversiones, adecuada gestión y mínimo endeudamiento

En este contexto se realizaron sobre finales del año 2015 distintas presentaciones tanto al ENARGAS, a la Secretaría de Energía y al Ministerio de Energía y Minería planteando nuevamente la situación de la Distribuidora y solicitando se disponga un ajuste tarifario transitorio hasta la RTI, a fin de permitir el desenvolvimiento de la

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

actividad y el mantenimiento de la cadena de pagos, en línea con lo establecido en el Acta Acuerdo

Resulta imprescindible la recomposición económico financiera de la Sociedad en línea con lo pactado con el Estado Nacional en el Acta Acuerdo, garantizando así los debidos ingresos de la Distribuidora para poder hacer frente a los gastos operativos y las inversiones necesarias para la prestación del servicio, así como para acceder a un mercado financiero que aporte fondos para dichas inversiones

Un paso en este sentido, lo constituyó lo dispuesto por las Resoluciones Nº 28/2016 y 31/2016 del Ministerio de Energía y Minería, que establecieron nuevos precios para el Gas Natural en el punto de ingreso en el sistema de transporte e instruyen al ENARGAS a llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral, respectivamente En consecuencia, el ENARGAS dictó la Resolución Nº I 3725/2016 que disponía los nuevos cuadros tarifarios transitorios, con vigencia a partir del 1º de abril de 2016, cuyo objetivo es cubrir en el corto plazo los costos del servicio, acometer el plan de inversiones anual e iniciar el demorado proceso de la RTI

Sin embargo, estas nuevas tarifas dispuestas a partir de las citadas resoluciones fueron objeto de distintos cuestionamientos y planteamientos judiciales en distintas jurisdicciones del país A raíz de esto, la Sociedad recibió del ENARGAS la Nota N°06827 de fecha 25 de julio de 2016, en la que informa que la Sala II de la Cámara Federal de La Plata en los autos "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad ("CEPIS") y Otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo" (Expte N° 8399/2016), ha resuelto con fecha 7 de julio de 2016 ". (2) . declarar la nulidad de las Resoluciones 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, retrotrayéndose la situación tarifaria a la existente previamente al dictado de ambas.. " por lo que ". la[s] Resolución[es] ENARGAS N° I 3725/2016 no ha sido declarada nula en dichos actuados, pero en la medida que la[s] misma[s] reconoce[n] como antecedente esas decisiones ministeriales, no es factible su aplicación hasta tanto se resuelva sobre la concesión o denegación del Recurso Extraordinario Federal interpuesto por el Estado Nacional y sus efectos, sin que ello implique desconocer la intrínseca juridicidad y apego a derecho de las normas en cuestión, dictadas por la administración, en ejercicio de sus legítimas potestades"

El 4 de agosto, la Sala II de la Cámara Federal de La Plata resolvió conceder con efecto devolutivo el Recurso Extraordinario deducido por el Estado Nacional y elevar las actuaciones a la Corte Suprema de Justicia de la Nación, lo que significa que la sentencia de la Cámara Federal debe cumplirse impidiendo la facturación con los cuadros tarifarios resultantes de las Res Nº 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación

La Sociedad espera que con la intervención de la Corte Suprema de Justicia de la Nación a partir de los recursos judiciales interpuestos por el Ministerio de Energía y Minería pueda reencausarse la aplicación de los cuadros tarifarios

Como ha sido política rectora de la Sociedad desde el inicio de sus actividades, los gestores han privilegiado aún con las dificultades apuntadas anteriormente, el cumplimiento continuo de los compromisos de la Licencia, especialmente respecto

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

del mantenimiento de la seguridad y calidad del servicio que brinda para la distribución de gas natural

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 11 de agosto de 2016

EL DIRECTORIO

Uriel O´Farrell
por Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

pwc

INFORME DE REVISIÓN SOBRE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS CONDENSADOS

A los señores Accionistas, Presidente y Directores de
Gas Natural BAN, S.A.
Domicilio legal: Isabel La Católica 939
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CUIT: 30-65786411-7

Introducción

Hemos revisado los estados financieros intermedios condensados adjuntos de Gas Natural BAN, S.A. (en adelante "la Sociedad") que comprenden el estado de situación financiera al 30 de junio de 2016, el estado de resultados integrales por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2016 y los estados de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de seis meses finalizado en esa misma fecha y notas explicativas seleccionadas.

Los saldos y otra información correspondientes al ejercicio 2015 y a sus períodos intermedios, son parte integrante de los estados financieros mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados en relación con esos estados financieros.

Responsabilidad de la Dirección

El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación de los estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE) como normas contables profesionales e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores (CNV) a su normativa, tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) y, por lo tanto, es responsable por la preparación y presentación de los estados financieros intermedios condensados mencionados en el primer párrafo de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 "Información Financiera Intermedia" (NIC 34).

Alcance de nuestra revisión

Nuestra revisión se limitó a la aplicación de los procedimientos establecidos en la Norma Internacional de Encargos de Revisión NIER 2410 "Revisión de información financiera intermedia desarrollada por el auditor independiente de la entidad", la cual fue adoptada como norma de revisión en Argentina mediante la Resolución Técnica N° 33 de FACPCE tal y como fue aprobada por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento (IAASB por sus siglas en inglés). Una revisión de información financiera intermedia consiste en la realización de indagaciones al personal de la Sociedad responsable de la preparación de la información incluida en los estados financieros intermedios condensados y en la realización de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de esta revisión es sustancialmente inferior al de un examen de auditoría realizado de acuerdo con las normas internacionales de auditoría, en consecuencia, una revisión no nos permite obtener seguridad de que tomaremos conocimiento sobre todos los temas significativos que podrían identificarse en una auditoría. Por lo tanto, no expresamos una opinión de auditoría sobre la situación financiera, los resultados integrales y el flujo de efectivo de la Sociedad.

pwc

Conclusión

Sobre la base de nuestra revisión, nada ha llamado nuestra atención que nos hiciera pensar que los estados financieros intermedios condensados mencionados en el primer párrafo del presente informe, no están preparados, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad 34.

Párrafo de énfasis

Sin modificar nuestra conclusión, queremos enfatizar la información contenida en la nota 1.3 de los estados financieros condensados intermedios adjuntos, que indica que la Sociedad afronta situaciones legales relacionadas con los aumentos tarifarios a aplicar que afectan su ecuación económica y financiera futura. Dichas circunstancias indican la existencia de una incertidumbre significativa que puede generar duda sustancial sobre la capacidad de la entidad para continuar como empresa en marcha.

Informe sobre cumplimiento de disposiciones vigentes

En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos, respecto de Gas Natural BAN, S.A., que:

a) los estados financieros intermedios condensados de Gas Natural BAN, S.A. se encuentran asentados en el libro "Inventarios y Balances" y cumplen, en lo que es materia de nuestra competencia, con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades y en las resoluciones pertinentes de la Comisión Nacional de Valores;

b) los estados financieros intermedios condensados de Gas Natural BAN, S.A. surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales de conformidad con normas legales;

c) hemos leído la reseña informativa y la información adicional a las notas a los estados financieros intermedios condensados requerida por el artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y por el artículo 12 °, Capítulo III, Título IV de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, sobre las cuales, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular;

d) al 30 de junio de 2016 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino de Gas Natural BAN, S.A. que surge de los registros contables de la Sociedad y de las liquidaciones de la sociedad ascendía a $9.079.858, no siendo exigible a dicha fecha.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 11 de agosto de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 160 F° 169

ES COPIA FIEL

Nº H 1344406

consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Buenos Aires 11/ 8/2016 01 0 T 51 Legalización Nº 119262

LEGALIZAMOS, de acuerdo con las facultades otorgadas a este CONSEJO PROFESIONAL por las leyes 466 (Art 2 inc d y j) y 20 488 (Art 21 inc r) la actuación profesional de fecha 11/ 8/2016 referida a BALANCE de fecha 30/ 6/2016 perteneciente a GAS NATURAL BAN S.A. 30-65786411-7 para ser presentada ante

y declaramos que la firma inserta en dicha actuación se corresponde con la que el Dr VIGLIONE RAUL LEONARDO 20-17254854-8 tiene registrada en la matricula CP Tº 0196 Fº 169 que se han efectuado los controles de matricula vigente y control formal de dicha actuación profesional de conformidad con lo previsto en la Res C 236/88, no implicando estos controles la emisión de un juicio técnico sobre la tarea profesional, y que firma en carácter de socio de PRICE WATERHOUSE & CO. Soc 2 Tº 1 Fº 17

JPB

LA PRESENTE LEGALIZACION NO ES VALIDA SI CAREDE DEL SELLO Y FIRMA DEL SECRETARIO DE LEGALIZACIONES

$ 1,00

CONSEJO PROFESIONAL DE CIENCIAS ECONOMICAS DE LA CIUDAD AUTONOMA DE BUENOS AIRES

Dr. DANIEL L. ZUNINO
CONTADOR PUBLICO (U.B.A.)
SECRETARIO DE LEGALIZACIONES

Gas Natural BAN, S.A.

Domicilio legal Isabel la Católica 939 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Ejercicios Económicos Nros. 25 y 24 iniciados el 1º de enero de 2016 y 2015
Estados Financieros al 30 de junio de 2016 y 2015

Actividad principal Prestación del servicio público de distribución de gas natural

Inscripción en el Registro Público de Comercio

Del estatuto	1º de diciembre de 1992
De la última modificación	27 de febrero de 2009

Registro en la Inspección General de Justicia 11673 - Libro 112 - Tomo A de Sociedades Anónimas

Fecha de vencimiento del contrato social 1º de diciembre de 2091

Sociedad controlante Invergas S A
Domicilio legal Isabel la Católica 939 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Actividad principal Inversora
Porcentaje de votos en poder de la sociedad controlante 51%

Composición del capital

Clase de acciones	*Suscripto, integrado e inscripto* $
Acciones ordinarias escriturales de V/N $1 de un voto en circulación	
Clase "A"	166 025 384
Clase "B"	159 514 582
	325 539 966

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Situación Financiera al 30 de junio de 2016 y 2015 (en pesos argentinos)

	Nota	30.06.16	31.12.15
		$	$
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedad, planta y equipo ("PP&E")	6 - Anexo A	1 381 282 673	1 314 759 929
Intangibles	7 - Anexo B	31 126 571	26 079 234
Créditos fiscales		33 441 211	33 441 211
Crédito por impuesto diferido	14	19 848 933	-
Otros creditos	9	8 275 678	16 193 613
Inversiones	Anexo D	4 074 054	-
Total del activo no corriente		1 478 049 120	1 390 473 987
ACTIVO CORRIENTE			
Existencias	10	14 083 375	11 645 083
Otros créditos	9	279 777 882	243 416 322
Créditos fiscales	8	47 034 869	8 739 367
Créditos por ventas	11	977 150 267	275 077 521
Inversiones	Anexo D	-	32 558 596
Efectivo y equivalente de efectivo	12	566 722 197	733 863 267
Total del activo corriente		1 884 768 590	1 305 300 156
Total del activo		3 362 817 710	2 695 774 143
PATRIMONIO			
Capital y reservas atribuibles a los accionistas mayoritarios			
Capital social		325 539 966	325 539 966
Ajuste integral del capital social		317 122 050	317 122 050
Reserva legal		55 953 898	48 389 358
Reserva facultativa		160 954 973	17 228 713
Resultados acumulados		(94 483 134)	151 290 800
Total del patrimonio		765 087 753	859 570 887
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Previsiones	13 - Anexo E	65 024 145	56 775 653
Pasivo por impuesto diferido		-	16 792 302
Otras deudas		31 997 896	31 899 031
Deudas fiscales		4 942 643	5 269 675
Deudas comerciales	16	133 162 967	219 739 706
Total del pasivo no corriente		235 127 651	330 476 367
PASIVO CORRIENTE			
Otras deudas		4 548 948	3 853 267
Remuneraciones y deudas sociales a pagar		17 098 295	17 553 841
Impuesto a las ganancias a pagar	22	-	103 636 096
Deudas fiscales	15	154 874 637	66 055 376
Deudas bancarias y financieras		14 547 350	14 594 524
Deudas comerciales	16	2 171 533 076	1 300 033 785
Total del pasivo corriente		2 362 602 306	1 505 726 889
Total del pasivo		2 597 729 957	1 836 203 256
Total del pasivo y patrimonio		3 362 817 710	2 695 774 143

Las Notas 1 a 29 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17
Dr Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C P C E C A B A T° 196 F° 169

Uriel O'Farrell
por Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Resultados Integrales por los períodos de seis y tres meses finalizados al 30 de junio de 2016 y 2015 (en pesos argentinos)

	Nota	30 06 16	30 06 15	Tres meses al 30 06 16	Tres meses al 30 06 15
		$	$	$	$
Ingresos por ventas y servicios	19	1 585 937 219	853 469 993	1 252 327 663	568 799 587
Costo de ventas	26 - Anexo F y H	(1 399 247 914)	(750 950 614)	(1 102 905 524)	(513 136 439)
Utilidad bruta		186 689 305	102 519 379	149 422 139	55 663 148
Gastos de					
Administracion	26 - Anexo H	(103 500 401)	(60 457 096)	(57 986 062)	(42 521 196)
Comercialización	26 - Anexo H	(256 471 931)	(164 035 564)	(149 183 047)	(79 936 819)
Otros ingresos	20	9 350 621	38 971 572	4 982 867	34 256 042
Perdida operativa		(163 932 406)	(103 001 709)	(52 764 103)	(32 538 825)
Reconocimiento asistencia económica Res Nº 263/15		-	257 500 000	-	257 500 000
(Pérdida) / Ganancia operativa		(163 932 406)	154 498 291	(52 764 103)	224 961 175
Resultados financieros netos - ganancia / (pérdida)	21	19 146 626	(30 342 033)	(15 451 918)	(31 809 175)
Generados por activos		104 434 955	34 418 966	38 557 827	17 714 944
Generados por pasivos		(85 288 329)	(64 760 999)	(54 009 745)	(49 524 119)
(Pérdida) / Ganancia antes del impuesto a las ganancias		(144 785 780)	124 156 258	(68 216 021)	193 152 000
Impuesto a las ganancias	23	50 302 646	(43 664 328)	23 684 277	(67 707 895)
Resultado integral del periodo - (Pérdida) / Ganancia		(94 483 134)	80 491 930	(44 531 744)	125 444 105
Resultado basico por acción atribuible a los accionistas mayoritarios - De las operaciones que continuan		(0,290)	0,247	(0,137)	0,385

Las Notas 1 a 29 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros.

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17
Dr Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C P C E C A B A T° 196 F° 169

Uriel O´Farrell
por Comision Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Cambios en el Patrimonio por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2016 y 2015 (en pesos argentinos)

Rubros	Aporte de los propietarios			Reserva legal	Reserva facultativa	Resultados acumulados	Total del patrimonio atribuible a los accionistas
	Capital social	Ajuste integral del capital social	Total Aporte de los propietarios				
	$	$	$	$	$	$	$
Saldos al 1° de enero de 2015	325 539 966	317 122 050	642 662 016	48 389 358	17 228 713	(62 606 001)	645 674 086
Ganancia del periodo						80 491 930	80 491 930
Saldos al 30 de junio de 2015	325 539 966	317 122 050	642 662 016	48 389 358	17 228 713	17 885 929	726 166 016
Resultado del periodo complementario de seis meses						133 404 871	133 404 871
Saldos al 1° de enero de 2016	325 539 966	317 122 050	642 662 016	48 389 358	17 228 713	151 290 800	859 570 887
Disposicion de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 14 04 16							
a Reserva legal				7 564 540		(7 564 540)	
a Reserva facultativa					143 726 260	(143 726 260)	
Pérdida del periodo						(94 483 134)	(94 483 134)
Saldos al 30 de junio de 2016	325 539 966	317 122 050	642 662 016	55 953 898	160 954 973	(94 483 134)	765 087 753

Las Notas 1 a 29 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17
Dr Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C P C E C A B A T° 196 F° 159

Uriel O'Farrell
por Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Flujo de Efectivo por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2016 y 2015 (en pesos argentinos)

	30 06 16 $	30 06 15 $
Resultado del período - (Pérdida) / Ganancia	(94 483 134)	80 491 930
Intereses sobre deudas bancarias, financieras y comerciales devengados en el período	45 305 942	57 912 253
Impuesto a las ganancias devengado en el período	(50 302 646)	43 664 328
AJUSTES PARA ARRIBAR AL FLUJO NETO DE EFECTIVO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES OPERATIVAS		
Depreciación de Propiedad, planta y equipo	43 626 598	37 770 024
Amortización de Intangibles	4 321 069	2 797 372
Aumento del cargo previsiones para deudores incobrables y otras deducidas del activo	31 666 606	30 313 979
Aumento cargo previsiones para juicios y contingencias	12 299 231	8 467 868
Resultado de bajas de Propiedad, planta y equipo por desafectación y/o ventas	3 491	(30 332 065)
CAMBIOS EN ACTIVOS Y PASIVOS		
(Aumento) / Disminucion de Créditos fiscales	(38 295 502)	72 260 654
Aumento de Otros créditos	(28 443 625)	(270 808 623)
Aumento de Existencias	(2 438 292)	(4 664 510)
Aumento de Creditos por ventas	(733 739 352)	(277 074 794)
Disminución de Previsiones	(4 050 739)	(9 324 568)
Aumento / (Disminución) de Deudas fiscales	88 492 229	(13 389 019)
Aumento de Otras deudas	794 546	6 334 625
Disminucion / (Aumento) de Remuneraciones y deudas sociales a pagar	(455 546)	231 357
Aumento de Deudas comerciales	784 922 552	376 452 110
Impuesto a las ganancias pagado	(89 974 684)	(3 517 423)
FLUJO NETO DE EFECTIVO (UTILIZADO EN) / GENERADO POR ACTIVIDADES OPERATIVAS	(30 751 256)	107 585 498
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adquisiciones de Propiedad, planta y equipo	(110 152 833)	(85 459 182)
Ventas de Propiedad, planta y equipo	-	9 947 034
Adquisición de Intangibles	(9 368 408)	(6 130 060)
Inversiones	28 484 542	(1 285 337)
FLUJO NETO DE EFECTIVO (UTILIZADO EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(91 036 697)	(82 927 545)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Intereses pagados deudas bancarias y financieras	(2 715 778)	(3 880 626)
Intereses pagados deudas comerciales	(42 590 165)	-
Vanación Deudas bancarias y financieras	-	46 378
FLUJO NETO DE EFECTIVO (UTILIZADO EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(45 305 943)	(3 834 248)
(DISMINUCIÓN) / AUMENTO NETO DE EFECTIVO	(167 093 896)	20 823 705
Efectivo y equivalente de efectivo neto al inicio del ejercicio	719 268 743	157 134 938
Efectivo y equivalente de efectivo neto al cierre del período	552 174 847	177 958 643

Se ha considerado como efectivo y equivalentes de efectivo neto, el dinero en efectivo, cuentas corrientes bancarias, inversiones a corto plazo de alta liquidez (vencimiento original de tres meses o menos al momento de la adquisición) neto de giros en descubierto habituales

En el Estado de Situación Financiera, los giros en descubierto se incluyen en deudas bancarias y financieras en el pasivo corriente

Las Notas 1 a 29 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17
Dr Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C P C E C A B A T° 196 F° 169

Uriel O'Farrell
por Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015

1. Información general

1.1 Constitución de la Sociedad

La Sociedad Licenciataria Gas Natural BAN, S A (originariamente Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte S A) fue constituida el 24 de noviembre de 1992, como consecuencia de las Leyes Nros 23 696 y 24 076 y el Decreto N°1 189/92, mediante los cuales se dispuso la privatización de los servicios de transporte y distribución de gas natural y se resolvió la constitución de las sociedades que recibirían las licencias para operar dichos servicios La venta de los paquetes accionarios mayoritarios de las referidas sociedades se efectuó a través de la convocatoria a licitación pública internacional

A través del Decreto N°2 460/92 del Poder Ejecutivo Nacional se otorgó la licencia para la prestación del servicio público de distribución de gas a la Sociedad, b operación de los bienes aportados por Gas del Estado Sociedad del Estado ("GdE") por un plazo de 35 años, prorrogable por 10 años más, siempre que se de cumplimiento en lo sustancial a las obligaciones impuestas por la licencia

La privatización se perfeccionó a través del Contrato de Transferencia suscrito por el Estado Nacional, representado por el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos ("MEyOSP"), GdE y el Consorcio adjudicatario, Invergas S A Simultáneamente se recibieron los activos afectados a la prestación del servicio público de distribución de gas natural en el área adjudicada La toma de posesión se produjo el 29 de diciembre de 1992 a las cero horas, momento en que se iniciaron efectivamente las operaciones.

1.2 Marco Regulatorio

1.2.1 Aspectos generales

El marco regulatorio básico aplicable a las actividades de la Sociedad está establecido en la Ley del Gas N° 24 076 ("LG"), promulgada en junio de 1992, y reglamentada por los Decretos Nº1189/92, 1738/92, 1186/93, 2731/93, 692/95, 951/95 y 1020/95, el Decreto Nº2460/1992 que otorga la Licencia para la prestación del servicio, las regulaciones dictadas por el ENARGAS, y la documentación relacionada con la privatización de Gas del Estado, que incluye el Pliego, el Contrato de Transferencia del paquete accionario de la Sociedad, y la Licencia. Dichas disposiciones se encuentran hoy afectadas por la Ley de Emergencia y/o modificadas por el Acta Acuerdo

La LG tiene como finalidad, entre otras, (i) proteger los intereses del público consumidor de gas, (ii) promover mercados competitivos, (iii) regular la venta, transporte y distribución del gas natural, (iv) asegurar una producción suficiente para satisfacer las necesidades internas, (v) establecer un régimen tarifario equitativo congruente con las normas internacionales vigentes en países con condiciones similares de mercado, (vi) asegurar las inversiones a largo plazo y (vii) promover la protección del medio y el eficaz transporte, almacenamiento, suministro y uso del gas

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

natural A fin de alcanzar dichos objetivos la LG establece que una sociedad distribuidora de gas natural no debe hacer diferencias entre los clientes y debe ofrecer acceso abierto a todos los usuarios a cualquier capacidad disponible en el sistema de distribución

Además, la LG prohíbe a las empresas de transporte comprar o vender gas natural, e impide que (i) los productores, almacenadores, distribuidores o consumidores que contraten directamente con los productores de gas natural tengan una participación controlante (conforme con el artículo 33 de la Ley de Sociedades Comerciales) en una sociedad transportadora, (ii) los productores, almacenadores y transportadores de gas natural tengan una participación controlante en un sociedad distribuidora, (iii) los consumidores que compren gas natural directamente de los productores tengan una participación controlante en una empresa distribuidora en el área geográfica donde se encuentren, y (iv) los comercializadores tengan una participación controlante en las sociedades transportadoras o distribuidoras Las prohibiciones mencionadas se extienden a las sociedades controladas por, controlantes de o sujetas a control común de aquellas que se encuentren alcanzadas por la prohibición

A partir de la Ley de Emergencia, también conforman el marco regulatorio de la actividad los Decretos Nº180 y 181/2004 y todas las restantes normas dictadas a su amparo

Las modificaciones introducidas por la Ley Nº26 361 a la Ley de Defensa del Consumidor (Ley N°24 240), también tornan directamente aplicables sus disposiciones respecto de los servicios que presta la Sociedad

1.2.2 Tarifas– Reseña de periodos hasta el 2015

El esquema tarifario original fue establecido por la LG, el Decreto Reglamentario Nº1738/1992 y la Licencia La tarifa que abona el cliente es el resultado de considerar (1) el precio del gas negociado por la Sociedad y reconocido por el ENARGAS, (2) el costo de transporte reconocido en tarifa y, (3) el margen de distribución El régimen tarifario adoptado es básicamente equivalente al sistema de "tarifa máxima" o "price-cap" con determinados ajustes previstos en el marco regulatorio

El esquema original de determinación de la tarifa fijado en el Marco Regulatorio ha sido modificado por la Ley de Emergencia y lo convenido por la Sociedad con el Estado Nacional en el Acta Acuerdo

En efecto, la Ley de Emergencia dispuso que en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedarían sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio Además, estableció que los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedarían establecidos en pesos a la relación de cambio $ 1 = U$S 1.

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

La misma Ley de Emergencia autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos mencionados precedentemente y, respecto a los que tuvieran por objeto la prestación de servicios públicos, la norma estableció que deberían tomarse en consideración el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos, la calidad de los servicios y los planes de inversión - cuando ellos estuviesen previstos contractualmente-, el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios, la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas

Por su parte, en el Acta Acuerdo se convino la renegociación integral de la Licencia, conforme a la Ley de Emergencia y demás normas relativas a la emergencia, procurando preservar, en el marco de dichas normas, los principios y aspectos sustantivos de la LG y las regulaciones que de ella se derivan Las pautas principales contenidas en el Acta Acuerdo relacionadas con las tarifas de la Sociedad preveían (i) la fijación de un régimen tarifario de transición que contempla un incremento del 25 % del margen de distribución en promedio a partir del 1° de noviembre de 2005 aplicable solo a los clientes de las categorías R1, R2 y R3 a partir del 1° de enero de 2006, (ii) la fijación de un sistema de revisión tarifaria durante el régimen de transición que contempla la variación de los costos relacionados con la prestación del servicio, (iii) un aumento promedio del 2 % sobre la tarifa de distribución a partir del 1° de noviembre de 2005, aplicable a los clientes de las categorías R1, R2 y R3 a partir del 1° de enero de 2006, para ser asignado a la ejecución de obras de ampliación del sistema de distribución en áreas de baja densidad poblacional, preestablecidas en el Acta Acuerdo; (iv) la realización de una revisión tarifaria integral ("RTI") entre la fecha de suscripción del Acta Acuerdo y el 30 de junio de 2006 para la fijación de un nuevo régimen de tarifas máximas por un plazo de 5 años, (v) la fijación de un régimen de tarifa social destinado a hogares indigentes de la zona de distribución de Gas Natural BAN, S A , cuyo costo será soportado por aportes del Estado Nacional, por una reducción en la carga fiscal de los consumos de gas natural que realicen los beneficiarios, el aporte de los usuarios no comprendidos en el régimen y el aporte de la Sociedad

En relación al proceso de RTI, el mismo debe contemplar mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución de Gas Natural BAN, S A , a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio e implementar métodos adecuados para incentivar y medir en el tiempo, las mejoras en la eficiencia de la prestación del servicio por parte de la Licenciataria

En septiembre de 2008, el ENARGAS dictó la Resolución ENARGAS N° I/409, la que complementando a la segmentación tarifaria del Decreto N°181/04 reestructuró la tarifa de los clientes residenciales, generándose una tarifa progresiva en donde a mayor consumo de gas, mayor es la tarifa volumétrica facturada

Con fecha 23 de diciembre de 2008 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°577/2008, que implicó un ajuste en los cuadros tarifarios por incrementos exclusivamente en el segmento de precio del gas en boca de pozo Esta Resolución fue dictada dos meses después de las Resoluciones 445/2008 y su complementaria, la

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Resolución N°466/2008 en las que el ENARGAS había modificado los cuadros tarifarios para hacer lugar, tanto al incremento del margen de distribución de Gas Natural BAN, S.A , en virtud de la aplicación del Acta Acuerdo en la parte pertinente a los incrementos por reconocimiento del efecto de la variación de precios (cláusula 4 2 y 4 4 del Acta Acuerdo (IVC)) autorizados a la fecha, como al incremento del precio del gas en boca de pozo (este último producto del acuerdo entre la Secretaría de Energía y los productores de gas, fue homologado mediante la Resolución N°1070/2008 de la Secretaría de Energía)

Asimismo, en la Resolución N°I/445/2008 se ha considerado la incidencia de las medidas dispuestas por el ENARGAS en la Resolución N°3 729/2007 y, definiendo que, en caso de existir una diferencia entre el ajuste tarifario acordado y las sumas adeudadas, que a través de dicho ajuste puedan ser saneadas, la misma deberá ser considerada a cuenta del resultado que arroje la RTI

En diciembre de 2012, el ENARGAS emitió la Resolución N°I-2407/12 que implementa una grilla de montos fijos diferenciados según las distintas categorías tarifarias vigentes a incluir en las respectivas facturas a fin de poder llevar adelante una serie de obras y proyectos de infraestructura, mantenimiento correctivo de las instalaciones y otros aspectos relativos al servicio

En diciembre de 2013, el ENARGAS emitió la Resolución N° I 2767/13 a través de la cual, a los fines de optimizar los procesos de aprobación, ejecución, control y seguimiento de los proyectos incluidos en el Plan de Inversiones, estableció que cada uno de ellos debe clasificarse bajo la característica "Obra por Protocolo de Seguimiento" u "Obra por Certificación de Avance", siendo los encuadrados como "Obra por Certificación de Avance" los que serán ejecutadas de acuerdo al Contrato de Fideicomiso y, en consecuencia, los valores correspondientes a los montos fijos asociados a estas obras depositados en el Fideicomiso Las obras por "Protocolo de Seguimiento" serán ejecutadas y administradas por la Distribuidora y afrontadas por ella con los montos fijos percibidos conforme la Resolución N° I 2407/12 El ENARGAS hará las correspondientes auditorías de control y el encuadre de los proyectos será definido por el Comité de Ejecución

Los importes percibidos por Gas Natural BAN, S A con motivo de este mecanismo serán considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco del régimen tarifario de transición y como ingresos en función de la cláusula cuarta del Acta Acuerdo

En abril de 2014 en el marco del esquema de readecuación de subsidios encarado por el Gobierno Nacional conjuntamente con el dictado de la Resolución, SE N° 226 que fijó nuevos precios del gas en boca de pozo, considerando el pedido efectuado por la Sociedad respecto de la necesidad de contar con recursos adicionales para la prestación del servicio y los términos del Acta Acuerdo, el ENARGAS dictó la Resolución Nº I 2843/14 por medio de la cual se aprobaron cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1° de abril, 1° de junio y 1° de agosto de 2014 Estos cuadros reflejan el mismo mecanismo de racionalización de consumo previsto en la Resolución SE N° 226 y, en consecuencia, incrementos escalonados de precio con valores

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

diferenciales para los usuarios residenciales y del servicio general P que registren ahorro superior al 20% o de entre el 5 % y el 20 % del mismo bimestre/mes del año anterior y para los usuarios sin ahorro en su consumo o con ahorro menor al 5% respecto a igual bimestre del año anterior Bajo este esquema los primeros no tienen incremento, los segundos la mitad del incremento y los terceros la totalidad

Ambas Resoluciones contemplan que a los usuarios esenciales y aquellos exceptuados del pago del cargo Decreto N° 2067/08 se aplica el cuadro sin incremento En razón de ello y para unificar los distintos esquemas de excepción aplicables conforme la normativa vigente, el ENARGAS dictó la Resolución I N° 2905 mediante la que se aprobó la creación del Registro de Exceptuados a la Política de Redireccionamiento de Subsidios

Los cuadros tarifarios de la Resolución N° I 2843/14 contienen un incremento asimétrico entre los componentes tarifarios, gas, transporte y distribución siendo el ajuste del valor gas muy superior. Esta disparidad ha generado distintos efectos adversos para la Sociedad que implican mayores gastos Independientemente de los efectos adversos generados por dicha asimetría, el incremento del margen de distribución, castigado por el esquema de ahorro incluido en los nuevos cuadros tarifarios, no alcanzó a cubrir los aumentos de los gastos operativos Así, el ajuste tarifario de la Resolución N° I 2843/14 no permitió mejorar la delicada situación económico financiera de la Distribuidora ante la falta de cumplimiento del Acta Acuerdo, como así tampoco cumplir el objetivo perseguido de generar ingresos que permitan cubrir durante el período de transición sus costos operativos y el mantenimiento de la cadena de pagos

En el mes de junio de 2015 el ENARGAS fijó nuevos cuadros tarifarios para el servicio de transporte de gas natural aplicables por ambas Licenciatarias de transporte De acuerdo a lo establecido en las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, el 5 de junio de 2015 el ENARGAS también dictó la Resolución N° I 3350 que aprueba los cuadros tarifarios para el área de Gas Natural BAN,S A. que reflejan los cambios verificados en la tarifa de transporte y la totalidad de los componentes tarifarios

Posteriormente mediante Resolución N° 263/2015 la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del servicio de distribución de gas natural a cargo del Estado Nacional Esta medida fue tomada en función de haber observado el ENARGAS la delicada situación económico-financiera de las compañías y concluido que requieren de un flujo de fondos excepcional hasta que se materialicen los procesos previstos en el Período de Transición Contractual y se concluya la RTI

La asistencia económica debió efectivizarse en diez cuotas consecutivas con vigencia a partir de 1° de marzo de 2015 y ser destinada a solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de gas natural por redes y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral Con fecha 27 de julio de 2016 el Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución N°138/2016, publicada el 1° de agosto de 2016 en el boletín oficial, determinando el pago de la

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

asistencia económica transitoria a favor de Gas Natural BAN, S A por la suma de $108 150 000 correspondiente a las cuotas pendientes de octubre, noviembre y diciembre 2015 Sin embargo, a la fecha de los presentes estados financieros, dicho cobro se encuentra pendiente de acreditación por parte de la Sociedad

1.2.3 Tarifas – Reseña periodo 2016

Esta nota debe ser leída en conjunto con las notas 5 4 y 29.

En enero del corriente año ante la finalización de la asistencia económica transitoria Gas Natural BAN, S A volvió a plantear al Ministerio de Energía y Minería ("MEyM") su situación económico-financiera y la necesidad de un ajuste tarifario conforme las prescripciones del Acta Acuerdo.

El 28 de marzo de 2016, el MEyM, mediante la Resolución N°28/2016, estableció nuevos precios para el gas natural en el punto de ingreso en el sistema de transporte, con vigencia a partir del 1° de abril de 2016, donde se introduce un esquema de *bonificación para usuarios residenciales que registren un ahorro en su consumo igual o* superior al 15% respecto al mismo período del año anterior También para aquellos usuarios que justifiquen una menor capacidad de pago y por lo tanto se vean imposibilitados de abonar los cuadros tarifarios finales, se dispuso una tarifa final diferenciada denominada "Tarifa Social" que consiste en una bonificación del 100% del precio de gas natural incluido en la tarifa

Con fecha 29 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 31/16 por la que estableció e instruyó al ENARGAS a llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral en un plazo no mayor a un año desde la fecha de la Resolución También instruyó al ENARGAS a que efectúe, sobre la base de la situación económico financiera de las empresas Licenciatarias y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral, una adecuación de las tarifas de transición, a exigir el cumplimiento de un Plan de Inversiones Obligatorias para las Licenciatarias y a establecer los Cuadros Tarifarios correspondientes a la Tarifa Social

En consecuencia, el ENARGAS dictó la Resolución N° I 3725 publicada en el Boletín Oficial el 4 de abril de 2016 con los nuevos cuadros tarifarios para Gas Natural BAN, S A. vigentes a partir del 1° de abril de 2016, que contemplan la ejecución de un Plan de Inversiones Obligatorias por parte de la Licenciataria por un monto total de $356,7 millones Asimismo, dicha resolución instruye a Gas Natural BAN, S A a (i) discontinuar la inclusión de los importes derivados del cargo instituido por el Decreto N°2067/2008, y (ii) que el cobro de las facturas de servicio que emite en forma bimestral, se instrumente como una obligación de pago mensual, estableciendo para ello dos pagos mensuales equivalentes cada uno de ellos al 50% del importe total de la *factura bimestral, distantes treinta días uno del otro Por último, la misma resolución* establece que Gas Natural BAN, S A. no podrá distribuir dividendos sin la previa acreditación ante el ENARGAS del cumplimiento integral del Plan de Inversiones Obligatorias

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

El esquema tarifario dispuesto por el ENARGAS en la citada resolución establece una tarifa plena para todos los usuarios, una tarifa con bonificación en el precio del gas natural para los usuarios residenciales que registren ahorro de consumo igual o superior al 15 % respecto a igual año anterior y una tarifa social con bonificación del 100% del precio del gas natural para aquellos usuarios de situación socioeconómica vulnerable que califiquen para ser beneficiarios del régimen, que estén inscriptos en el registro dispuesto por la Resolución ENARGAS N° I-2 905/2014 con las modificaciones introducidas en virtud de lo dispuesto por el artículo 5 de la Resolución N° 28/2016 del MEyM (relativo a la tarifa social) y aquellos que se incorporen en el futuro en virtud de la Resolución Nº 28/2016 El 6 de mayo de 2016, mediante Resolución ENARGAS N°3784/2016, se adecua el Registro de Exceptuados a la Política de Redireccionamiento de Subsidios del Estado Nacional

Las nuevas tarifas dispuestas a partir de las Resoluciones del MINEM N° 28/2016, 31/2916 y del ENARGAS N° 3725/2016 fueron objeto de distintos cuestionamientos y planteamientos judiciales en distintas jurisdicciones del país (ver notas 5 4 y 29)

A raíz de los referidos planteos, el Gobierno Nacional en conjunto con los Gobiernos Provinciales evaluaron la situación, considerando que como consecuencia del pronunciado retraso en los precios de gas en boca de pozo, en determinados casos las nuevas tarifas resultaron en un incremento significativo del monto de las facturas, especialmente en jurisdicciones en las que el precio del gas no se actualizaba desde el año 2008 debido a diversas medidas judiciales en distintas jurisdicciones que incidían en la aplicación de la normativa general

En este contexto el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 99 de fecha 6 de junio del corriente en la que dispuso un límite al incremento tarifario de 400% para los usuarios residenciales y de 500% para los usuarios comerciales del servicio General P servicio completo, a ser aplicado como un descuento sobre los precios del gas Mediante la Resolución N° 3843 el ENARGAS dispuso la metodología de cálculo de este límite, basada en comparar para el período corriente de consumo, el monto de facturación resultante de aplicar el cuadro tarifario actual y el cuadro vigente al 31° de marzo de 2016 Los montos por encima del tope fijado integran una bonificación al usuario a consignar expresamente en las facturas y para las prestadoras del servicio de distribución será un descuento sobre los precios a ser facturados por los proveedores de gas Según lo establecido en la citada resolución, esta bonificación no suponía una reducción en el margen para las Distribuidoras

Posteriormente el Ministerio de Energía y Minería habida cuenta la profusión de medidas judiciales con resultados dispares y la afectación de la aplicabilidad del régimen de tarifa social para proteger a los sectores más vulnerables de la población, dictó nuevas medidas con el objetivo de mitigar el impacto del incremento de consumo registrado a partir del mes de abril del corriente y el camino de la normalización de precios y tarifas En este sentido, el 12 de julio de 2016, el MEyM a través de la Resolución N° 129/2016 modifica la Resolución N° 99/2016 e instruye al ENARGAS a fin de que disponga las medidas necesarias para que durante el año 2016, el monto total, impuestos incluidos, de las facturas que emitan las prestadoras del servicio

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

público de distribución de gas por redes de todo el país, que los usuarios residenciales (categoría R y sus subcategorías) y categoría Servicio General P con servicio completo deban abonar por consumos realizados a partir del 1° de abril de 2016, no superen en más de un 400% y un 500%, respectivamente, el monto total de la factura emitida al mismo usuario con relación al mismo período de facturación correspondiente al año anterior También se instruyó al ENARGAS a concluir el antes del 31 de diciembre de 2016 el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral y convocar a la audiencia pública antes del 31 de octubre de 2016

Por otra parte, con fecha 26 de julio de 2016, la Sociedad recibió del ENARGAS la Nota N°06827 de fecha 25 de julio de 2016, en la que informa a la Sociedad que la Sala II de la Cámara Federal de La Plata en los autos "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad ("CEPIS") y Otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo" (Expte N° 8399/2016), ha resuelto con fecha 7 de julio de 2016 " (2) declarar la nulidad de las Resoluciones 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, retrotrayéndose la situación tarifaria a la existente previamente al dictado de ambas " por lo que " la[s] Resolución[es] ENARGAS N° I 3725/2016 . no ha sido declarada nula en dichos actuados, pero en la medida que la[s] misma[s] reconoce[n] como antecedente esas decisiones ministeriales, no es factible su aplicación hasta tanto se resuelva sobre la concesión o denegación del Recurso Extraordinario Federal interpuesto por el Estado Nacional y sus efectos, sin que ello implique desconocer la intrínseca juridicidad y apego a derecho de las normas en cuestión, dictadas por la administración, en ejercicio de sus legítimas potestades ".

El 4 de agosto, la Sala II de la Cámara Federal de La Plata resolvió conceder con efecto devolutivo el Recurso Extraordinario deducido por el Estado Nacional y elevar las actuaciones a la Corte Suprema de Justicia de la Nación, lo que significa que la sentencia de la Cámara Federal debe cumplirse impidiendo la facturación con los cuadros tarifarios resultantes de las Res. Nº 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

Cabe destacar, que si bien la Sociedad no es parte en la causa judicial indicada, y basándose en el fallo "CEPIS" y las Resoluciones y Notas del ENARGAS citadas precedentemente, la Sociedad ha decidido considerar en los Estados Financieros el efecto de dicha resolución judicial, tomando las tarifas vigentes al 31 de marzo de 2016 para la determinación de sus ventas y costos de gas y transporte

Adicionalmente, a la fecha de emisión de los presentes estados financieros la Sociedad se encuentra imposibilitada de facturar y reconocer los ingresos generados por los nuevos cuadros tarifarios, por la existencia de distintas medidas cautelares en los partidos de La Matanza, Pilar, Escobar y Mercedes (ver notas 5 4 y 29).

Toda esta situación está generando una afectación económico-financiera a la Licenciataria y consecuentemente en la cadena de pagos y que de prolongarse, y no siendo subsanada por otro medio, no puede asegurarse que la Sociedad pueda en el futuro continuar operando bajo el principio contable de "empresa en marcha"

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Sin perjuicio de lo expuesto, si la Corte Suprema de Justicia de la Nación resolviera favorablemente y permitiera facturar con los cuadros tarifarios establecidos por la Resolución ENARGAS Nº I 3725/2016, la ganancia operativa de la Sociedad se vería incrementada a $211,1 millones y su consiguiente resultado integral del período de seis meses equivaldría a una ganancia de $149,3 millones y el Patrimonio Neto alcanzaría la cifra de $1 008,9 millones

1.2.4 Traslado a tarifas del costo del gas

El Marco Regulatorio de la Industria del Gas prevé el traslado del costo de adquisición de gas a las tarifas de distribución en su exacta incidencia, con el objeto de que tales insumos resulten neutros y por tanto no produzcan beneficios o pérdidas al distribuidor (art 37 inc 5 del Decreto N°1 738/1992)

No obstante dicha previsión en distintas oportunidades el ENARGAS limitó el reconocimiento de los precios acordados con los productores, medidas que fueron oportunamente recurridas por la Sociedad

Con posterioridad al Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (el "Acuerdo"), celebrado entre los productores de gas y la Secretaría de Energía para el establecimiento de un sendero de recuperación de precios de gas, homologado por la Resolución del MPFIP y S Nº208/04, el ENARGAS dictó la Resolución N°3 009, mediante la cual aprobó, en forma provisoria, el cuadro tarifario para el período invernal del año 2004.

Ulteriormente, a través de la Resolución N°3 096 del 28 de octubre de 2004, el ENARGAS aprobó en forma provisoria los cuadros tarifarios de Gas Natural BAN, S.A. para el período estival comprendido entre el 1° de octubre de 2004 y el 30 de abril de 2005, limitando el traslado a tarifas del precio pagado por la Sociedad para la adquisición de gas natural Esta Resolución fue recurrida por Gas Natural BAN, S A en sede administrativa, recurso que se encuentra pendiente de resolución

Mediante las Resoluciones N°3 205/2005 y Nº3 232/2005, el ENARGAS aprobó, también en forma provisoria, los cuadros tarifarios de Gas Natural BAN, S A correspondientes al período invernal mayo a junio de 2005, limitando el traslado a tarifas del costo de gas para los clientes residenciales

En la Resolución N°3 461/06, el ENARGAS autorizó el traslado a tarifas del último escalón de precios contemplado en el Acuerdo

Teniendo en cuenta el vencimiento del Acuerdo y la necesidad de atender el abastecimiento de gas para el mercado interno, la Secretaria de Energía dictó la Resolución N° 599 del 13 de junio de 2007 mediante la cual homologó la propuesta para un nuevo Acuerdo con Productores de Gas Natural por el período 2007-2011

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont)

El ENARGAS no realizó ajustes de precio del gas en boca de pozo desde octubre de 2005 hasta septiembre de 2008, situación que ha derivado en un menor ingreso para la Sociedad correspondiente a la provisión de los segmentos Residencial, P1 y P2

En la Resolución ENARGAS Nº I/445 se incluyeron los incrementos en los precios de gas en boca de pozo establecidos por la Resolución S E Nº1 070/2008 -que ratifica el Acuerdo Complementario con los Productores de Gas Natural- para las distintas categorías de usuarios, quedando sin alteraciones los precios del gas destinado a los usuarios R1, R21, R22 y SDB Esta Resolución, al igual que la posterior Resolución ENARGAS N° I/577 que estableció un nuevo incremento en los precios de gas de las subcategorías R31, R32, R33 y R34, no contempla el recupero de los menores ingresos derivados de la situación referida en el párrafo anterior A partir de lo resuelto por la UNIREN en su nota N°120 del 11 de febrero de 2009, esta cuestión deberá ser tratada en el proceso de RTI

En función a lo expuesto, los mayores costos por compra de gas pendientes de traslado ascienden aproximadamente al 30 de junio de 2016 a $39,9 millones

En abril de 2014 en el marco de proceso de reasignación de subsidios encarado por el Gobierno Nacional, la Secretaría de Energía de la Nación dictó la Resolución N° 226 que fijó nuevos precios para el gas natural de los usuarios residenciales y comerciales, conjuntamente con la aplicación de un esquema de racionalización del uso del fluido Se fijaron incrementos escalonados de precio con vigencia a partir de los meses de abril, junio y agosto de 2014 con valores diferenciales para los usuarios que registren ahorro superior al 20% respecto a igual bimestre/mes del año anterior, ahorro entre el 5 % y el 20 % respecto del mismo bimestre/mes del año anterior y para el resto de los usuarios de servicio completo y mercado GNC

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°231 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan de Inversiones Hidrocarburíferas, mediante la cual se determinó que " *el precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte destinado al suministro de gas natural comprimido (GNC) en estaciones de servicio, se modificará en el mismo porcentaje en que se haya modificado el precio promedio ponderado, sin impuestos, país en planta de la nafta súper* " con lo cual se busca alinear las variaciones de ambos productos que actúan como sustitutos de un mismo mercado

El 28 de marzo de 2016, con el objetivo de promover inversiones en exploración y explotación de gas natural a fin de garantizar su abastecimiento y de emitir señales económicas claras y razonables, mediante la Resolución del Ministerio de Energía y Minería Nº 28/2016 se determinaron nuevos precios en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para el gas natural, los cuales fueron reflejados en los cuadros tarifarios aprobados para Gas Natural BAN, S A en la Resolución ENARGAS Nº I 3725/2016

Posteriormente el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 34 que derogó la normativa que impedía a las prestatarias de servicios de distribución de gas por

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

redes adquirir gas natural para proveer a estaciones de carga de GNC y estableció los precios del gas natural para este mercado

El ENARGAS dictó en consecuencia la Resolución N° 3766 con los cuadros tarifarios para los servicios de venta GNC firme e interrumpible vigentes a partir del 1° de mayo de 2016

1.2.5 Licencia

1.2.5.a) Vigencia

Conforme la Ley N°24 076 la Licencia se otorga por un plazo de 35 años, a cuyo vencimiento la licenciataria tendrá derecho a una única prórroga de 10 años (arts 5° y 6°), siempre que haya dado cumplimiento a sus obligaciones, teniendo derecho a participar en la Nueva Licitación e incluso a equiparar la mejor oferta de terceros a fin de ser habilitado por un nuevo período de 35 años, a cuya finalización tendrá derecho a una prórroga por 10 años

En efecto, la Licenciataria cuenta con las siguientes opciones·

i. Establecer como su oferta en la Nueva Licitación un precio igual y no menor al Valor de Tasación (el cual representa el valor del negocio de prestar el servicio licenciado tal como es conducido por la Licenciataria a la fecha de la valuación, como empresa en marcha y sin tomar en consideración las deudas)

ii Ante la alternativa que ninguna oferta presentada en la nueva Licitación supere el valor de tasación, a la Licenciataria le asiste el derecho de continuar con la Licencia por un nuevo período (podrían ser 45 años más), sin realizar pago alguno

iii Ante la alternativa que una oferta de la Nueva Licitación supere el valor de tasación definido en el punto i., le asiste a la Licenciataria el derecho de igualar la misma y continuar con la Licencia por un nuevo período (podrían ser 45 años más), previo pago de la diferencia entre ambos valores

iv Ante la alternativa que una oferta de la Nueva Licitación supere el valor de tasación definido en el punto i., y la Licenciataria no ejerza el derecho de igualar la misma, el período licenciado finaliza y tiene derecho a recibir como compensación por la transferencia de los activos esenciales a la nueva Licenciataria, el valor de tasación definido en el punto i

Si, habiendo vencido el plazo de la prórroga de la Licencia, la Licenciataria hubiera decidido no participar en la Nueva Licitación, entonces tendrá derecho a cobrar el menor de los siguientes dos valores (i) el valor libros de los activos esenciales, y (ii) el producido neto de la Nueva Licitación

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

De acuerdo con lo expuesto precedentemente se concluye que la Licenciataria tiene derecho a (i) optar por prorrogar la Licencia, (ii) participar en la Nueva Licitación, y (iii) igualar la mejor oferta presentada en la Nueva Licitación ("first refusal")

1.2.5.b) Caducidad

La Licencia estableció un sistema de sanciones para el supuesto de que Gas Natural BAN, S A incumpla las obligaciones que ella impone, entre las que se incluyen apercibimientos, multas y la caducidad de la Licencia. Las sanciones de apercibimiento y multas pueden ser determinadas por el ENARGAS en base, entre otras consideraciones, a la gravedad del incumplimiento o de sus efectos para el interés público Se pueden aplicar multas de hasta US$500 000 (importe que ha sido pesificado en virtud de la Ley de Emergencia) en caso de repetirse los incumplimientos

La caducidad de la Licencia sólo puede ser declarada por el Poder Ejecutivo de la Nación, ante una recomendación del ENARGAS La Licencia especifica varias causales de caducidad, incluyendo, entre otras, i) el incumplimiento grave y reincidente de las obligaciones a cargo de la Licenciataria, ii) la interrupción del 35% o más del servicio de la Sociedad durante 15 días consecutivos o 30 días no consecutivos durante el año calendario o la interrupción del 10% o más del servicio de la Sociedad durante 30 días consecutivos o 60 días no consecutivos durante un mismo año calendario, siempre que en cualquiera de tales casos dicha interrupción se deba a razones imputables a Gas Natural BAN S A , iii) el abandono en la prestación del servicio, iv) la desobediencia de una orden impartida por la Autoridad Regulatoria que haya quedado firme, v) el incumplimiento de las tarifas El Estado Nacional puede asimismo declarar la caducidad de la Licencia en el supuesto de (i) violación de las restricciones establecidas en el Pliego y el Contrato de Transferencia en relación con la transferencia de acciones de Gas Natural o Invergas, (ii) violación de las restricciones establecidas en la LG y en el Pliego con relación a la titularidad cruzada entre producción, transporte y distribución de gas o (iii) intento de Gas Natural BAN, S A , sin la aprobación del ENARGAS, de transferir la Licencia, o la transferencia o gravamen de los Activos Esenciales de la Sociedad o la utilización por parte de Gas Natural BAN, S.A. de tales activos para fines distintos de aquellos establecidos en la Licencia

Sin perjuicio de ello, la Licencia establece que, salvo en los casos de quiebra o disolución o liquidación de la Licenciataria en los que no se requiere intimación previa, Gas Natural BAN, S A debe ser notificada y debe dársele la oportunidad de subsanar tal incumplimiento antes de la declaración de caducidad.

Cabe señalar que la sola presentación en concurso preventivo no importa la configuración de una causal de caducidad de la Licencia En similar sentido, el Decreto Nº1834/2002 establece que la sola "presentación" en concurso preventivo o la "solicitud" de quiebra de la Sociedad Licenciataria de servicios públicos, no da lugar a la rescisión del contrato de licencia, conservando por tanto, sus derechos bajo la licencia y a la percepción de la tarifa correspondiente.

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont)

Si el Estado Nacional dispusiera la caducidad de la Licencia con anterioridad al vencimiento de su plazo completo a causa del incumplimiento por parte de Gas Natural BAN, S A , el Estado Nacional deber compensar contra el valor neto de los activos según libros de Gas Natural BAN, S A , cualquier suma debida por daños y perjuicios causados al Estado Nacional, 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 Además, bajo tales circunstancias, el Gobierno Nacional puede requerir a Invergas, S.A la transferencia de sus acciones de Gas Natural BAN, S A al ENARGAS en fideicomiso para su posterior venta por licitación pública, sin base y en las condiciones que fije el Regulador Tales condiciones podrán incluir una etapa de precalificación de oferentes, la suscripción de un contrato de asistencia técnica con un operador técnico, y demás recaudos que a criterio del ENARGAS aseguren la adecuada prestación del servicio, y en su caso, el levantamiento de la quiebra, la disolución, o la liquidación Regirán para ese caso las siguientes reglas adicionales: (i) el producido de la licitación, menos los gastos incurridos, impuestos devengados y el monto de los daños y perjuicios ocasionados al Estado por la caducidad, corresponderá a Invergas, S A , (ii) operado el traspaso de las acciones y derechos sobre aportes al nuevo adquirente, y suscripto el contrato de asistencia técnica entre el nuevo operador técnico y la Licenciataria, se dejará sin efecto la declaración de caducidad y la Licencia continuará en vigor por el plazo que aun restara del término original o, en su caso, de la renovación, a menos que el ENARGAS, ad referéndum del Poder Ejecutivo Nacional, hubiese decidido al convocar a la licitación, conceder un nuevo plazo de 35 años, (iii) si Invergas, S A no cumpliere con el requerimiento de entrega de las acciones, perderá todo derecho a participar en la compensación por el valor de los activos que correspondan a Gas Natural BAN, S A , participación que será retenida por el ENARGAS en concepto de multa a cargo de Invergas, S A y, solidariamente, de Gas Natural BAN, S A., sin perjuicio del derecho de éste a repetir el monto así retenido contra Invergas, S.A

Ante la caducidad de la Licencia, el ENARGAS está facultado para designar un operador interino que no podrá ser el mismo operador técnico actuante hasta ese momento, quien continuará prestando los servicios licenciados hasta tanto se designe a un nuevo licenciatario Gas Natural BAN, S A. deberá pagar todos los honorarios y gastos incurridos por dicho operador interino. Gas Natural BAN, S A 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 Gas Natural BAN, S A

Producida la caducidad de la Licencia, Gas Natural BAN, S A. debe transferir al Estado Nacional (o a quien éste designe) todos los Activos Esenciales, libres de todo tipo de gravámenes y cargas, a menos que el Estado Nacional solicite a Invergas, S A que transfiera sus acciones de Gas Natural BAN, S.A para una posterior licitación

Por lo expuesto es importante señalar que, tanto de la LG y su decreto reglamentario, como de las Licencias, surge claramente que el Estado no tiene derecho a retomar la prestación de los servicios a la finalización del plazo de las Licencias, ni en caso de terminación anticipada por caducidad o renuncia

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Así, vencido el plazo de la Licencia, los mecanismos previstos incentivan la continuidad de la Licenciataria y por ende, su permanencia De igual forma, aún en caso de terminación por caducidad o renuncia, el Estado otorgante no retoma la prestación del servicio sino que debe llamar a una nueva licitación para que una persona jurídica de derecho privado preste el servicio

1.3 Ley N°25.561 de Emergencia Pública – Estado de la Renegociación del Contrato de la Licencia

El 6 de enero de 2002, el Poder Ejecutivo Nacional ("PEN") promulgó la Ley N°25 561, norma que posteriormente complementada con otras leyes, diversos decretos y reglamentaciones de distintos organismos gubernamentales, modificando unilateralmente la Licencia otorgada a Gas Natural BAN, S A en distintos aspectos, previendo la necesaria renegociación del contrato

Es así que con fecha 20 de julio de 2005, la Sociedad suscribió el Acta Acuerdo para la Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural (el "Acta Acuerdo"), que estableció (i) un régimen tarifario de transición, con un incremento inicial de tarifas y un reconocimiento periódico de variación de costos de la compañía, (ii) la realización de una Revisión Tarifaria Integral ("RTI") antes del 30 de junio de 2006 para la fijación de un nuevo régimen de tarifas máximas por un plazo de 5 años, (iii) la introducción de un régimen de tarifa social destinado a hogares indigentes, y paralelamente, (iv) la suspensión de las acciones legales contra el Estado Nacional por parte de sus accionistas y sujeta a distintos condicionamientos de cumplimiento por parte del Estado

Mediante el Decreto N°385/2006, publicado el 10 de abril de 2006 en el Boletín Oficial de la Nación, el PEN ratificó el Acta Acuerdo y recién el 9 de abril de 2007 el ENARGAS a través de la Resolución N°3 729/2007, autorizó el aumento inicial convenido en el Acta Acuerdo conjuntamente con el correspondiente a la variación de costos hasta septiembre de 2006.

Con fecha 10 de octubre de 2008, mediante la Resolución N°I/445, el ENARGAS autorizó el ajuste por la variación de costos del período octubre de 2006 a septiembre de 2007, en ambos casos reconociendo la deuda acumulada a favor de la Sociedad por la aplicación tardía de los ajustes

La Sociedad ha requerido puntualmente al ENARGAS los nuevos ajustes con sustento en la incidencia del citado IVC. No obstante, los distintos períodos de aplicación entre septiembre 2007 a septiembre 2015 se encuentran pendientes de resolución por el regulador, tal como se expone en el último párrafo de la Nota 1 2 2.

En el mes de septiembre de 2011 la Sociedad fue notificada de una demanda iniciada por la asociación Unión de Usuarios y Consumidores contra Gas Natural BAN, S.A , el Estado Nacional y el ENARGAS, que tiene por objeto la nulidad y derogación de la cláusula 4 6 del Acta Acuerdo en cuanto dispone un aumento retroactivo de tarifas En dicha demanda se solicita que se deje sin efecto la Resolución ENARGAS N° 3729/07 (arts 2 a 5) y que se disponga el reintegro de lo abonado por este concepto en el

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

período noviembre de 2005 hasta el 31 de marzo de 2007. Gas Natural BAN, S A ha contestado y solicitado el rechazo de la demanda, en tanto en su opinión y la de sus asesores legales, existen sólidos argumentos para sustentar la improcedencia del planteo

La Sociedad, en mérito a los derechos que le asisten de conformidad con los términos del Acta Acuerdo, ha realizado distintas gestiones ante el ENARGAS para el reconocimiento de las variaciones de costos por lo períodos entre septiembre 2007 y marzo 2016 y ha reclamado además, la culminación del proceso de RTI y su consecuente aplicación a tarifas

El retraso en la recomposición de sus ingresos y por su parte, el incremento de costos en todo este período, ha venido afectando seriamente la estructura del negocio, situación que unida a las restricciones que el mercado financiero ha impuesto a la financiación de empresas de servicios públicos, ha llevado a una compleja situación financiera, donde la cuestión tarifaria surge como la alternativa imprescindible a tal fin

En ese sentido, el ENARGAS dictó la Resolución N° I 2407/12 mediante la cual se autorizó a aplicar un monto fijo por factura diferenciado por categoría de usuario. Los importes resultantes configuran ingresos a cuenta de los ajustes previstos en el Acta Acuerdo Estos importes deben depositarse en el fideicomiso creado al efecto y ser utilizados, en forma exclusiva para la ejecución de obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución de gas por redes, seguridad, confiabilidad del servicio e integridad de las redes, así como mantenimiento y todo otro gasto conexo, a cuyo efecto la Sociedad presentó su Plan de Inversiones El 12 de diciembre de 2012 la Sociedad suscribió el correspondiente Contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración Privado de Administración – Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de la Distribución de Gas por Redes con Nación Fideicomisos S A ("NAFISA"), en tanto que en enero de 2013 fue suscripto el Manual Operativo que establece los lineamientos generales para llevar a cabo las operaciones entre la Distribuidora en su carácter de Fiduciante, NAFISA en su carácter de Fiduciario y el Comité de Ejecución, destinadas a dar cumplimiento al Contrato de Fideicomiso. Según el manual mencionado, los fondos facturados y cobrados por la distribuidora son depositados mensualmente en la cuenta habilitada a tal efecto, siendo utilizados por NAFISA para el pago a los proveedores de obras y servicios según el plan aprobado, previa cumplimentación de los requisitos establecidos para el mismo - visado ENARGAS, presentación de Legajos de Solicitud de Desembolsos, etc En el mes de julio de 2013, y como resultado de gestiones llevadas a cabo por las diferentes empresas del sector para agilizar los desembolsos destinados a mantenimiento, confiabilidad y expansiones del sistema, el Comité de Ejecución prestó conformidad a implementar un régimen de excepción consistente en el adelanto de los fondos disponibles a fin de que la Distribuidora pague en forma directa a los proveedores de obras y servicios incluidos en el Plan de Inversiones, con el compromiso de rendición de cuentas al Fiduciario La vigencia originalmente era hasta el 31 de octubre de 2013, fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2013 La gestión de la Sociedad se ajustó al régimen previsto y en el mes de enero de 2014 la Sociedad presentó la correspondiente rendición de los fondos a NAFISA También se presentó el plan de

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

obras para el año 2014 el cual incluye el ajuste del plan del año 2013 oportunamente aprobado por el Comité de Ejecución

A su vez, con fecha 18 de diciembre de 2013, el ENARGAS emitió la Resolución N° I 2767/13 a través de la cual, a los fines de optimizar los procesos de aprobación, ejecución, control y seguimiento de los proyectos incluidos en el Plan de Inversiones, estableció que cada uno de ellos debe clasificarse bajo la característica "Obra por Protocolo de Seguimiento" u "Obra por Certificación de Avance", siendo los encuadrados como "Obra por Certificación de Avance" los que serán ejecutadas de acuerdo al Contrato de Fideicomiso y, en consecuencia, los valores correspondientes a los montos fijos asociados a estas obras depositados en el Fideicomiso Las obras por "Protocolo de Seguimiento" serán ejecutadas y administradas por la Distribuidora y afrontadas por ella con los montos fijos percibidos conforme la Resolución N° I 2407/12 El ENARGAS realizará las correspondientes auditorías de control y el encuadre de los proyectos será definido por el Comité de Ejecución

Mediante Resolución ENARGAS N° I 3249 del 30 de marzo de 2015, se modificó el régimen FOCEGAS y dejó sin efecto la obligación de depósito en NAFISA. Los montos fijos deberán ser destinados a actividades relacionadas con la expansión y la confiabilidad de los sistemas, tareas de operación u mantenimiento que contribuyan al cumplimiento de la normativa incluida en la NAG 100, y a actividades comerciales y administrativas relacionadas con la eficaz atención a los usuarios dentro del área de prestación del servicio La Licenciataria presentó el plan de inversiones conforme lo dispuesto en la citada Resolución, que fue aprobado por el ENARGAS

En abril de 2014 en el marco del esquema de readecuación de subsidios encarado por *el gobierno, considerando el pedido efectuado por la Sociedad respecto de la* necesidad de contar con recursos adicionales para la prestación del servicio y los términos del Acta Acuerdo, el ENARGAS dictó la Resolución N° I 2843 por medio de la cual se aprobaron cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1° de abril, 1° de junio y 1° de agosto de 2014 En dichos cuadros se reconocen en forma escalonada cambios en la tarifa final de los usuarios del servicio residencial y del Servicio SGP de servicio completo, que involucra cambios en el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, como consecuencia del reconocimiento de los nuevos precios por cuenca establecidos por la Resolución SE N°226/14 y en los márgenes de distribución de esta Licenciataria, a cuenta de los aumentos derivados del Acta Acuerdo

En concordancia con el esquema de precios establecido por la Secretaría de Energía en Resolución SE N° 226/14 y la Resolución N° I 2843/14, estableció para cada período tres niveles de tarifa de aplicación a los usuarios según el nivel de consumo que en un bimestre/mes registre con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior

Aquellos usuarios con una reducción de consumo superior al 20%, mantenían la tarifa que regía hasta el 31 de marzo de 2014 Los que redujeron su consumo entre un 5 y 20 %, tuvieron un nivel tarifario que atenuó en un 50% aproximadamente el impacto de variación de su factura de consumo, respecto de aquellos que no redujeron su consumo o su reducción no alcanzó el 5%

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Bajo el mecanismo establecido, la Licenciataria también tuvo distintos precios por el servicio de distribución de gas según el comportamiento en el consumo de los usuarios

Considerando lo descripto precedentemente, el impacto real en los niveles de ingresos y en los costos de Gas Natural BAN, dependió de una variable ajena a su control, la reducción de consumo de sus usuarios impactado asimismo de los efectos por cambios en las variables climáticas entre ambos períodos de comparación

En efecto, la imposibilidad de conseguir mejoras adicionales en su margen de distribución, y/o de obtener el ajuste de las tarifas de la Sociedad para reflejar sus aumentos de los costos de distribución ha llevado a la Sociedad a una complicada situación financiera

Como se mencionara, mediante Resolución N° 263/2015 la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del servicio de distribución de gas natural a cargo del Estado Nacional destinada a solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de gas natural por redes y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral

La norma estableció distintos requerimientos para acceder a la asistencia económica instaurada, relativos al destino parcial de las sumas involucradas al pago de deudas con productores de gas y la presentación de una manifestación expresa de adhesión a la asistencia transitoria propuesta

Por su parte el ENARGAS mediante Nota N° 6073/15 requirió el mantenimiento de los compromisos e indemnidades previstas en el Acta Acuerdo y el desistimiento de toda acción, recurso o reclamo contra el Estado Nacional y/o el ENARGAS fundado o como consecuencia de las situación de emergencia dispuesta por la Ley N° 25 561 y sus prórrogas y en el proceso de renegociación contractual

Dada la situación de la Sociedad ante el importante atraso tarifario derivado de la falta de reconocimiento de los ajustes del Período de Transición oportunamente solicitados y de conclusión del proceso de RTI y la necesidad imperiosa de contar con flujo de ingresos para cubrir los costos de operación y prestación del servicio, Gas Natural BAN, S A adhirió a la asistencia económica transitoria y cumplimentó los requisitos establecidos en la resolución de la Secretaría de Energía SE N° 263/15 y en la nota ENARGAS N° 6073/15, haciendo reserva de sus derechos al cabal cumplimiento del Acta Acuerdo

A septiembre de 2015 Gas Natural BAN, S A había cerrado acuerdos de renegociación por el 100% de la deuda que registraba con productores de gas al 31 de diciembre de 2014, pactando su pago en 36 cuotas mensuales de acuerdo a lo proyectado por la Autoridad Regulatoria al propiciar la asistencia económica

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont)

Con fecha 29 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 31/16 por la que estableció e instruyó al ENARGAS a llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral en un plazo no mayor a un año desde la fecha de la medida También se instruyó al ENARGAS a que efectúe, sobre la base de la situación económico financiera de las empresas Licenciatarias y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral, una adecuación de las tarifas de transición, a exigir el cumplimiento de un Plan de Inversiones Obligatorias para las Licenciatarias y a establecer los Cuadros Tarifarios correspondientes a la Tarifa Social,

En consecuencia, el ENARGAS dictó Resolución Nº 3725 publicada en el Boletín Oficial el 4 de abril con los nuevos cuadros para Gas Natural BAN, S A vigentes a partir del 1° de abril que contemplan la ejecución de un Plan de Inversiones Obligatorias por parte de la Licenciataria, cuyo monto total asciende a $356,7 millones La Resolución dispone que la Sociedad no podrá distribuir dividendos hasta tanto se acredite el cumplimiento total del Plan de Inversiones Obligatorias y se cuente con la aprobación del ENARGAS

A resultas de la nueva adecuación tarifaria y las prescripciones del Acta Acuerdo, Gas Natural BAN, S A posee un derecho estimado actual de aproximadamente $545 millones solo de capital, en virtud de la aplicación de la cláusula 4 2 y 4 4 -incrementos por reconocimiento del efecto de la variación de precios- del Acta Acuerdo, neto del efecto de i) la Resolución ENARGAS N°I 2407/12, ii) la Resolución ENARGAS Nº I 2843/14, iii) la Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") Nº263/2015, y iv) la nota ENARGAS Nº 12101/15 Esta estimación calculada exclusivamente con la variación del Índice General de Variación de Costos –IVC-, ampliamente superada por la variación real de costos a reconocer bajo la referida Acta Acuerdo

Las nuevas tarifas dispuestas a partir de las Resoluciones del MEyM N° 28/2016, 31/2916 y del ENARGAS N° 3725/2016 fueron objeto de distintos cuestionamientos y planteamientos judiciales a nivel país con resultados dispares, dando lugar a las Resoluciones MINEM N° 99 y 129 que dispusieron los límites de incremento descriptos en la nota 1.2 3, que al aplicarse sobre gas en boca de pozo no afecta el margen de la Distribuidora Esta última Resolución también instruye al ENARGAS a concluir el antes del 31 de diciembre de 2016 el procedimiento de revisión tarifaria integral y convocar a la audiencia pública antes del 31 de octubre de 2016

Por otra parte, con fecha 26 de julio de 2016, la Sociedad recibió del ENARGAS la Nota N°06827 de fecha 25 de julio de 2016, en la que informa a la Sociedad que la Sala II de la Cámara Federal de La Plata en los autos "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad ("CEPIS") y Otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo" (Expte N° 8399/2016), ha resuelto con fecha 7 de julio de 2016 " (2) . declarar la nulidad de las Resoluciones 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, retrotrayéndose la situación tarifaria a la existente previamente al dictado de ambas " por lo que " la[s] Resolución[es] ENARGAS N° I 3725/2016. no ha sido declarada nula en dichos actuados, pero en la medida que la[s] misma[s] reconoce[n] como antecedente esas decisiones ministeriales, no es factible

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

su aplicación hasta tanto se resuelva sobre la concesión o denegación del Recurso Extraordinario Federal interpuesto por el Estado Nacional y sus efectos, sin que ello implique desconocer la intrínseca juridicidad y apego a derecho de las normas en cuestión, dictadas por la administración, en ejercicio de sus legítimas potestades "

El 4 de agosto, la Sala II de la Cámara Federal de La Plata resolvió conceder con *efecto devolutivo el Recurso Extraordinario deducido por el Estado Nacional y elevar* las actuaciones a la Corte Suprema de Justicia de la Nación, lo que significa que la sentencia de la Cámara Federal debe cumplirse impidiendo la facturación con los cuadros tarifarios resultantes de las Res Nº 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación

Cabe destacar, que si bien la Sociedad no es parte en la causa judicial indicada, y basándose en el fallo "CEPIS" y las Resoluciones y Notas del ENARGAS citadas precedentemente, la Sociedad ha decidido considerar en los Estados Financieros el efecto de dicha resolución judicial, tomando las tarifas vigentes al 31 de marzo de 2016 para la determinación de sus ventas y costos de gas y transporte

Adicionalmente, a la fecha de emisión de los presentes estados financieros la Sociedad se encuentra imposibilitada de facturar y reconocer los ingresos generados por los nuevos cuadros tarifarios, por la existencia de distintas medidas cautelares en *los partidos de La Matanza, Pilar, Escobar y Mercedes (ver notas 5 4 y 29)*

Toda esta situación está generando una afectación económico-financiera a la Licenciataria y consecuentemente en la cadena de pagos y que de prolongarse, y no siendo subsanada por otro medio, no puede asegurarse que la Sociedad pueda en el futuro continuar operando bajo el principio contable de "empresa en marcha"

En este escenario la Sociedad continúa privilegiando, aún con las dificultades apuntadas anteriormente, el cumplimiento continuo de los compromisos de la Licencia, especialmente respecto del mantenimiento de la seguridad y calidad del servicio que brinda para la distribución de gas natural

1.4 Medidas tendientes a asegurar el abastecimiento de gas natural

1.4.1 Los Decretos N°180/2004 y 181/2004 y sus normas complementarias

El 16 de febrero de 2004 fueron sancionados el Decreto N°180/2004, que estableció un régimen de inversiones en infraestructura básica de gas, creó el Mercado Electrónico de Gas ("MEG") y dispuso medidas para lograr una mayor eficiencia en el transporte y la distribución de gas natural, y el Decreto N°181/2004 por el que se facultó a la SE para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el punto de ingreso al sistema de transporte para las distribuidoras y la implementación de mecanismos de protección en beneficio de aquellos usuarios que debían adquirir en forma directa su aprovisionamiento a dichos productores

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont.)

a) Medidas adoptadas para ampliar la infraestructura de transporte de gas natural:

En el marco del citado Decreto N°180/2004, el MPFIPyS emitió la Resolución N°185/2004 aprobando un Programa Global para la Emisión de Valores Representativos de Deuda y/o Certificados de Participación en Fideicomisos Financieros bajo la Ley N°24 441.

En este contexto, se contempló la realización de distintos proyectos de ampliación de capacidad de transporte, dando lugar al llamado a Concursos Públicos tanto de TGS como de TGN en los que la Sociedad solicitó un volumen de 2 200 000 m^3/día, 1 900 000m^3/día en prioridad "1" y 300 000 m^3/día en prioridad "3", asignaciones que quedaron convalidadas mediante la Resolución N°3 520/06

La Sociedad realiza una gestión de facturación, cobranza y depósito de los cargos dispuestos por estas ampliaciones a favor del Estado Nacional sin que los mismos representen un incremento de su margen operativo

b) Medidas tendientes a asegurar el abastecimiento de gas natural para el mercado prioritario:

El 13 de junio de 2007 fue publicada la Resolución de la SE Nº599 que homologó el Acuerdo alcanzado con los Productores por el período 2007-2011, mediante el cual se tiende a la satisfacción de la demanda doméstica, entendiéndose por tal al mercado interno en su conjunto. Dicha norma, fue complementada con la Resolución ENARGAS Nº I 1410 del 28 de septiembre de 2010, que estableció un Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas a fin de preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución, privilegiando el consumo de la demanda prioritaria de las Distribuidoras (correspondiente a los mercados residencial, comercial, pequeñas industrias y subdistribuidoras o desde el punto de vista tarifario Servicio R, Servicio General P1, P2 y P3 -grupo III según definición del apartado c- y SDB)

El 29 de diciembre de 2011 la SE dictó la Resolución Nº172/2011 mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la mencionada Resolución SE Nº599/07.

Las Resoluciones ENARGAS Nº I 1410/2010 y SE Nº172/2011 son los instrumentos con los que cuentan en la actualidad las Distribuidoras para cubrir su demanda

El 31 de mayo de 2016 el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 89 mediante la que se propicia a comenzar con un proceso de normalización contractual, se establecen los volúmenes totales por prestataria y por cuenca para la atención de la demanda prioritaria, la asignación de volúmenes superiores a los establecidos por parte del Comité de Emergencia y el tratamiento a dar a los volúmenes objeto de contractualización

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

c) Medidas adoptadas sobre la estructura del mercado:

En cuanto a la estructura del mercado, el 23 de mayo de 2005 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N°752/2005 Entre las distintas medidas contenidas en esta Resolución, se estableció que los usuarios de los servicios de distribución del gas natural por redes -salvo los residenciales y del Servicio General P que en el último año hubieran registrado un consumo mensual promedio inferior a los 9 000 m^3- quedaban facultados para adquirir gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte directamente de productores o comercializadores En la citada Resolución se fijaron distintas fechas (luego prorrogadas) a partir de las cuales las Distribuidoras no podían celebrar nuevos contratos de suministro para abastecer a estas categorías de usuarios

Mediante la Resolución SE N°2 020/2005 se dispuso subdividir la categoría de usuarios del Servicio General "P" en tres grupos según el consumo anual registrado entre abril de 2003 y marzo de 2004, a saber (i) Grupo I, usuarios que hubieran alcanzado o superado los 365 000 m^3 de gas y tuvieran un consumo promedio mensual menor a 150.000 m^3, (ii) Grupo II, usuarios con consumos inferiores a 365 000 m^3 e igual o superior a 180.000 m^3 y (iii) Grupo III, usuarios no comprendidos en los anteriores Grupos

Desde el año 2006 las estaciones de carga de GNC están comprando el gas en forma directa a los productores, al igual que los Grandes Usuarios y usuarios del Servicio General "P" Grupos I y II, no afectando el margen operativo de la Sociedad, dado el carácter de "pass through" del componente gas en la tarifa.

Por Resolución ENARGAS N° I 409/08 se segmentaron las categorías definidas en el Decreto N°181/2004 respecto a los usuarios residenciales de gas natural, a fin de reflejar las diferencias de comportamiento de los usuarios residenciales Posteriormente, mediante Resolución ENARGAS N° I 694/09 se segmentaron los usuarios del Servicio General P.

Con fecha 29 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 34/16 que estableció que a partir del día 1° de mayo de 2016, las prestatarias de servicios de distribución de gas natural por redes deberán adquirir el gas natural destinado a estaciones de suministro de GNC de su zona o áreas de distribución, dejando sin efecto el art 9 de la citada Res SE N°752/2005 por el que se definía el mecanismo por el cual las estaciones de carga de GNC compraban el gas en forma directa a los productores.

1.4.2 Cargo para cubrir la importación del gas natural.

El 3 de diciembre de 2008, se dictó el Decreto N°2067/08 que dispuso la creación de un Fondo Fiduciario para atender todos los costos inherentes a las importaciones de gas natural necesarias para complementar y garantizar el abastecimiento interno

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont.)

Uno de los recursos para integrar el mencionado Fondo Fiduciario es un cargo tarifario a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución de gas natural

Mediante Resolución N°563/2008 del 15 de diciembre de 2008, el ENARGAS determinó el monto del cargo a pagar por tipo de cliente, al tiempo que excluyó del pago a los usuarios de las categorías R1, $R2_1$, $R2_2$, $R2_3$, Subdistribuidoras, SGP1, SGP2, SGP3 (esencial), GNC y Centrales de Generación Eléctrica

A finales de 2011, en el marco de la nueva política de subsidios encarada por las Autoridades Nacionales, se actualizó el monto a recaudar para cubrir el costo del gas importado y se dispuso ajustar los valores unitarios del cargo, incluyendo a todas las categorías de usuarios En este contexto mediante Resolución ENARGAS N°1982/11 (i) se implementaron los ajustes de valores para cada categoría de usuario, incorporando al resto de los clientes residenciales que no estaban afectados, a las estaciones de GNC y a los clientes comerciales pequeños y (ii) se dispuso mantener como subsidio la diferencia entre los valores anteriores y los nuevos valores ajustados, excepto para determinados usuarios no residenciales en función de las actividades que realizan y que la norma detalla

Posteriormente se dictaron distintas resoluciones que disponen la eliminación del subsidio a usuarios residenciales comprendidos en countries, barrios cerrados y afines, a usuarios residenciales comprendidos en las zonas geográficas que en cada caso se determinan, como así también a los inmuebles destinados a oficinas comerciales y/o profesionales en las mismas zonas, entre otros casos

Paralelamente se implementó un mecanismo de renuncia voluntaria al subsidio y se formalizó la posibilidad de requerir su mantenimiento mediante la acreditación de determinadas circunstancias en un formulario de declaración jurada

Asimismo, mediante Resolución ENARGAS N° I 3302, en línea con lo acontecido en años precedentes, se implementó una bonificación del 100 % del cargo a los usuarios residenciales $R3_1$ y $R3_2$ durante el período comprendido entre los meses de mayo a septiembre de 2015 y para el resto de los usuarios residenciales una bonificación equivalente al 100% del cargo durante el período junio-julio del corriente y del 70 % durante el período agosto-septiembre.

Desde la aplicación del cargo Decreto N°2067/08 y hasta el presente se han dictado distintas medidas cautelares ante acciones de particulares, de Defensores del Pueblo de distintos partidos del área de licencia de la Sociedad y del Defensor del Pueblo de la Nación, que ordenan a la Sociedad permitir el pago de las facturas sin dicho cargo

La implementación de todas estas medidas requiere de un importante esfuerzo de la Sociedad ya que exigen adaptaciones de los sistemas de facturación y cobro en plazos acotados, entre distintas gestiones específicas de difusión, comunicación, distribución, atención de consultas y reclamos, análisis de situaciones particulares de excepción,

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

etc , así como la gestión de facturación, cobranza y depósito de estos cargos a favor del Estado Nacional, sin que exista incremento alguno de su margen operativo

En el marco de las nuevas medidas en materia de precios de gas, el Ministerio de Energía y Minería ha valorado la necesidad del mantenimiento del cargo de gas importado en orden al progresivo reordenamiento del sector En función de ello en la citada Resolución Nº 28/16 se dejan sin efecto los actos del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios emitidos en el marco de los Artículos 6° del Decreto N° 2 067/ 2008 y 7° de la Resolución N° 1 451/2008, vinculados con la determinación del valor de los cargos tarifarios, a cuyo fin se instruye al ENARGAS a que adopte las medidas necesarias para dejar sin efecto la aplicación de tales cargos en las facturas que se emitan a los usuarios a partir del 1º de abril de 2016

1.5 Estacionalidad

Las ventas y los resultados de la Sociedad se ven altamente influenciados por las condiciones climáticas imperantes en Argentina El clima más frío, en especial durante aquellos períodos prolongados de temperaturas lo suficientemente bajas para requerir el uso de sistemas de calefacción en hogares y otros edificios, produce un incremento de la demanda de gas natural y, en consecuencia, las ventas y resultados de Gas Natural BAN, S A. son sensiblemente más altos durante los meses considerados invernales (de mayo a septiembre), en comparación con los restantes meses del año

2. Bases de presentación y principales políticas contables

Los presentes estados financieros han sido preparados de conformidad con las Normas Internaciones de Información Financiera ("NIIF") (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés), e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), a través de las Resoluciones Generales Nº 562/09 y 576/10, para las entidades incluidas en el régimen de oferta pública de la Ley N°17 811, ya sea por su capital o por sus obligaciones negociables, o que hayan solicitado autorización para estar incluidas en el citado régimen

La Resolución Nº 600/12 de la CNV postergó, para las sociedades registrantes que sean licenciatarias de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural, así como sus empresas controlantes, la adopción obligatoria de las NIIF para los ejercicios que comienzan el 1 de enero de 2013.

Las políticas contables utilizadas en la preparación de los presentes estados financieros son consistentes con las utilizadas en la preparación de la información bajo NIIF al 31 de diciembre de 2015, y se basan en aquellas NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2015

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont)

2.1 Bases de preparación y presentación

Los presentes estados financieros intermedios condensados de la Sociedad por el período de seis meses finalizado al 30 de junio de 2016, han sido preparados de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34 "Información Financiera Intermedia" En consecuencia, dado que estos estados financieros no incluyen toda la información que se requiere para un juego de estados financieros completos anuales y que para la confección de estos estados financieros se han seguido las mismas políticas contables que en los estados financieros anuales más recientes, salvo por lo explicado en Nota 2 3, se recomienda su lectura conjuntamente con los estados financieros anuales al 31 de diciembre de 2015

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

Al 30 de junio de 2016, no es posible calcular la tasa acumulada de inflación correspondiente al período de tres años finalizado en esa fecha sobre la base de datos oficiales del INDEC, dado que en el mes de octubre de 2015 el citado organismo discontinuó el cálculo del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), calculándolo nuevamente a partir de enero de 2016.

Al cierre del período sobre el que se informa, la Dirección ha evaluado, conforme la información disponible, que el Peso Argentino no reúne las características para ser calificado como la moneda de una economía hiperinflacionaria según las pautas establecidas en la NIC 29 y la expectativa gubernamental hacia la baja del nivel de inflación y, por lo tanto, los presentes estados financieros intermedios condensados no han sido re expresados en moneda constante

Sin embargo, en los últimos años ciertas variables macroeconómicas que afectan los negocios de la Sociedad, tales como el costo salarial y los precios de los insumos, han sufrido variaciones anuales de cierta importancia Esta circunstancia debe ser considerada en la evaluación e interpretación de la situación financiera y los resultados que presenta la Sociedad en los presentes estados financieros intermedios condensados

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

2.2 Formatos de los estados financieros

Los formatos de los estados financieros adoptados son consistentes con NIC 1 En particular

- el Estado de Situación Financiera ha sido preparado clasificando los activos y pasivos con el criterio "corriente y no corriente" Los activos y pasivos corrientes son aquellos que se espera sean realizados dentro de los doce meses posteriores al cierre del período,
- el Estado de Resultados Integrales ha sido preparado clasificando los costos operativos por naturaleza del gasto, ya que esta forma es considerada la más apropiada y representa el modo en que el negocio de la Sociedad es monitoreado por la Dirección,
- el Estado de Cambios en el Patrimonio ha sido preparado mostrando solamente la utilidad / (pérdida) del período
- el Estado de Flujo de Efectivo ha sido preparado empleando el "método indirecto" para conciliar el resultado del período con el flujo de efectivo generado por las operaciones, tal como lo establece el NIC 7

Los presentes estados financieros intermedios condensados contienen todas las exposiciones requeridas por la NIC 34 También fueron incluidas algunas cuestiones adicionales requeridas por la LGS y/o regulaciones de la CNV

2.3 Empresa en marcha

No obstante lo indicado en el anteúltimo párrafo de las Notas 1.2 3, 1 3 y 29, los presentes estados financieros han sido preparados utilizando el principio de empresa en marcha Dado que la Sociedad cuenta con un Acta Acuerdo firmada con el Estado Nacional y aprobada por el Decreto N°385/2006 no resulta previsible un incumplimiento permanente de los compromisos asumidos por éste por lo que la Gerencia considera que existe una expectativa razonable respecto a la capacidad de la Sociedad para llevar adelante su actividad durante el futuro previsible y que la Sociedad tendrá recursos suficientes para continuar desarrollando su actividad

2.4 Información por segmentos

La información sobre segmentos de explotación se presenta de acuerdo con la información interna que se suministra a la máxima autoridad en la toma de decisiones En ese sentido se ha identificado como la máxima autoridad en la toma de decisiones que es responsable de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos de explotación, al Comité de Dirección encargado de la toma de decisiones estratégicas

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L.
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont.)

3. Administración de riesgos financieros

Las actividades de la Sociedad exponen a la misma a diversos riesgos financieros riesgo de mercado (incluyendo riesgo de tipo de cambio, riesgo de valor razonable por tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez

3.1 Estimación del valor razonable

A partir del 1 de enero de 2012, la Sociedad adoptó las modificaciones a la NIIF 7 para instrumentos financieros medidos a valor razonable en el estado de situación financiera Esta norma requiere que se clasifique a los activos y pasivos financieros medidos a valor razonable en las siguientes categorías, dependiendo de la jerarquía de la información empleada para realizar las mediciones a valores razonables

- Nivel 1 Valores razonables determinados sobre la base de precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos financieros idénticos.
- Nivel 2 Valores razonables determinados en base a datos que no cumplan con los requisitos mencionados en el nivel 1, pero que representen información observable en el mercado para el activo o pasivo que se mide, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, que se deriven de precios)
- Nivel 3· Valores razonables determinados en base a datos no observables en el mercado, que implican la necesidad de que la entidad desarrolle sus propias premisas y estimaciones

El siguiente cuadro presenta los activos de la Sociedad medidos a valor razonable al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015:

Activos financieros a valor razonable al 30 de junio de 2016

Activos	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos financieros a valor razonable				
- Fondos comunes de inversion	488 648 583	-	-	488 648 583
- Bonos cancelación de deuda de la Prov de Buenos Aires	-	4 074 054	-	4 074 054
Total Activos	488 648 583	4 074 054	-	492 722 637

Activos financieros a valor razonable al 31 de diciembre de 2015

Activos	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos financieros a valor razonable				
- Fondos comunes de inversión	687 106 016	-	-	687 106 016
- Bonos cancelación de deuda de la Prov de Buenos Aires Serie A	-	101 950	-	101 950
Total Activos	687 106 016	101 950	-	687 207 966

Al cierre de los presentes estados financieros no se han producido transferencias entre el Nivel 1 y Nivel 2.

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

4. Políticas y estimaciones contables críticas

La preparación de los estados financieros requiere que la Dirección de la Sociedad realice estimaciones que afectan el monto de los activos y pasivos revelados a la fecha de emisión de los mismos, como así también de los ingresos y egresos registrados en el periodo / ejercicio

La Dirección de la Sociedad realiza estimaciones para poder calcular, por ejemplo, la previsión para deudores incobrables, las depreciaciones, las amortizaciones, el valor recuperable de los activos, el cargo por impuesto a las ganancias y las previsiones para contingencias Los resultados e importes reales pueden diferir significativamente de las estimaciones efectuadas para la preparación de los estados financieros.

Dichas estimaciones se encuentran afectadas por las incertidumbres relacionadas con los cambios producidos en el contexto económico y las condiciones legales y contractuales en las que la Sociedad se desenvuelve

En ausencia de una Norma o Interpretación aplicable específicamente a una transacción en particular, la Sociedad considera cuidadosamente el marco general de aplicación de las NIIF, técnicas de valuación que generalmente se aplican en la industria del gas y utiliza su juicio en cuanto a los métodos contables a adoptar con el fin de preparar estados financieros que representen fielmente la situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo de la Sociedad, reflejando la sustancia económica de las transacciones, y siendo preparados sobre una base prudente y completa en todos los aspectos

No ha habido cambios en las políticas y estimaciones contables críticas con relación a las que fueron aplicadas en los estados financieros por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2015

5. Asuntos legales y regulatorios

A continuación se detallan las novedades que se han producido respecto de lo informado en los estados financieros por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015

5.1 Impuesto sobre los ingresos brutos – Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

En Diciembre de 2015 se recibió vista del inicio de Determinación de Oficio correspondiente al período 07/2010 a 12/2011 por un total de MAR$ 1,31, aplicando además, la instrucción de sumario sancionatorio En tiempo oportuno se procedió a presentar el correspondiente descargo rechazando el ajuste.

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont)

5.2 Impuesto sobre los ingresos brutos – Provincia de Buenos Aires. Incremento de alícuota

En Mayo 2016 se notificó la resolución mediante la cual la Cámara declara la admisibilidad formal de la pretensión realizada por la Sociedad

5.3 Impuesto de Sellos sobre Acta Acuerdo Provincia de Buenos Aires

En de abril de 2016 se tomó conocimiento del Dictamen de la Procuración General de la Nación de fecha 03/02/2016, con opinión favorable al planteo de la Sociedad

5.4 Acciones de amparo y medidas cautelares

Esta nota debe ser leída en conjunto con las notas 1 2 3 y 29

A raíz de los cuadros tarifarios dictados en el mes de abril de 2016 se ha registrado en todo el territorio de la Nación un importante número de acciones judiciales (amparos, medidas cautelares, etc) que en su mayoría cuestionan las resoluciones del MEyM y las nomas de aplicación dictadas por el ENARGAS, fundamentalmente por entender que debió haberse realizado una audiencia pública en este año, previo a disponer el aumento de las tarifas

Respecto al universo de causas judiciales que Gas Natural BAN, S A monitorea a continuación se destacan las que se encuentran dentro de su zona de distribución·

i) Causa Municipalidad de La Matanza

El objeto de la citada causa es una acción de amparo para que se declare la nulidad y, en su caso, la invalidez constitucional de las Resoluciones N° 6, 7, 28 y 31/16 del MEyM, 41/16 de la Secretaría de Energía Eléctrica, 1/2016 del ENRE, I/3725/2016 del ENARGAS, y la disposición 62/2016 de la Subsecretaría de Recursos Hídricos del Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda de la Nación, que imponen el esquema de incremento del servicio público de electricidad, gas y agua

Mediante resolución del 3 de junio de 2016 la Juez a cargo del Juzgado de Primera Instancia en lo Civil y Comercial N° 10 del Departamento Judicial de La Matanza, notificada a la Compañía el 7 del mismo mes, se declaró incompetente para entender en las actuaciones y, sin perjuicio de ello, hizo lugar a la medida cautelar de no innovar solicitada por la Intendente de ese Municipio y ordenó (i) La suspensión de la aplicación de los incrementos dispuestos por las Resoluciones 6/2016, 26/2016 y 31/2016 dictadas por el MEyM, y de la Disposición 62/16 de la Subsecretaría de Recursos Hídricos del Ministerio del interior, Obras Públicas y Vivienda de la Nación, a las empresas prestadoras de servicios- Edenor S A , Gas Natural BAN S A y AySA S A - y que las mismas se abstengan de aplicar a los usuarios del Partido de La Matanza el régimen tarifario contemplado en dichas normas, (ii) Ajustar, inmediatamente, las facturas que se hubieran emitido bajo los parámetros de tal normativa, a las tarifas previas a las citadas resoluciones, efectuándose nueva

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

liquidación a tal fin, (iii) Admitir el pago del servicio según el cuadro tarifario vigente con anterioridad a los incrementos establecidos por las Resoluciones 6/2016, 26/16 y 31/2016 dictadas por el MEyM, y de la Disposición 62/16 emanada de la Subsecretaría de Recursos Hídricos del Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda de la Nación, si la nueva facturación ordenada no fuera emitida antes de los sucesivos y periódicos vencimientos, y sin que ello pueda implicar, en modo alguno, la interrupción o alteración de los servicios, (iv) Tener por pagados "a cuenta", para el caso de que los aumentos facturados se hubiesen abonado a la fecha de notificación de la presente, reintegrándose su monto en las próximas facturas hasta su compensación total, (v) No incluir el aumento previsto en las Resoluciones y Disposición señaladas en las boletas que éstas prestadoras emitan en lo sucesivo

El 9 de junio de 2016 Gas Natural BAN S A interpuso recurso de reposición con apelación en subsidio contra la medida cautelar de no innovar ordenada, por causarle un agravio de imposible reparación ulterior Solicitó que se conceda la apelación con efectos suspensivos y, asimismo, planteó la nulidad de todo lo actuado y especialmente la nulidad de la resolución recurrida por haber sido dictada por un juez incompetente, por haberse incumplido con las exigencias propias de los procesos colectivos previstas en la Acordada 32/14, por mediar falta de legitimación activa del Municipio de La Matanza y en cuanto admite implícitamente una acumulación subjetiva de pretensiones no aceptada por el derecho aplicable por no existir conexidad de causa ni de objeto

El 10 de junio de 2016 el expediente se radicó en el Juzgado Federal en lo Civil y Comercial y Contencioso Administrativo de San Martín N° 2 Secretaría N° 2

El 13 de junio de 2016 la Juez Federal dictó una resolución a través de la cual manifestó que considera que las actuaciones corresponden a un reclamo de carácter colectivo, toda vez que la Sra Intendente de La Matanza invocó la representación de todos los usuarios de luz, gas y agua del Partido Asimismo, que no encontrándose vigente aún la obligatoriedad de Registración en el Registro de Procesos Colectivos, y resultando prematuro aún considerar que se dan las circunstancias previstas en la Acordada 32/14 de la CSJN en cuanto a la existencia de un Proceso Colectivo y no habiéndose dado traslado de la demanda, tuvo presente dicha comunicación para su oportunidad

El 14 de junio de 2016 el Juzgado dictó una medida interina positiva en el marco de lo establecido en el art 4° de la Ley 26 854 y omitió requerir a la autoridad pública demandada que, dentro del plazo de cinco (5) días, produzca un informe que dé cuenta del interés público comprometido por la solicitud.

El 21 de junio de 2016 el Juzgado· (i) tuvo por presentado al Dr Buján en representación de la Municipalidad de La Matanza, (ii) tuvo por ampliada la demanda contra la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Nación, (iii) ordenó que previo al tratamiento del pedido de aclaratoria efectuado por la actora se corra traslado a Gas Natural BAN, S A por el término de tres días, notificación personal o por cédula electrónica, (iv) otorgó a la acción trámite como amparo, y la tuvo por promovida

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

formalmente, (v) ordenó que, atento la multiplicidad de partes involucradas, la diversidad de normas atacadas, las autoridades y empresas que deben ser codemandadas, tramiten en forma separada respecto de cada plexo normativo tarifario, (vi) ordenó que se corra vista al Sr Fiscal Federal a fin de que se expida sobre la competencia del Tribunal, entre otros

El 23 de junio de 2016 Gas Natural BAN, S A solicitó que se deje sin efecto la medida interina A todo evento, interpuso recurso de apelación por causar un agravio de imposible reparación ulterior Solicitó que se conceda la apelación con efectos suspensivos Asimismo, se planteó la nulidad de todo lo actuado y especialmente la nulidad de la resoluciones de los días 13 y 14 del mismo mes por haberse incumplido con las exigencias propias de los procesos colectivos previstas en la Acordada 32/14 y de la doctrina de la CSJN, por mediar falta de legitimación activa del Municipio de La Matanza para representar los derechos de los clientes de Gas Natural BAN, S A supuestamente afectados por las medidas impugnadas

El 15 de julio de 2016 efectuó una nueva presentación judicial en orden a impulsar la elevación a la Cámara Federal de San Martín del expediente para el tratamiento del recurso de apelación oportunamente planteado

ii) *Causa Defensor del Pueblo del Partido de Pilar*

El objeto es una acción de amparo para que se declare la nulidad de las Resoluciones del MEyM N° 6/2016, 7/2016, 28/2016 y 31/2006, de la Resolución N° 41/2006 de la Secretaría de Energía Eléctrica, de la Resolución 3725/2016 del ENARGAS y de la Resolución 1/2016 del ENRE.

Asimismo, se solicitó una medida cautelar de no innovar por medio de la cual se ordene la suspensión de las Resoluciones del MEyM N° 6/2016, 26/2016, 31/2006 hasta el dictado de la sentencia

El 29 de junio de 2016 la juez a cargo del Juzgado Federal de Campana, Secretaría Civil N° 1 se declaró competente para entender en las actuaciones y también la admisibilidad de la acción incoada y previo a resolver la cautelar solicitada, intimó a la actora a que acompañe documentación que considere pertinente.

Finalmente, una vez acompañada dicha documentación, el 1° de julio de 2016 se hizo lugar a la medida cautelar interina, ordenándose a las demandadas la suspensión de la aplicación de los incrementos dispuestos por las Resoluciones 28/2016 del MEyM y 3731/2016 y 3843/2016 del ENARGAS, y que Gas Natural BAN, S A liquide las facturas de los habitantes de Municipio de Pilar a los valores vigentes con anterioridad a las resoluciones referidas y hasta tanto se conteste el informe previsto por el artículo 4 de la ley 26 854 Para el caso de que el aumento facturado se hubiese abonado a la fecha de notificación de la medida, que fue el 5 de julio del corriente año, su importe deberá tenerse por pagado "a cuenta", reintegrándose la diferencia en las próximas facturas hasta su compensación total. La medida comprende también las boletas que Gas Natural BAN, S A. emita luego de la notificación de la medida, las que no deberán

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

incluir el aumento previsto en la resolución 3731/2016 de ENARGAS hasta tanto sea contestado el informe previsto por el artículo 4 de la ley26 854, el cual deberá ser contestado en el plazo de tres días de notificados por las autoridades públicas codemandadas Dichas codemandadas deberán producir un informe que dé cuenta del interés público comprometido por la solicitud y podrán expedirse acerca de las condiciones de procedencia de la admisibilidad y procedencia de la medida solicitada, acompañando las constancias documentales que consideren pertinentes.

El 7 de julio de 2016 Gas Natural BAN, S A interpuso un recurso de apelación contra la medida cautelar interina ordenada, por causarle un agravio de imposible reparación ulterior Solicitó, además, que se conceda la apelación con efectos suspensivos y planteó la nulidad de todo lo actuado y especialmente la nulidad de la resolución recurrida por haberse incumplido con las exigencias propias de los procesos colectivos previstas en la Acordada 32/14 de la CSJN, por mediar falta de legitimación activa del Defensor del Pueblo de Pilar y en cuanto admite implícitamente una acumulación subjetiva de pretensiones no aceptada por el derecho aplicable por no existir conexidad de causa ni de objeto.

El 12 de julio de 2016 el Juzgado dictó una resolución a través de la cual concedió el recurso de apelación interpuesto, con efecto devolutivo En la misma fecha, la causa fue agregada al Registro de Acciones Colectivas de la C S J N

iii) *Causa Defensor del Pueblo del Municipio de Escobar*

El objeto es una acción de amparo para que se declare la inconstitucionalidad de las Resoluciones del MEyM N° 6/2016, 7/2016, 28/2016 y 31/2006, de la Resolución N° 41/2006 de la Secretaría de Energía Eléctrica, 1/2016 del ENRE, y de la Resolución I 3725/2016 del ENARGAS Asimismo, se solicitó una medida cautelar para la suspensión de dichas resoluciones

Mediante resolución notificada a Gas Natural BAN, S A. el 12 de julio de 2016 la Juez a cargo del Juzgado Federal de Campana, Secretaría Civil N° 1, ordenó la suspensión de la aplicación de los incrementos aprobados por las Resoluciones 28/2016 y 31/2016 del MEyM, y Resolución I 3725 del ENARGAS El mismo día la causa fue agregada al Registro de Acciones Colectivas de la C S J N

El 14 de julio de 2016 Gas Natural BAN S A interpuso un recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la medida cautelar ordenada, por causarle un agravio de imposible reparación ulterior Solicitó, además, que se conceda la apelación con efectos suspensivos y planteó la nulidad de todo lo actuado y especialmente la nulidad de la resolución recurrida por haberse incumplido con las exigencias propias de los procesos colectivos previstos en la Acordada 32/14 de la CSJN y por mediar falta de legitimación activa del Defensor del Pueblo de Escobar

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont.)

iv) *Causa Municipalidad de Mercedes*

Mediante un oficio notificado a Gas Natural BAN, S A el 15 de julio de 2016, último día previo a la feria judicial de invierno, se tomó conocimiento de las resolución del día 11 de ese mes dictadas en las causa 1084/2016 a través de las cuales se ordenó -como medida cautelar- la suspensión de la aplicación de los incrementos aprobados por las Resoluciones del MEyM N° 28/2016 y 31/2016 y en la Resolución ENARGAS N° 3732/16, disponiendo que se deben liquidar los períodos de abril 2016 y en adelante a los valores vigentes al 31 de marzo de 2016

El 1° de agosto de 2016, Gas Natural BAN S A interpuso un recurso contra la medida cautelar ordenada, por causarle un agravio de imposible reparación ulterior Solicitó, además, que se conceda la apelación con efectos suspensivos y planteó la nulidad de todo lo actuado y especialmente la nulidad de la resolución recurrida por haberse incumplido con las exigencias propias de los procesos colectivos previstos en la Acordada 32/14 de la CSJN y por mediar falta de legitimación activa del Municipio de Mercedes

6. Propiedad, planta y equipo ("PP&E")

	30.06.16	30.06.15
Valor residual al inicio del ejercicio	1 314 759 929	1 157 854 222
- Altas	110 152 833	85 459 182
- Bajas	(3 491)	(5 424 969)
- Depreciación	(43 626 598)	(37 770 024)
Valor residual al final del período	1 381 282 673	1 200 118 411

El detalle de Propiedad, planta y equipo se encuentra expuesto en el Anexo A

7. Intangibles

	30 06.16	30.06.15
Valor residual al inicio del ejercicio	26 079 234	16 442 866
- Altas	9 368 406	6 130 060
- Amortizaciones	(4 321 069)	(2 797 372)
Valor residual al final del período	31 126 571	19 775 554

El detalle de Intangibles se encuentra expuesto en el Anexo B

8. Créditos fiscales

	30.06.16	31.12.15
Corrientes		
Impuesto sobre los ingresos brutos	-	8 739 367
Impuesto a las ganancias	26 723 721	-
Impuesto al valor agregado	20 311 148	-
Total	47 034 869	8 739 367

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

9. Otros créditos

No Corrientes	30.06.16	31.12.15
Crédito a cobrar por venta de PP&E	8 155 597	16 073 532
Diversos	120 081	120 081
Total	8 275 678	16 193 613
Corrientes		
Depósitos en garantía	409 333	343 745
Gastos pagados por adelantado	5 640 247	446 215
Créditos a recuperar	41 062 519	37 916 453
Financiacion instalaciones internas clientes	433 972	451 085
Partes relacionadas (Nota 18)	71 775 179	57 224 360
Asistencia Económica a cobrar Res SE Nº 263/15	108 150 000	108 150 000
Crédito a cobrar por venta de PP&E	19 573 433	17 028 886
Fondo fiduciario subsidio patagónico	11 899 798	5 763 131
Diversos	17 911 440	13 151 569
Depósito FOCEGAS - Resol Nº1 2407/12	2 921 961	2 940 878
Total	279 777 882	243 416 322

Los valores razonables de los otros créditos corrientes no difieren significativamente de sus respectivos valores de libros al 30 de junio de 2016.

10. Existencias

Los materiales se componen de la siguiente manera

	30.06.16	31.12.15
Materiales y repuestos	340 616	360 085
	340 616	360 085

El costo de los inventarios reconocido como gasto e incluido en el costo de ventas ascendió a $4 799 265

Las existencias de gas en la planta Peak Shaving se componen de la siguiente manera

	30.06.16	31.12.15
Gas en Planta Peak Shaving	13 742 759	11 284 998
	13 742 759	11 284 998

11. Créditos por ventas

	30 06.16	31 12.15
Deudores comunes	579 028 999	277 838 768
Programa de Uso Racional de la Energía	(4 301 789)	(4 324 908)
Gas y servicios suministrados pendientes de facturación	484 571 144	69 949 903
Previsión para deudores incobrables	(82 148 087)	(68 386 242)
Total	977 150 267	275 077 521

Los valores razonables de los créditos por ventas corrientes no difieren significativamente de sus respectivos valores de libros al 30 de junio de 2016.

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont.)

12. Efectivo y equivalente de efectivo

	30.06.16	31.12.15
Caja y bancos	62 973 974	18 736 876
Valores a depositar	1 190 110	15 036 562
Fondos comunes de inversión	488 648 583	687 106 016
Plazo fijo	13 909 530	12 983 813
Total	566 722 197	733 863 267

13. Previsiones

	Previsiones
Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015	
Saldos iniciales al 1° de enero de 2015	62 150 299
Incrementos	8 467 868
Utilizaciones del período	(9 324 568)
Saldos finales al 30 de junio de 2015	61 293 599
Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2016	
Saldos iniciales al 1° de enero de 2016	56 775 653
Incrementos	12 299 231
Utilizaciones del período	(4 050 739)
Saldos finales al 30 de junio de 2016	65 024 145

14. Activo / Pasivo por impuesto diferido

El movimiento de los activos y pasivos por impuesto diferido, sin considerar la compensación de saldos es el siguiente

Activos diferidos	Quebranto impuesto a las ganancias	Previsión deudores incobrables	Diferencia de criterio de imputacion de previsiones y gastos	Por Reg Creditos TOEP a Facturar	Ingresos a distribuir por dezpl De red	Total
	$	$	$	$	$	$
Saldos al 31 de diciembre de 2015	-	30 598 904	30 450 127	29 361 709	11 789 445	102 200 185
- Altas	21 760 883	11 164 817	8 570 648	4 130 250	-	45 626 598
- Ajustes	-	3 187 271	(16 690 593)	-	(57 236)	(13 560 558)
Saldos al 30 de junio de 2016	21 760 883	44 950 992	22 330 182	33 491 959	11 732 209	134 266 225

Pasivos diferidos	Depreciacion de bienes de uso	Venta y reemplazo de bienes de uso	Diferencia de cambio	Ajuste por inflacion sobre bienes de uso	Total
	$	$	$	$	$
Saldos al 31 de diciembre de 2015	(6 269 236)	(17 652 761)	(78 566)	(94 991 924)	(118 992 487)
- Altas	(259 936)	52 753	128		-
- Ajustes	12 112		78 438	4 691 700	(207 055)
- Bajas	(6 517 060)	(17 600 008)	-	(90 300 224)	4.782 250
Saldos al 30 de junio de 2016					(114 417 292)

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

15. Deudas fiscales

	30 06.16	31 12 15
Corrientes		
Deuda planes de pago AFIP y rég de asistencia financiera ampliada	463 021	423 738
Impuesto al valor agregado	-	1 633 081
Impuesto sobre los ingresos brutos	21 569 482	-
Impuestos nacionales, provinciales y municipales	132 842 134	63 998 557
Total	154 874 637	66 055 376

16. Deudas comerciales

	30.06.16	31 12 15
No Corrientes		
Compras de gas	133 162 967	219 739 706
Total	133 162 967	219 739 706
Corrientes		
Compras de gas	1 863 739 436	922 824 970
Compras de transporte	(14 204 692)	89 047 307
Programa de Uso Racional de la Energia	2 878 396	2 876 581
Fideicomiso gasoductos Norte y Sur	8 001 287	12 709 151
Fondo fiduciario decreto PEN N°2067	1 040 360	19 692 771
Facturacion por cuenta y orden Res ENARGAS N° I 2621	-	6 636 763
Partes relacionadas (Nota 18)	95 310 186	65 395 998
Bonificaciones por consumos	10 346 757	9 947 490
Provisión facturas a recibir	80 412 490	85 033 681
Facturas proveedores diversos	124 008 857	85 869 073
Total	2 171 533 076	1 300 033 785

17. Información por segmentos

La Sociedad opera fundamentalmente en la prestación del servicio de distribución de gas, no calificando sus restantes actividades como segmentos a ser presentados en forma individual

A continuación se incluye una conciliación entre la información de gestión que se suministra al Comité de Dirección y la elaborada bajo NIIF.

Al 30.06.2016	Comité de Direccion (*)	NIIF		Ajustes
	millones de $	millones de $		millones de $
Ingresos por ventas y servicios	1 585,9	1 585,9		-
Costo de ventas y gastos	(1 663,4)	(1 749,9)	a)	86,5
Resultado operativo	(77,5)	(164,0)		86,4
Otros gastos	(86,5)	-	a)	(86,5)
Resultados financieros netos	19,2	19,2		-
Impuesto a las ganancias	50,3	50,3		-
Resultado del periodo - Ganancia	(94,5)	(94,5)		-

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Al 30 06.2015	Comite de Direccion (*)	NIIF		Ajustes
	millones de $	millones de $		millones de $
Ingresos por ventas y servicios	853,5	853,5		-
Costo de ventas y gastos	(619,7)	(699,0)	a)	79,3
Resultado operativo	233,8	154,5		79,3
Otros gastos	(79,3)	-	a)	(79,3)
Resultados financieros netos	(30,3)	(30,3)		-
Impuesto a las ganancias	(43,7)	(43,7)		-
Resultado del período - Ganancia	80,5	80,5		-

a) Corresponde a las amortizaciones, depreciaciones y previsiones que en el informe de gestión se incluyen en la línea otros gastos

(*) Información no cubierta por el informe de revisión sobre los estados financieros intermedios condensados

18. Transacciones entre partes relacionadas

Los saldos y los resultados por operaciones con Gas Natural SDG, S A Sucursal Argentina son los siguientes

	30 06.16	30 06.15	31 12 15
	$	$	$
Otros créditos	448 325	730 386	-
Deudas comerciales	319 663	18 461 933	8 723 076
Otros ingresos netos			
Honorarios por servicios de teneduría de libros	360 100	309 100	710 930
	360 100	309 100	710 930
Gastos operativos			
Honorarios operador tecnico segun CAT (1)	750 000	17 307 562	26 560 525
Contrato de servicios de personal segun Art N° 6, último parrafo, del CAT	528 723	304 625	689 092
	1 278 723	17 612 187	27 249 617

(1) Bajo este acuerdo, Gas Natural SDG, S A provee asistencia técnica a la Sociedad recibiendo en pago un honorario por asistencia técnica igual al mayor entre US$375 000 y el 7% de la ganancia antes del impuesto a las ganancias y resultados financieros, determinado en forma trimestral Este contrato es por el término de treinta y cinco años a partir de la fecha de Toma de Posesión y prorrogable en caso de renovación de la licencia, salvo que la Sociedad comunique, con una antelación establecida, su voluntad en contrario Los términos del Contrato de Asistencia Técnica ("CAT") fueron establecidos por el Gobierno Argentino como parte de la privatización de GdE, dentro de las exigencias del Pliego de Bases y Condiciones de la licitación pública internacional convocada a dicho efecto Actualmente, por aplicación de la Ley N°25 561 de Emergencia Económica y el decreto N°214/02, este contrato se encuentra en etapa de renegociación en cuanto al tipo de cambio que le corresponde, habiéndose facturado los cargos correspondientes hasta la fecha de cierre al tipo de cambio de US$1 = $1 sin que esto implique conformidad con la modificación y/o novación de las obligaciones contractuales en moneda extranjera oportunamente pactadas

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont.)

Los saldos y los resultados por operaciones con Natural Servicios S A son los siguientes

	30 06 16	30 06 15	31 12 15
	$	$	$
Otros créditos	49 461	94 091	122 566
Deudas comerciales	1 364 083	7 919 190	-
Propiedad, Planta y Equipo			
Servicios de construccion de acometidas	2 127 188	1 493 623	3 967 718
Instalaciones de edificios	-	983 870	983 870
	2 127 188	2 477 493	4 951 588
Ingresos por ventas y servicios			
Servicios varios	54 438	77 442	126 486
	54 438	77 442	126 486
Gastos operativos			
Centros integrales de pagos	7 107 407	5 199 236	11 143 241
	7 107 407	5 199 236	11 143 241

Los saldos y los resultados por operaciones con Gas Natural SDG, S A son los siguientes

	30 06 16	30 06 15	31 12 15
	$	$	$
Otros créditos	70 334 446	36 693 028	56 793 530
Deudas comerciales	93 626 440	48 550 842	56 672 922
Intangibles			
Aplicaciones informáticas	-	-	384 662
	-	-	384 662
Otros ingresos netos			
Contrato de servicios de personal según Art N° 6, último parrafo, del CAT	4 844 487	3 002 638	6 211 471
	4 844 487	3 002 638	6 211 471
Gastos operativos			
Servicios informáticos	9 693 704	7 737 419	15 474 837
	9 693 704	7 737 419	15 474 837

Los saldos y los resultados por operaciones con Natural Energy, S A. son los siguientes

	30.06 16	30 06 15	31 12 15
	$	$	$
Otros créditos	942 947	329 952	308 264

La Sociedad ha efectuado las operaciones con partes relacionadas bajo las mismas condiciones que para partes independientes en todos sus aspectos relevantes

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont.)

19. Ingresos por ventas y servicios

	30 06 16	30.06.15
Ventas de gas	1 467 547 692	745 525 581
Ingresos por servicios de transporte y/o distribución de gas	113 745 642	103 891 160
Venta de subproductos	661 113	557 964
Ingresos por otras ventas y servicios	3 982 772	3 495 288
Total	1 585 937 219	853 469 993

20. Otros ingresos

	30.06 16	30.06.15
Ventas varias y otros servicios	8 206 807	7 060 062
Resultado venta de Propiedad, planta y equipo	-	30 332 065
Indemnizaciones por daños y desplazamientos de la red	1 103 158	1 559 068
Penalizaciones e incumplimientos de proveedores	40 656	20 377
Total	9 350 621	38 971 572

21. Resultados financieros netos

	30.06.16	30.06.15
Generados por activos		
Intereses de operaciones comerciales	18 779 573	13 654 446
Intereses de operaciones financieras y otros	61 943 486	13 947 448
Diferencia de cambio	23 711 896	6 817 072
Total generados por activos	104 434 955	34 418 966
Generados por pasivos		
Intereses sobre deudas bancarias, financieras y comerciales	(45 305 942)	(57 912 253)
Otros gastos financieros	(6 209 420)	(3 845 053)
Diferencia de cambio	(33 772 967)	(3 003 693)
Total generados por pasivos	(85 288 329)	(64 760 999)
Resultados financieros netos	19 146 626	(30 342 033)

22. Impuesto a las ganancias a pagar

	30.06.16	31.12.15
Impuesto a las ganancias a pagar	-	103 636 096
	-	103 636 096

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

23. Impuesto a las ganancias

El detalle del cargo por impuesto a las ganancias se expone a continuación

	30.06.16	30.06.15
Impuesto corriente	-	(74 814 273)
Diferencia entre provisión y DDJJ	(48 966)	-
Impuesto diferido	50 351 612	31 149 945
Total impuesto a las ganancias	50 302 646	(43 664 328)

A continuación se presenta una conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa del impuesto vigente sobre el resultado contable antes del propio impuesto y el cargo por impuesto a las ganancias contabilizado

	30 06.16	30 06.15
	$	$
(Pérdida) / Ganancia contable antes del impuesto a las ganancias del período	(144 785 780)	124 156 258
Tasa del impuesto vigente	35,00%	35,00%
Subtotal aplicando la tasa impositiva vigente al resultado del período	**50.675.023**	**(43.454.690)**
Diferencias permanentes a la tasa del impuesto		
- Ajuste DDJJ impuesto a las ganancias	48 966	28 430
- Gastos no admitidos impositivamente	(421 343)	(238 068)
Impuesto a las ganancias contabilizado ganancia / (perdida)	**50.302.646**	**(43 664 328)**

Seguidamente se presenta una conciliación entre el cargo en resultados y el pasivo determinado por el impuesto en el ejercicio

	30.06.16	30.06.15
	$	$
Impuesto a las ganancias contabilizado	**50.302.646**	**(43 664.328)**
Diferencias temporales		
- Previsión para deudores incobrables	(11 164 817)	(8 505 075)
- Depreciación de Propiedad, planta y equipo	(12 112)	(12 113)
- Diferencia de cambio neta	(78 438)	(255 415)
- Venta y reemplazo de bienes de uso	-	11 506 956
- Diferencia de criterio imputación de previsiones y gastos	(8 570 648)	(21 864 340)
- Diferencia reg Crédito Toep a facturar	(4 130 250)	(4 993 558)
- Diferencia por devengamiento ingresos a distribuir	57 236	(1 771 341)
- Ajuste por inflación	(4 691 700)	(5 255 059)
- Quebranto impuesto a las ganancias	(21 760 883)	-
Diferencia permanente		
- Diferencia entre provisión y DDJJ	48 966	-
Impuesto a las ganancias estimado a los fines fiscales	**-**	**(74.814.273)**

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont.)

24. Resultado por acción

El resultado por acción ordinaria ha sido calculado como el cociente entre los resultados de los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015 respectivamente, y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, que a dichas fechas asciende a 325 539 966 acciones

Al 30 de junio de 2016 y 2015 no existen obligaciones negociables ni otros títulos de deuda convertibles en acciones, razón por la cual no se exponen los resultados por acción.

Los resultados por acción básica se calcula dividiendo el resultado atribuible a los accionistas de la Sociedad entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año Dado que la Sociedad no posee acciones preferidas ni deuda convertible en acciones, el resultado básico es igual al resultado diluido por acción

	30.06.16	30.06.15
Resultado atribuible a los accionistas de la Sociedad	-0,290	0,247
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación	325 539 966	325 539 966

25. Dividendos por acción

Durante el ejercicio 2015 no se realizó el pago de dividendos, puesto que los resultados del ejercicio 2014 arrojaron pérdida para la Sociedad.

En el ejercicio 2015 la Sociedad obtuvo una ganancia neta de $213 896 801

La Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") Nº263/2015, del 5 de junio de 2015, que dispuso la asistencia económica transitoria a cargo del Estado Nacional para el 2015, estableció diversas obligaciones y restricciones, entre ellas la no distribución de dividendos por parte de las Distribuidoras beneficiarias, establecida en el artículo 4° inciso "e", respecto de los resultados del ejercicio 2015

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

26. Gastos por naturaleza

Rubros	30 06 16				30 06 15
	Costo de ventas	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Total	Total
	$	$	$	$	$
Compra de gas	1 065 164 207	-	-	1 065 164 207	434 449 248
Compra de transporte	74 433 170	-	-	74 433 170	81 656 463
Variacion de existencias	(2 457 761)	-	-	(2 457 761)	(4 947 562)
Remuneraciones y otros beneficios al personal	59 463 747	37 603 493	27 070 648	124 137 888	94 891 796
Bono de participación de personal	-	-	-	-	235 000
Cargas sociales	12 677 333	7 082 138	5 964 922	25 724 393	20 833 342
Honorarios de directores y síndicos	-	331 000	-	331 000	460 000
Honorarios por servicios profesionales	299 462	7 857 620	2 414 585	10 571 667	6 661 295
Honorarios operador tecnico segun CAT	750 000	-	-	750 000	17 307 562
Materiales diversos	10 858 362	-	-	10 858 362	6 598 350
Servicios y suministros de terceros	40 434 803	28 966 604	70 594 832	139 996 239	94 256 380
Gastos de correo y de telecomunicaciones	1 107 769	5 719 193	28 283 085	35 110 047	20 294 993
Arrendamientos	1 835 933	425 181	-	2 261 114	1 352 373
Transportes y viajes	-	-	6 311 315	6 311 315	5 036 843
Materiales de oficina	348 895	140 421	501 422	990 738	780 349
Viajes y estadias	1 406 822	1 185 909	271 932	2 864 663	965 675
Primas de seguros	5 852 124	(18 014)	-	5 834 110	4 162 419
Desafectacion de "PP&E" por redes	3 492	-	-	3 492	11 234
Reparacion y conservación de "PP&E"	47 564 648	5 045 344	1 901 919	54 511 911	44 696 957
Depreciación de "PP&E"	44 737 399	357 966	858 732	45 954 097	40 097 523
Recupero regularizadora bienes transfendos por terceros	(2 327 499)	-	-	(2 327 499)	(2 327 499)
Amortización de intangibles	-	-	4 321 069	4 321 069	2 797 372
Impuestos, tasas y contribuciones	37 050 541	1 780 212	59 956 975	98 787 728	76 418 655
Publicidad y propaganda	-	-	5 713 611	5 713 611	4 158 926
Cargo por juicios y contingencias	-	6 901 741	11 800 713	18 702 454	22 735 177
Cargo por deudores incobrables	-	-	19 865 893	19 865 893	16 046 670
Gastos y comisiones bancarias	-	-	*10 359 084*	*10 359 084*	*5 714 824*
Gastos diversos	44 467	121 593	281 194	447 254	98 909
Total al 30 de junio de 2016	1 399 247 914	103 500 401	256 471 931	1 759 220 246	
Total al 30 de junio de 2015	750 950 614	80 457 096	164 035 564		995 443 274

27. Información adicional requerida por Resolución CNV N° 629/14 – Guarda de documentación – (información no cubierta por el informe de revisión sobre los estados financieros intermedios condensados)

Con fecha 14 de agosto de 2014, la Comisión Nacional de Valores (CNV) emitió la Resolución General N° 629 mediante la cual impone modificaciones a sus normas en materia de guarda y conservación de libros societarios, libros contables y documentación comercial En tal sentido, se informa que la Sociedad ha enviado para su guarda papeles de trabajo e información no sensible por los períodos no prescriptos, a Administradora de Archivos S.A. ("AdeA") y que la documentación dada en guarda se encuentra en la Planta nº 3, ubicada en Ruta 36 Km 31,5 en la localidad de Florencio Varela

28. Información adicional requerida por el art.12 Capítulo III del Título IV de las normas de la CNV

Cuestiones generales sobre la actividad de la Sociedad

1 *Regímenes jurídicos específicos y significativos que impliquen decaimientos o renacimientos contingentes de beneficios previstos por dichas disposiciones*

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

No existen otros regímenes jurídicos específicos con excepción del marco regulatorio de la Industria del Gas establecido por la Ley N°24 076 y normas reglamentarias y complementarias Adicionalmente debe considerarse lo expuesto en Nota 1 3 de los estados financieros

2 *Modificaciones significativas que afecten la comparabilidad respecto a los mismos períodos presentados anteriormente.*

Se han realizado modificaciones a los efectos de exponerlas uniformemente con el presente ejercicio

3 *Clasificación de los saldos de créditos y deudas en las siguientes categorías.*

a) De plazo vencido, con subtotales para cada uno de los cuatro últimos trimestres y para cada año previo
b) Sin plazo establecido a la vista
c) A vencer, con subtotales para cada uno de los primeros cuatro trimestres y para cada año siguiente.

A continuación se expone la clasificación de los saldos de créditos y deudas de acuerdo a las categorías mencionadas:

		Créditos a vencer				
	De plazo vencido (*)	sin interés	con interés	Tasa de interes promedio anual	Total a vencer	Total General
	$	$	$		$	$
sin plazo establecido corriente	-	41 871 224	-	-	41 871 224	41 871 224
sin plazo establecido no corriente	-	33 441 211	-	-	33 441 211	33 441 211
menos de 3 meses	88 436 709	1 133 577 001	433 971	9,50%	1 134 010 972	1 222 447 681
de 3 a 6 meses	7 183 612	3 540 735	-	-	3 540 735	10 724 347
de 6 a 9 meses	20 889 437	1 098 022	-	-	1 098 022	21 987 459
de 9 a 12 meses	14 510 948	27 821 743	-	-	27 821 743	42 332 691
de 1 a 2 años	19 191 138	28 036 611	-	-	28 036 611	47 227 749
de 2 a 3 años	5 625 172	88 000	-	-	88 000	5 713 172
de 3 a 4 años	3 930 891	-	-	-	-	3 930 891
de 4 a 5 años	3 565 733	-	-	-	-	3 565 733
mas de 5 años	14 434 769	-	-	-	-	14 434 769
	177 768 409	1 269 474 547	433 971		1 269 908 518	1 447 676 927
Previsión deudores incobrables	(82 148 087)	-	-		-	(82 148 087)
Total	95 620 322	1 269 474 547	433 971		1 269 908 518	1 365 528 840

(*) Pudiendo devengar intereses

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont)

	Otros pasivos en general		Deudas bancarias y financieras			Otros pasivos en general				
	De plazo vencido		A vencer			A vencer				
	con interés	Tasa de interes promedio anual	sin interes	con interes	Tasa de interés promedio anual	sin interés	con interes	Tasa de interes promedio anual	Total a vencer	Total general
	$		$	$		$	$		$	
sin plazo establecido corriente	-	-	-	-	-	131 513 233	-	-	131 513 233	131 513 233
sin plazo establecido no corriente	-	-	-	-	-	65 024 145	-	-	65 024 145	65 024 145
menos de 3 meses	443 481 058	*	-	14 547 350	36,00%	929 388 737	37 257 180	20,40%	981 193 267	1 424 674 325
de 3 a 6 meses	132 944 699	*	-	-	-	18 012 936	39 599 008	20,40%	57 611 944	190 556 643
de 6 a 9 meses	323 675 762	*	-	-	-	1 893 472	42 088 083	20,40%	43 981 555	367 657 317
de 9 a 12 meses	68 914 923	*	-	-	-	856 752	177 888 785	20,40%	178 745 537	247 660 460
de 1 a 2 años	540 328	*	-	-	-	134 605 666	507 291	20,40%	135 192 957	135 733 285
de 2 a 3 años	-	-	-	-	-	1 522 700	570 495	20,40%	2 093 195	2 093 195
de 3 a 4 años	-	-	-	-	-	1 522 700	762 135	16,20%	2 284 835	2 284 835
de 4 a 5 años	-	-	-	-	-	1 522 700	896 857	16,20%	2 419 557	2 419 557
mas de 5 años	-	-	-	-	-	25 907 097	2 205 865	16,20%	28 112 962	28 112 962
Total	969 556 770		-	14 547 350		1 311 850 136	301 775 699		1 628 173 187	2 597 720 957

(*) Sujeto a negociación

4 *Clasificación de los créditos y deudas, de manera que permita conocer los efectos financieros que produce su mantenimiento La misma debe posibilitar la identificación de*

a) Las cuentas en moneda nacional, en moneda extranjera y en especie
b) Los saldos sujetos a cláusulas de ajuste y los que no lo están
c) Los saldos que devengan intereses y los que no lo hacen.

a) Las cuentas en moneda extranjera se exponen en el Anexo G de los presentes estados financieros

Por otra parte, dentro del pasivo corriente existen deudas comerciales equivalentes a metros cúbicos de gas natural por $10 346 757

b) No existen créditos y deudas sujetas a cláusulas de ajuste

c) Los saldos que devengan intereses se exponen en la respuesta al punto 3 del presente informe

5 *Detalle del porcentaje de participación en sociedades del art. 33 Ley N°19 550 y el total de votos Además, saldos deudores y acreedores por sociedad y segregados del modo previsto en los puntos 3 y 4 anteriores.*

Al 30 de junio de 2016 no existen participaciones en sociedades del art 33 Ley N° 19.550.

6 *Créditos por ventas o préstamos contra directores, y miembros de la Comisión Fiscalizadora y sus parientes hasta el segundo grado inclusive Para cada persona se indicará el saldo máximo habido durante el ejercicio (expresado en moneda de cierre), el saldo a la fecha de los EE.FF., el motivo del crédito, la moneda y las cláusulas de actualización monetaria y tasas de interés aplicadas.*

No existen líneas de préstamos a miembros del directorio y/o de la comisión fiscalizadora

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont.)

7 *Periodicidad y alcance de los inventarios físicos de las existencias Si existen bienes de inmovilización significativa en el tiempo, por ejemplo más de un año, indicar su monto y si se han efectuado las previsiones que correspondan*

La Sociedad efectúa mediciones diarias sobre la totalidad del gas natural en el sistema de distribución y en la planta de almacenamiento criogénico de gas

No existen inmovilizaciones significativas en el tiempo de las existencias

8 *Fuentes de los datos empleados para calcular los valores corrientes utilizados para valuar existencias, Propiedad, planta y equipo, intangibles y otros activos significativos*

Existencias El gas existente en la planta de almacenamiento criogénico de gas es valuado a su costo de adquisición dado por el valor de compra de gas en boca de pozo

Materiales Los materiales mantenidos para ser usados en el mantenimiento/ expansión de la red han sido valuados al menor valor entre el costo y el valor neto de realización

Propiedad, planta y equipo Dentro de este rubro, el costo de incorporación de las redes cedidas se compone de los gastos incurridos por la Sociedad hasta su habilitación, más el monto equivalente en metros cúbicos de gas a bonificar a los clientes con derecho a ello determinado por el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") Estos metros cúbicos a bonificar están constituidos por el exceso sobre el valor de negocio de la obra cedida, teniendo en cuenta los costos ya incurridos por la Sociedad El resto de las altas de Propiedad, planta y equipo se encuentra valuado a su costo reexpresado

Intangibles Las altas de los activos intangibles se encuentran valuadas a su costo de adquisición o producción

9 *Para el caso de tener Propiedad, planta y equipo con revalúo técnico indicar el método*

No existen

10 *Debería informarse el valor total consignado en el balance de la Propiedad, planta y equipo sin usar por obsoletos.*

No existe Propiedad, planta y equipo obsoletos de valor significativo

11. *Participaciones en otras sociedades en exceso de lo admitido por el art. 30 de la Ley Nº19 550 y planes para regularizar la situación*

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

No existen

12 *Criterios seguidos para determinar los valores recuperables para las existencias, Propiedad, planta y equipo y otros activos, empleados como límites para sus respectivas valuaciones contables*

Los criterios utilizados para la determinación de los valores recuperables en los rubros Existencias y Propiedad, planta y equipo han sido el valor neto de realización y el de utilización económica, respectivamente Las proyecciones y/o estimaciones para la determinación de estos valores podrían verse afectadas por la evolución futura de la economía nacional, tal como se expone en nota 1 3 de los estados financieros

13 Seguros que cubren los bienes tangibles Para cada grupo homogéneo de los bienes se consignarán los riesgos cubiertos, las sumas aseguradas y los correspondientes valores contables

Al 30 de junio de 2016, los seguros contratados sobre los bienes tangibles de la Sociedad son los siguientes

Bienes cubiertos	Riesgos cubiertos	Sumas aseguradas	Valor Contable
Vehículos	Todo riesgo Contra terceros Responsabilidad civil	Hasta $ 4 000 000 para autos Hasta $13 000 000 para camiones	$26 334 044

Adicionalmente, la Sociedad mantiene seguros bajo una póliza global de todo riesgo operativo por una suma asegurada total de US$873 millones La misma esta dividida en las siguientes secciones Sección 1) cobertura para riesgos de daños materiales de sus bienes y pérdida de beneficios, por un monto máximo combinado de US$120 millones, con franquicia de US$50 000 por siniestro y una especial de US$1,5 millones en cuanto a fenómenos de la naturaleza Esta cobertura incluye rotura de maquinarias, transporte terrestre y pérdida de beneficios, con franquicia de 45 días por ocurrencia y es abarcativa de cualquier pérdida, destrucción o deterioro físico total o parcial de los bienes asegurados que sean propiedad del asegurado, alquilados o arrendados por él, o propiedad de terceros o respecto de los que el asegurado haya asumido el riesgo o tenga obligación de asegurar, reparar o reemplazar, Sección 2) cobertura por responsabilidad civil por un monto máximo de US$75 millones, con franquicia de US$6 500 por siniestro La cobertura de responsabilidad civil cubre la responsabilidad civil directa, indirecta, solidaria y/o subsidiaria, por lesiones y daños corporales, materiales, sus consecuencias y daños causados a terceros por acciones u omisiones en el ejercicio de la actividad empresarial, estando también garantizada, en los casos previstos por la póliza, la responsabilidad civil directa, indirecta, solidaria o subsidiaria por daños patrimoniales que no sean consecuencia de daños personales y/o materiales, Sección 3) cobertura de transporte de mercaderías, básicamente para importación y/o exportación, con un límite de US$10 millones y una franquicia de US$25 000 por siniestro, y Sección 4) cobertura por terrorismo por un límite máximo de US$85 millones y con deducibles especiales de US$100 mil por daños materiales y 21 días por pérdida de beneficios

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont)

14 *Elementos considerados para calcular las previsiones cuyos saldos, considerados individualmente o en conjunto, superen el 2 % del patrimonio*

Previsión para deudores incobrables Esta previsión cubre el riesgo de incobrabilidad de los créditos por ventas La misma se ha calculado teniendo en cuenta la posibilidad de cobro de los créditos en función al tipo y antiguedad del crédito, considerándose razonable y suficiente el monto estimado para dicha previsión

Previsión para juicios y contingencias Se han constituido para afrontar situaciones contingentes que podrían originar obligaciones para la Sociedad. Incluyen los procesos judiciales pendientes o reclamos por eventuales perjuicios a terceros por hechos originados en el desarrollo de las actividades, así como también aquellas originadas en cuestiones interpretativas de la legislación vigente En la estimación de los montos se ha considerado la probabilidad de su concreción, tomando en cuenta la opinión de los asesores legales

15 *Situaciones contingentes a la fecha de los estados financieros cuya probabilidad de ocurrencia no sea remota y cuyos efectos patrimoniales no hayan sido contabilizados, indicándose si la falta de contabilización se basa en su probabilidad de concreción o en dificultades para la cuantificación de sus efectos*

No existen situaciones significativas adicionales a las expuestas en los estados financieros

16 *Para los adelantos irrevocables a cuenta de futuras suscripciones, el estado de la tramitación dirigida a su capitalización*

No existen

17 *Dividendos acumulativos impagos de acciones preferidas*

No existen

18 *Condiciones, circunstancias o plazos para las restricciones a la distribución de los resultados no asignados, incluyendo las que se originan por la afectación de la reserva legal para absorber pérdidas finales.*

No existen otras restricciones que las expuestas en nota 18 a los estados financieros anuales y a lo establecido por la Resolución SE Nº 263/2015 en su artículo 4°, inciso e), por la cual la Sociedad para percibir la asistencia económica transitoria mencionada no podrá distribuir dividendos. Por otra parte en la cláusula 7° del Acta Acuerdo, surge de su párrafo 7 2 que "Durante el resto del Período de Transición Contractual y a los efectos de garantizar el Plan de Inversiones, la Licenciataria sólo podrá disponer del excedente de caja previsto en la Proyección

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Económica Financiera, para retribuir al capital propio y de terceros, en la medida que vaya dando cumplimiento al Plan de Inversiones, conforme el procedimiento establecido en los párrafos 7.3 y 7.4"

Además en el citado párrafo 7.4, se indica que "Anualmente, el ENARGAS evaluará el cumplimiento del Plan de Inversiones previamente a cualquier disposición de fondos para distribuir dividendos, para lo cual dispondrá de 60 días corridos contados a partir de la recepción de la información correspondiente para emitir su eventual objeción a la distribución planteada"

Debe destacarse que, tal como figura en el glosario del Acta Acuerdo, las definiciones del Plan de Inversiones y el Período de Transición contractual son los siguientes:

-Plan de Inversiones: Son las previsiones de inversión expresadas en términos físicos y monetarios que la LICENCIATARIA se compromete a realizar durante el PERÍODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL conforme se establece en la Cláusula Séptima del Acta Acuerdo.
-Período de Transición Contractual: Es el período comprendido entre el 6 de enero de 2002 y el 1° de agosto de 2006.

Este período fue prorrogado por las autoridades competentes y se extenderá, en consecuencia, hasta la entrada en vigencia de las tarifas resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral, pendiente de conclusión por parte del ENARGAS

Habida cuenta que el Plan de Inversiones ha sido ejecutado en su totalidad sin haber recibido observaciones del ENARGAS, la Sociedad considera que estas limitaciones del Acta Acuerdo no son de aplicación

29. Hechos posteriores al cierre

Esta nota debe ser leída en conjunto con las notas 1.2.3 y 5.4

Tal lo comentado en la nota 5.4, a continuación se destaca la causa judicial que afecta a la Sociedad en la aplicación de los cuadros tarifarios dictados en el mes de abril.

i) *Causa CEPIS*

El CEPIS interpuso acción de amparo a fin de que se decrete la nulidad de las Resoluciones N° 28/2016 y 31/2016 del MEyM.

El 7 de julio de 2016 la Sala II de la Cámara Federal de La Plata resolvió declarar la nulidad de las Resoluciones N°28/2016 y N°31/2016 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, retrotrayéndose la situación tarifaria a la existente previamente al dictado de ambas

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Adicionalmente y como se expone en la nota 1 2 3 , con fecha 26 de julio de 2016, la Sociedad recibió del ENARGAS la Nota N°06827 de fecha 25 de julio de 2016, en la que informa a la Sociedad que la Sala II de la Cámara Federal de La Plata en los autos "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad ("CEPIS") y Otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo" (Expte N° 8399/2016), ha resuelto con fecha 7 de julio de 2016 ". (2) declarar la nulidad de las Resoluciones 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, retrotrayéndose la situación tarifaria a la existente previamente al dictado de ambas . " por lo que " la[s] Resolución[es] ENARGAS N° I 3725/2016 no ha sido declarada nula en dichos actuados, pero en la medida que la[s] misma[s] reconoce[n] como antecedente esas decisiones ministeriales, no es factible su aplicación hasta tanto se resuelva sobre la concesión o denegación del Recurso Extraordinario Federal interpuesto por el Estado Nacional y sus efectos, sin que ello implique desconocer la intrínseca juridicidad y apego a derecho de las normas en cuestión, dictadas por la administración, en ejercicio de sus legítimas potestades "

El 4 de agosto, la Sala II de la Cámara Federal de La Plata resolvió conceder con efecto devolutivo el Recurso Extraordinario deducido por el Estado Nacional y elevar las actuaciones a la Corte Suprema de Justicia de la Nación, lo que significa que la sentencia de la Cámara Federal debe cumplirse impidiendo la facturación con los cuadros tarifarios resultantes de las Res Nº 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación

Cabe destacar, que si bien la Sociedad no es parte en la causa judicial indicada, y basándose en el fallo "CEPIS" y las Resoluciones y Notas del ENARGAS citadas precedentemente, la Sociedad ha decidido considerar en los Estados Financieros el efecto de dicha resolución judicial, tomando las tarifas vigentes al 31 de marzo de 2016 para la determinación de sus ventas y costos de gas y transporte

Como consecuencia de lo expuesto, a la fecha de emisión de los presentes estados financieros la Sociedad se encuentra imposibilitada de facturar y reconocer los ingresos generados por los nuevos cuadros tarifarios (ver notas 1 2 3 y 5 4).

Toda esta situación está generando una afectación económico-financiera a la Licenciataria y consecuentemente en la cadena de pagos y que de prolongarse, y no siendo subsanada por otro medio, no puede asegurarse que la Sociedad pueda en el futuro continuar operando bajo el principio contable de "empresa en marcha"

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de junio de 2016 y 2015 (cont)

Sin perjuicio de lo expuesto, si la Corte Suprema de Justicia de la Nación resolviera favorablemente y permitiera facturar con los cuadros tarifarios establecidos por la Resolución ENARGAS Nº I 3725/2016, la ganancia operativa de la Sociedad se vería incrementada a $211,1 millones y su consiguiente resultado integral del período de seis meses equivaldría a una ganancia de $149,3 millones y el Patrimonio Neto alcanzaría la cifra de $1 008,9 millones

Uriel O´Farrell
por Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo A

Propiedad, planta y equipo

Estados financieros al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Cuenta principal	Valores Originales					Depreciaciones					Neto resultante al 30 06 16	Neto resultante al 31 12 15
	Al inicio del ejercicio	Aumentos	Transferencias	Bajas	Al cierre del período / ejercicio	Acumuladas al inicio del ejercicio	Del período / ejercicio		Bajas	Acumuladas al cierre del período / ejercicio		
							Alícuota	Monto				
	$	$	$	$	$	$	%	$	$	$	$	$
Terrenos	4.905 719	-	-	-	4.905 719	-	-	-	-	-	4.905 719	4.905 719
Edificios y construcciones civiles	32 639.953	-	-	-	32.639.953	16.942.987	2	326 400	-	17.269 387	15.370 566	15 696 966
Instalaciones de edificios	43,306,960	-	-	-	43,306,960	27 340 699	5	977.215	-	28 317 914	14.989 046	15 966.261
Gasoductos de alta presión	17 808.967	-	-	-	17.808.967	12 134.958	3 33	256 815	-	12 431.774	5.377 193	5 674 009
Ramales de alta presión	287 730 059	-	419 328	-	288 149.388	177.443 784	3,33	4.802 490	-	182.246.274	105.903 114	110.286.275
Conductos y sistemas media y baja presión	1499 867 330	-	29 378 766	-	1529.246 096	752.320 766	3,33-2-10	22.396.692	-	774 717 458	754 528 638	747 546 564
Otras planta industriales	106 825 037	-	450 000	-	107.275 037	57.060.363	3 33-2-4-5-2-20	1487.251	-	58 547 614	48 727.423	49 764 674
Estaciones regulación y medición de presión	104 533 878	-	-	-	104 533 878	35 110.854	4	2 193.938	-	37 304 792	67.229 086	69 423 024
Instalaciones de medidores de consumo	278 602.289	15.520 476	14 025 737	895 712	307 451792	119 440 493	5 67-4 5-20	6.634 136	893.221	125 181.410	191270.382	158 361.796
Otras instalaciones técnicas	110 134 522	-	-	-	110 134 522	56 424 777	4	2.202 690	-	58 627 467	51507 055	53 709 745
Maquinarias y herramientas	19 846 465	327.522	-	-	20 173 987	17 198 783	10-20	279 634	-	17 478 417	2.695 570	2.647 682
Equipos informáticos y telecomunicaciones	30 157 825	816.533	-	-	30 974 358	19 736.825	33,3-10-29,2-20	727.973	-	20 464 798	10 509 560	10 421000
Vehículos	42 137 873	774 665	-	-	42 912 538	13 069.276	20	3 509.218	-	16 578 494	26 334 044	29 068 597
Muebles y útiles	8 484 676	45.398	-	-	8 530 074	6 733.258	10-20	119 642	-	6 852 930	1.677 144	1.751.388
Materiales	31684 956	26 669.930	(18 654 017)	-	39 700 869	-	-	-	-	-	39 700 869	31.684 956
Line pack	163 422	-	-	-	163.422		-	-	-	-	163.422	163.422
Obras en curso	113 813 139	65 998 307	(25 619 815)	-	154 191631	-	-	-	-	-	154 191631	113 813 139
Subtotal	2 732.843 070	110 152 933	-	896 712	2 842 099 161	1.301.957 853		45 954 097	893.221	1.347 018 729	1495 080 462	1430 885.217
Regularizadora bienes transferidos por terceros	(193.345 398)	-	-	-	(193.345 398)	(77.220 130)	10-5-3,33-2	(2 327.469)	-	(79.547.809)	(113 797 589)	(116 125.268)
Total período actual	2.539.497 672	110 152 933	-	896 712	2.648 753 793	1224 737 743		43 626 598	893.221	1267.471120	1381282 673	
Total ejercicio anterior	2 310 450.611	239 780 742	-	10 733 681	2,539 497.672	1 152 596 389		77 428 980	5.287 626	1224 737 743		1314 759.929

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Uriel O'Farrell
por Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ESCOBAR

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo B

Intangibles

Estados financieros al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Cuenta principal	Valores originales				Amortizaciones			Neto resultante al 30.06.16	Neto resultante al 31.12.15
	Al inicio del ejercicio	Aumentos	Transferencias	Al cierre del período / ejercicio	Acumuladas al inicio del ejercicio	Del período / ejercicio	Al cierre del período / ejercicio		
	$	$	$	$	$	$	$	$	$
Aplicaciones informáticas	112 911 470	-	4 417 442	117 328 912	95 057 319	4 321 069	99 378 388	17 950 524	17 854 151
Obras en curso	8 225 083	9 368 406	(4 417 442)	13 176 047	-	-	-	13 176 047	8 225 083
Total período actual	121 136 553	9 368 406	-	130 504 959	95 057 319	4 321 069	99 378 388	31 126 571	
Total ejercicio anterior	105 710 195	15 426 358	-	121 136 553	89 267 329	5 789 990	95 057 319		26 079 234

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Uriel O´Farrell
por Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo D

Inversiones

Estados financieros al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Cuenta principal y características	30.06.16	31.12.15
	$	$
INVERSIONES CORRIENTES		
Moneda extranjera		
Plazo Fijo	-	32 456 646
Moneda local		
Bonos cancelación de deuda de la Prov de Buenos Aires Serie A	-	101 950
INVERSIONES NO CORRIENTES		
Moneda local		
Bonos cancelación de deuda de la Prov de Buenos Aires	4 074 054	-
Total Inversiones corrientes y no corrientes	4 074 054	32 558 596

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Uriel O'Farrell
por Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo E

Previsiones

Estados financieros al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Rubros	Saldos al inicio del ejercicio	Aumentos	Disminuciones	Saldo al 30 06 16	Saldo al 31 12 15
	$	$	$	$	$
DEDUCIDAS DEL ACTIVO					
Créditos por ventas					
Para deudores incobrables (1)	68 386 242	19 865 893	6 104 048	82 148 087	68 386 242
Por traslado de tasa de ocupación de espacios publicos (2)	83 464 495	11 800 713	-	95 265 208	83 464 495
INCLUIDAS EN EL PASIVO					
Previsiones					
Para juicios y contingencias (3)	56 775 653	12 299 231	4 050 739	65 024 145	56 775 653
Total del período actual	208 626 390	43 965 837	10 154 787	242 437 440	
Total del ejercicio anterior	178 397 133	61 185 387	30 956 130		208 626 390

(1) Los aumentos fueron imputados en el rubro "Gastos de Comercialización" (Anexo H), mientras que las disminuciones corresponden a bajas efectivas y a la afectación de la previsión sobre créditos con antiguedad superior a 5 años
(2) Los aumentos fueron imputados en el rubro "Gastos de Comercialización" (Anexo H)
(3) Los aumentos fueron imputados en el rubro "Gastos de Administración" (Anexo H)

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO. S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Uriel O Farrell
por Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo F

Costo de ventas

Estados financieros al 30 de junio de 2016 y 2015

Concepto	30.06.16		30.06.15	
	$		$	
Existencia al inicio del ejercicio		11 284 998		4 553 301
Gas en planta Peak Shaving	11 284 998		4 553 301	
Más				
a) Compras		1 139 597 377		516 105 711
- de gas	1 065 164 207		434 449 248	
- de transporte	74 433 170		81 656 463	
b) Costos (según Anexo H)		262 108 298		239 792 465
Menos				
Existencia al cierre del período				
Gas en planta Peak Shaving		13 742 759		9 500 863
Costo de ventas		1 399 247 914		750 950 614

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Uriel O'Farrell
por Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo G

Activos y pasivos en moneda extranjera

Estados financieros al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Rubro	30.06.16				31.12.15		
	Monto y clase de la moneda extranjera		Cambio vigente	Montos en moneda local e importe contabilizado	Monto y clase de la moneda extranjera		Montos en moneda local e importe contabilizado
			$	$			$
ACTIVO							
ACTIVO NO CORRIENTE							
Otros créditos							
Créditos Diversos	US$	547 356	14,9000	8 155 597	US$	1 239 955	16 073 532
Subtotal activo no corriente				8 155 597			16 073 532
ACTIVO CORRIENTE							
Otros créditos							
Partes relacionadas	US$	4 750 522	14,9000	70 782 771	US$	4 381 203	56 793 530
Depósitos en garantía	US$	25 600	14,9000	381 440	US$	25 600	331 853
Diversos	US$	1 527 128	14,9000	22 754 211	US$	1 482 773	19 221 186
Inversiones							
Plazo fijo (1)	US$	-	14,9000	-	US$	2 503 791	32 456 646
Caja y Bancos							
Caja	EURO	15 174	16,4660	249 855	EURO	16 375	232 117
	US$	40 332	14,9000	600 947	US$	41 715	540 745
Bancos	US$	3 413 749	14,9000	50 864 858	US$	893 284	11 579 644
Subtotal activo corriente				145 634 082			121 155 721
Total del activo				153 789 679			137 229 253
PASIVO							
PASIVO CORRIENTE							
Deudas comerciales	US$	236 422	14,9000	3 522 688	US$	101 016	1 309 465
	EURO	989	16,4660	16 285	EURO	989	14 021
Otras deudas							
Partes relacionadas	US$	21 454	14,9000	319 663	US$	-	-
Subtotal pasivo corriente				3 858 636			1 323 486
Total del pasivo				3 858 636			1 323 486

EURO euros, US$ dólares estadounidenses, GBP libras esterlinas
(1) Plazo fijo dado en garantía para líneas de crédito bancarias contingentes

Vease nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B.A T° 1 F° 17

Uriel O'Farrell
por Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo H

Gastos por naturaleza - Información requerida por el Art. 64 inc b) de la Ley Nº 19 550 correspondiente al período de seis y tres meses finalizado el 30 de junio de 2016 y 2015

Rubros	30 06 16				30 06 15	Tres meses al 30 06 16	Tres meses al 30 06 15
	Costo de ventas	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Total	Total	Total	Total
	$	$	$	$	$	$	$
Compra de gas	1 065 164 207	-	-	1 065 164 207	434 449 248	938 915 430	338 852 082
Compra de transporte	74 433 170	-	-	74 433 170	81 656 463	40 146 241	44 490 460
Variación de existencias	(2 457 761)	-	-	(2 457 761)	(4 947 562)	(2 939 319)	(631 684)
Remuneraciones y otros beneficios al personal	59 463 747	37 603 493	27 070 648	124 137 888	94 891 796	66 023 327	47 148 099
Bono de participacion de personal	-	-	-	-	235 000	-	235 000
Cargas sociales	12 677 333	7 082 138	5 964 922	25 724 393	20 833 342	13 155 814	11 493 271
Honorarios de directores y síndicos	-	331 000	-	331 000	460 000	202 000	223 000
Honorarios por servicios profesionales	299 462	7 857 620	2 414 585	10 571 667	6 661 295	5 373 414	4 657 816
Honorarios operador tecnico según CAT	750 000	-	-	750 000	17 307 562	375 000	16 932 562
Materiales diversos	10 858 362	-	-	10 858 362	6 598 350	5 563 831	3 445 865
Servicios y suministros de terceros	40 434 803	28 966 604	70 594 832	139 996 239	94 256 380	76 715 596	49 355 752
Gastos de correo y de telecomunicaciones	1 107 769	5 719 193	28 283 085	35 110 047	20 294 993	15 859 129	9 524 892
Arrendamientos	1 835 933	425 181	-	2 261 114	1 352 373	979 796	(530 133)
Transportes y viajes	-	-	6 311 315	6 311 315	5 036 843	3 246 361	2 165 319
Materiales de oficina	348 895	140 421	501 422	990 738	780 349	654 435	516 533
Viajes y estadías	1 406 822	1 185 909	271 932	2 864 663	965 675	1 065 705	673 105
Primas de seguros	5 852 124	(18 014)	-	5 834 110	4 162 419	2 994 342	2 022 552
Desafectación de "PP&E" por redes	3 492	-	-	3 492	11 234	1 498	4 134
Reparacion y conservacion de "PP&E"	47 564 648	5 045 344	1 901 919	54 511 911	44 696 957	32 942 271	26 027 286
Depreciacion de "PP&E"	44 737 399	357 966	858 732	45 954 097	40 097 523	23 088 761	20 238 040
Recupero regularizadora bienes transferidos por terceros	(2 327 499)	-	-	(2 327 499)	(2 327 499)	(1 163 749)	(1 163 749)
Amortizacion de intangibles	-	-	4 321 069	4 321 069	2 797 372	2 249 671	1 416 696
Impuestos, tasas y contribuciones	37 050 541	1 780 212	59 956 975	98 787 728	76 418 655	53 406 248	40 641 932
Publicidad y propaganda	-	-	5 713 611	5 713 611	4 158 926	3 562 908	2 680 155
Cargo por juicios y contingencias	-	6 901 741	11 800 713	18 702 454	22 735 177	11 808 568	8 423 744
Cargo por deudores incobrables	-	-	19 865 893	19 865 893	16 046 670	10 112 458	3 776 109
Gastos y comisiones bancarias	-	-	10 359 084	10 359 084	5 714 824	5 439 453	2 950 443
Gastos diversos	44 467	121 593	281 194	447 254	98 909	295 444	25 173
Total al 30 de junio de 2016	1 399 247 914	103 500 401	256 471 931	1 759 220 246			
Total al 30 de junio de 2015	750 950 614	80 457 096	164 035 564		995 443 274		
Total tres meses al 30 de junio de 2016	1 102 905 524	57 986 062	149 183 047			1 310 074 633	
Total tres meses al 30 de junio de 2015	513 136 439	42 521 196	79 936 819				635 594 454

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Uriel O'Farrell
por Comision Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ES COPIA FIEL

INFORME DE LA COMISION FISCALIZADORA

A los señores Accionistas de
GAS NATURAL BAN, S.A.

Introducción

De acuerdo con lo dispuesto en el inciso 5° del artículo 294 de la Ley N°19.550 y el Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, hemos examinado los estados de situación financiera y de cambios en el patrimonio de Gas Natural BAN, S.A. al 30 de junio de 2016, los correspondientes estados de resultados integrales y de flujos de efectivo por el período finalizado en dicha fecha y las notas y anexos que los complementan y el informe de revisión de los auditores de la firma Price Waterhouse & Co. S.R.L., pertinente a los estados financieros, emitidos bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Asimismo, hemos examinado la Reseña Informativa requerida por la Resolución General N°622/13 de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") y la información adicional a las notas a los estados financieros requerida por el artículo N°68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, cubiertas ambas por sus respectivos informes.

Responsabilidad de la Dirección

Los documentos examinados son responsabilidad del Directorio de la Sociedad en el ejercicio de sus funciones exclusivas.

Alcance de nuestra revisión

Nuestro trabajo se circunscribió al análisis de la información significativa de los documentos examinados, su congruencia con la información sobre las decisiones societarias expuestas en actas y la adecuación de dichas decisiones a la ley y los estatutos en lo relativo a sus aspectos formales y documentales. No hemos efectuado ningún control de gestión y, por lo tanto, no hemos evaluado los criterios y decisiones empresarias de administración, financiación, comercialización y explotación, dado que estas cuestiones son responsabilidad exclusiva del Directorio.

Párrafo de énfasis

Tal como se menciona en la Nota 1.3, y considerando lo que manifiesta el "párrafo de énfasis" del informe de revisión de los auditores independientes, la Sociedad afronta situaciones legales relacionadas con los aumentos tarifarios a aplicar que afectan su ecuación económica y financiera futura. Dichas circunstancias indican la existencia de una incertidumbre significativa que puede generar duda sustancial sobre la capacidad de la entidad para continuar como empresa en marcha.

Conclusión

En nuestra opinión, basados en el trabajo realizado y en el informe de revisión de Price Waterhouse & Co S.R.L. del 11 de agosto de 2016, los estados financieros intermedios condensados de Gas Natural BAN, S.A. al 30 de junio de 2016 incluyen todos los hechos y circunstancias que son de nuestro conocimiento y en relación a ellos no tenemos otras observaciones que formular a las descriptas en el párrafo precedente, habiendo sido elaborados de conformidad con las normas de aplicación correspondientes.

Hemos obtenido, con relación a todos los documentos señalados precedentemente, las informaciones y explicaciones consideradas necesarias de acuerdo con las circunstancias, y no tenemos otras observaciones que formular con respecto a ellos.

Informe sobre cumplimiento de disposiciones vigentes

Hemos dado cumplimiento a las disposiciones del artículo 294 de la Ley N°19.550.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 11 de agosto de 2016.

Uriel O´Farrell
por Comisión Fiscalizadora

ES COPIA FIEL

gasNatural fenosa

Gas Natural BAN, S.A.

Estados Financieros Intermedios Condensados

Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016 presentados en forma comparativa

Isabel la Católica 939

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Argentina

ES COPIA FIEL

Contenido

Reseña Informativa

Informe de la revisión limitada

Estado de Situación Financiera

Estado de Resultados Integrales

Estado de Cambios en el Patrimonio

Estado de Flujo de Efectivo

Notas a los estados financieros

1 Información general
2 Bases de presentación y principales políticas contables
3 Administración de riesgos financieros
4 Políticas y estimaciones contables críticas
5 Asuntos legales y regulatorios
6 Propiedad, planta y equipo ("PP&E")
7 Intangibles
8 Créditos fiscales
9 Otros créditos
10 Existencias
11 Créditos por ventas
12 Efectivo y equivalente de efectivo
13 Previsiones
14 Activo / Pasivo por impuesto diferido
15 Deudas fiscales
16 Deudas comerciales
17 Información por segmentos
18 Transacciones entre partes relacionadas
19 Ingresos por ventas y servicios
20 Otros ingresos
21. Resultados financieros netos
22 Impuesto a las ganancias a pagar
23 Impuesto a las ganancias
24 Resultado por acción
25 Dividendos por acción
26 Gastos por naturaleza
27 Información adicional requerida por la Resolución CNV N°629/14 – Guarda de documentación
28 Información adicional requerida por el art 12 Capítulo III del Título IV de las normas de la CNV
29 Hechos posteriores al cierre

Anexos

Informe de la Comisión Fiscalizadora

Gas Natural BAN, S.A.

RESEÑA INFORMATIVA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2016

1 - Bases de presentación

La información contenida en esta Reseña Informativa debe leerse junto con los estados financieros al 30 de septiembre de 2016 y 2015, de los cuales forma parte Ambos fueron preparados de acuerdo con los criterios de valuación y exposición que se describen en Nota 2 a los estados financieros y que se encuentran establecidos en la Resolución General ("RG") N°622/13 de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") y en la Resolución N°1 660/2000 del Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") y sus modificaciones posteriores

2 - Comentarios sobre la actividad de la Sociedad en el período

Consideraciones sobre estacionalidad

Las ventas y los resultados de la Sociedad se ven altamente influenciados por las condiciones climáticas imperantes en Argentina El clima más frío, en especial durante aquellos períodos prolongados de temperaturas lo suficientemente bajas para requerir el uso de sistemas de calefacción en hogares y otros edificios, produce un incremento de la demanda de gas natural y, en consecuencia, las ventas y resultados de Gas Natural BAN, S A son sensiblemente más altos durante los meses considerados invernales (de mayo a septiembre), en comparación con los restantes meses del año

Análisis de las operaciones en los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2016 y 2015

La Sociedad registró en el período finalizado el 30 de septiembre de 2016 una pérdida neta de $123,9 millones, en contraposición a la ganancia reconocida en el mismo período del ejercicio anterior de $137,1 millones

Esta variación negativa fue consecuencia de que no se pudo aplicar el nuevo cuadro tarifario para los clientes residenciales debido a la sentencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación ("CSJN") del 18 de agosto, que resolvió declarar la nulidad de las Resoluciones Nº 28/2016 y 31/2016 del Ministerio de Energía y Minería que habían instruido al ENARGAS a efectuar una adecuación de las tarifas de transición, llevada a cabo a través de la Resolución Nº I 3725/2016, con vigencia 1° de abril de 2016, que obligó a revertir todos los ingresos que se habían registrado al respecto Adicionalmente, en 2015 se había registrado la Asistencia Económica Transitoria establecida por la Resolución Nº263/2015 de la Secretaría de Energía Esta variación negativa fue compensada en parte por la aplicación para los clientes no residenciales del cuadro tarifario vigente desde el 1º de abril de 2016

Asimismo, el mayor resultado financiero negativo, fue producto de los mayores intereses de financiación compensados en parte por las mayores tasas de interés en

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

las colocaciones de excedentes temporales de tesorería y a los de mayores intereses comerciales

Por otra parte, la registración de un quebranto por impuesto a las ganancias contribuyo a la menor variación final del resultado

En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, el volumen de ventas de gas de la Sociedad alcanzó los 1 994,4 millones de m^3, 23,9% superior al mismo período del ejercicio anterior, principalmente por los volúmenes vendidos al mercado GNC desde mayo de acuerdo a lo establecido por la Resolución N° 34/2016 del MEyM, antes de la vigencia de la citada resolución, las estaciones de GNC debían comprar el gas directamente los productores También contribuyó al incremento de ventas el mayor consumo de clientes residenciales, dadas las menores temperaturas medias registradas

Las ventas de servicios de transporte y/o distribución alcanzaron los 3 267,4 millones de m^3, 1,9% superior al volumen entregado en el mismo período de 2015, debido fundamentalmente a las mayores emisiones a otras distribuidoras dado el aumento de demanda para centrales eléctricas y consumo residencial, contrarrestado por el deterioro de la actividad económica registrada en 2016 y la reducción de los volúmenes del mercado GNC consecuencia del cambio regulatorio citado precedentemente

A continuación se expone un cuadro que muestra la apertura de los volúmenes de ventas de gas y de servicios de transporte y/o distribución de gas de la Sociedad

	en millones de m^3		Variación respecto al mismo período del año anterior en	
Volumen de ventas por mercado	30 09 16	30 09 15	millones de m^3	porcentaje
Gas				
Residencial	1 456,2	1 305,6	150,6	11,5%
Comercial	201,5	208,6	(7,1)	-3,4%
Industrial (PyMEs)	87,0	84,0	3,0	3,6%
GNC (1)	239,8	-	239,8	100,0%
Sub-distribuidoras	9,9	11,9	(2,0)	-16,8%
Total	1 994,4	1.610,1	384,3	23,9%
Servicio de transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	650,3	707,9	(57,6)	-8,1%
Gas Natural Comprimido (GNC) (1)	193,6	437,7	(244,1)	-55,8%
Otros servicios de transporte y/o distribución	2 423,5	2 061,2	362,3	17,6%
Total	3 267,4	3 206,8	60,6	1,9%

(1) De acuerdo a lo establecido por la Resolución N°34/2016 del Ministerio de Energia y Mineria, a partir del 1° de mayo de 2016 la Sociedad comenzó a suministrar el servicio completo a las estaciones de GNC

El total de clientes de la Sociedad durante el período de nueve meses finalizado el 30 de Septiembre de 2016 aumentó un 1,4% respecto del mismo período del año anterior, alcanzando un total de 1 626 417 clientes, levemente por debajo del ritmo de crecimiento de los últimos años Dicho incremento, obedece a los efectos

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

positivos de las acciones comerciales encaradas por la Sociedad, en un complejo contexto macroeconómico

A continuación se muestra la variación de los clientes por cada segmento de negocio

	Número de clientes		Variación respecto al mismo período del año anterior en	
Clientes por mercado	30 09 16	30 09 15	clientes	porcentaje
Ventas de gas				
Residencial	1 572 185	1 550 184	22 001	1,4%
Comercial	52 522	52 464	58	0,1%
Industrial (PyMEs)	723	725	(2)	-0,3%
GNC	400	-	400	100,0%
Sub-distribuidoras	4	4	-	0,0%
Sub-total	1 625 834	1 603 377	22 457	1,4%
Servicio de transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	576	575	1	0,2%
Gas Natural Comprimido (GNC)	-	400	-400	-100,0%
Otros servicios de transporte y/o distribución	7	7	-	-
Sub-total	583	982	-399	-40,6%
Total de clientes	1 626 417	1 604 359	22 058	1,4%

Los ingresos por ventas de gas y por servicios de transporte y/o distribución ascendieron a $3 294,2 millones, un 127,2% superior respecto al mismo período del ejercicio anterior debido a las ventas al mercado GNC de acuerdo a lo establecido por la Resolución N°34/2016 del MEyM a partir del 1° de mayo de 2016 y al mayor consumo unitario por menores temperaturas medias registradas

Merece destacarse que, ante la falta de resolución por parte del organismo regulador, los ingresos por ventas y servicios por el periodo de nueve meses del ejercicio 2016, no recogen los incrementos tarifarios generados por el Índice General de Variación de Costos - aplicación de la cláusula cuarta del Acta Acuerdo firmada en julio de 2005 con el Poder Ejecutivo Nacional-, que fueran solicitadas al ENARGAS, por los períodos comprendidos en el período 1° de octubre de 2007 y el 30 de septiembre de 2016 El monto estimado acumulado por todos estos períodos al 30 de septiembre de 2016 asciende aproximadamente a $757 millones en concepto de capital, netos de i) la Resolución ENARGAS N°I 2407/12), ii) la Resolución ENARGAS N° I 2843/14, iii) la Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") N°263/2015y iv) la Nota ENARGAS N° 12101/15 Esta estimación está calculada exclusivamente con la variación del Índice General de Variación de Costos ("IVC"), ampliamente superada por la variación real de costos a reconocer bajo la referida Acta Acuerdo

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

El siguiente cuadro expone la apertura de las ventas de gas y servicios de transporte y/o distribución de la Sociedad

	en *millones de $*		Variación respecto al mismo periodo del año anterior en	
Ingresos por mercado	30 09 16	30 09 15	millones de pesos	porcentaje
Ventas de gas				
Residencial	1 724,5	1 195,5	529,0	44,2%
Comercial	291,7	64,2	227,5	354,4%
Industrial (PyMEs)	228,7	29,1	199,6	685,9%
Gas Natural Comprimido (GNC) (1)	806,0	-	806,0	100,0%
Sub-distribuidoras	5,8	4,5	1,3	28,9%
Sub-total	3 056,7	1 293,3	1 763,4	136,3%
Servicio de transporte y/o distribución				
Industrial (PyMEs + Grandes Usuarios)	158,4	103,0	55,4	53,8%
Gas Natural Comprimido (GNC) (1)	39,1	33,6	5,5	16,4%
Otros servicios de transporte y/o distribucion	40,0	19,8	20,2	102,0%
Sub-total	237,5	156,4	81,1	51,9%
Total ventas de gas y servicio de transporte y/o distribución	3 294,2	1 449,7	1 844,5	127,2%

(1) De acuerdo a lo establecido por la Resolución N°34/2016 del Ministerio de Energia y Minería, a partir del 1° de mayo de 2016 la Sociedad comenzó a suministrar el servicio completo a las estaciones de GNC

La disminución del rubro otros ingresos, fue consecuencia de la venta de un inmueble en 2015, que no constituía un activo esencial

A continuación se detalla la apertura del rubro otros ingresos

	en millones de pesos		Variación respecto al mismo período del año anterior en	
Otros ingresos	30 09 16	30 09 15	millones de pesos	porcentaje
Indemnizaciones por daños y desplazamientos de la red	1,7	2,1	(0,4)	-19,0%
Ventas de Propiedad, Planta y Equipo	-	32,8	(32,8)	-100,0%
Ventas varias y otros servicios	12,5	10,5	2,0	19,0%
Total otros ingresos	14,2	45,4	(31,2)	-68,7%

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

A continuación se expone la apertura de los principales componentes de los gastos operativos y su comparación con el mismo período del ejercicio anterior

	Gastos operativos en millones de pesos		Variación respecto al mismo periodo del año anterior en	
Gastos operativos	30 09 16	30 09 15	millones de pesos	porcentaje
Suministro de gas	2 233,2	829,7	1 403,5	169,2%
Servicio de transporte de gas	188,1	138,7	49,4	35,6%
Depreciaciones y Amortizaciones	72,5	61,3	11,2	18,3%
Remuneraciones, cargas sociales y otros beneficios al personal	231,9	178,5	53,4	29,9%
Gastos de correo y telecomunicaciones	49,9	30,9	19,0	61,5%
Reparación y conservacion de propiedad, planta y equipo	96,3	71,6	24,7	34,5%
Honorarios por servicios profesionales	22,1	33,0	(10,9)	-33,0%
Gastos y comisiones bancarias	16,2	11,1	5,1	45,9%
Servicios y suministros de terceros	223,2	146,0	77,2	52,9%
Impuestos, tasas y contribuciones	204,4	124,4	80,0	64,3%
Cargo por deudores incobrables	25,3	17,7	7,6	42,9%
Cargo por juicios y contingencias	23,7	28,7	(5,0)	-17,4%
Otros gastos operativos	53,3	34,8	18,5	53,2%
Total gastos operativos	3 440,1	1 706,4	1 733,7	101,6%

El costo de compras de gas para los primeros nueve meses del año 2016 aumentó un 169,2% con respecto al mismo período del año anterior, en línea con los mayores volúmenes vendidos al mercado residencial-comercial y en particular al mercado GNC de acuerdo a lo establecido por la Resol N°34/2016 del MEyM

El costo de compra de transporte se encuentra un 35,6% por encima del mismo período del año anterior por los mayores precios de compra que surgen del nuevo cuadro tarifario vigente a partir del 1° de abril de 2016 para clientes no residenciales

El mayor cargo por depreciaciones y amortizaciones es consecuencia del incremento en propiedad, planta y equipo e intangibles respecto al mismo período del ejercicio anterior

El incremento de los cargos correspondientes a remuneraciones, cargas sociales y otros beneficios al personal es básicamente consecuencia de los aumentos salariales y otros beneficios otorgados por la Sociedad a su personal durante el año 2015 y que tienen pleno impacto en el año 2016, junto con los aumentos otorgados en el propio período del ejercicio actual

Los mayores gastos por servicios y suministros de terceros, gastos de correo y telecomunicaciones, reparación y conservación de propiedad, planta y equipo y otros gastos operativos son consecuencia de los mayores servicios recibidos y por los aumentos de precios pautados con las empresas prestadoras de servicios, donde el componente mano de obra resulta significativo y se vio fuertemente impactado por los incrementos salariales que se fueron dando a diversos sectores de la economía

Los honorarios por servicios profesionales fueron inferiores respecto de los registrados en igual período del ejercicio anterior debido principalmente al menor

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

honorario del operador técnico registrado, compensado en parte por los mayores gastos de logística asociados a la nueva gestión de almacenes y a mayores comisiones por las gestiones de seguimiento de deuda de clientes

Los gastos y comisiones bancarias aumentaron por la incidencia del incremento de la facturación

La variación de impuestos, tasas y contribuciones se debió, al incremento de la tasa de fiscalización y control impuesta por el ENARGAS, a los mayores cargos por impuesto sobre los ingresos brutos por mayores ingresos por venta y a los mayores gastos por impuesto a los débitos y créditos bancarios

Los cargos por previsión para deudores incobrables fueron superiores respecto del mismo período del ejercicio anterior, producto de la mayor deuda vencida superior a los seis meses de antiguedad por la incidencia del incremento de la facturación

Los cargos por juicios y contingencias fueron inferiores respecto del mismo período del ejercicio anterior debido a una menor previsión de juicios laborales y a menores cargos por efecto de la previsión sobre tasas municipales trasladables a los clientes según el marco regulatorio, que fueran abonadas por la Sociedad y sobre las que todavía no posee autorización del ENARGAS para su traslado La Sociedad ha debido previsionar estas tasas a los efectos de regularizar el crédito que refleja su derecho por aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera Al cierre del período existen $101,7 millones pendientes de trasladar a los clientes, según lo establece el marco regulatorio, en concepto de las tasas municipales pagadas a los municipios

El impuesto a las ganancias registró un quebranto en contraposición al cargo registrado en el mismo período del ejercicio anterior, en línea con la mayor pérdida registrada

3 - Estructura comparativa patrimonial y de resultados

3.1. - Estructura patrimonial comparativa con el mismo período de ejercicios anteriores

	30 09 16	30 09 15	30 09 14	30 09 13	30 09 12
	$	$	$	$	$
Activo no corriente	1 572 565 135	1 301 950 422	1 172 822 058	1 086 447 394	1 078 171 011
Activo corriente	2 786 425 233	1 383 672 012	853 090 479	442 258 666	304 140 686
Total del activo	4 358 990 368	2 685 622 434	2 025 912 537	1 528 706 060	1 382 311 697
Patrimonio	735 653 808	782 766 050	705 881 693	710 034 239	671 208 999
Pasivo no corriente	181 804 273	363 628 122	129 078 312	144 420 642	186 970 679
Pasivo corriente	3 441 532 287	1 539 228 262	1 190 952 532	674 251 179	524 132 019
Total del pasivo	3 623 336 560	1 902 856 384	1 320 030 844	818 671 821	711 102 698
Total del pasivo y patrimonio	4 358 990 368	2 685 622 434	2 025 912 537	1 528 706 060	1 382 311 697

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

3.2. - Estructura de resultados comparativa con el mismo período de ejercicios anteriores

	30 09 16	30 09 15	30 09 14	30 09 13	30 09 12
	$	$	$	$	$
Ingresos por ventas y servicios	3 299 326 891	1 455 797 186	1 308 773 438	819 590 632	665 324 025
Gastos operativos	(3 440 147 261)	(1 706 600 090)	(1 320 947 564)	(747 997 950)	(651 820 285)
Otros ingresos	14 200 368	45 391 507	11 356 663	9 969 132	5 056 952
Reconocimiento asistencia economica Res Nº 263/15	-	406 850 000	-	-	-
(Perdida) / Ganancia operativa	(126 620 002)	201 438 603	(817 463)	81 561 814	18 560 692
Resultados financieros netos - (perdida) / ganancia	(60 921 807)	10 804 589	8 154 240	(14 678 698)	(21 455 815)
(Perdida) / Ganancia antes del impuesto a las ganancias	(187 541 809)	212 243 192	7 336 777	66 883 116	(2 895 123)
Impuesto a las ganancias	63 624 730	(75 151 228)	(3 596 063)	(24 003 461)	605 912
(Perdida) / Ganancia neta del periodo	(123 917 079)	137 091 964	3 740 714	42 879 655	(2 289 211)

4 - Datos estadísticos (en unidades físicas) comparativos con el mismo período de ejercicios anteriores – (información no cubierta por el informe de revisión sobre los estados financieros intermedios condensados)

	30 09 16	30 09 15	30 09 14	30 09 13	30 09 12
Número de clientes	1 626 417	1 604 359	1 579 810	1 545 598	1 515 743
Venta de gas (en millones de m³)	1 994,4	1 610,1	1 645,9	1 759,8	1 708,3
Servicio de transporte y/o distribucion de gas (en millones de m³)	3 267,4	3 206,8	3 471,4	3 225,6	3 612,0
Longitud de redes (en miles de kilometros)	25,6	24,8	24,5	24,1	23,6

5 - Índices comparativos con el mismo período de ejercicios anteriores

	30 09 16	30 09 15	30 09 14	30 09 13	30 09 12
Liquidez (activo corriente / pasivo corriente)	0,8096	0,8989	0,7163	0,6559	0,5803
Solvencia (patrimonio / total del pasivo)	0,2030	0,4114	0,5347	0,8673	0,9439
Inmovilizacion del capital (activo no corriente / total del activo)	0,3608	0,4848	0,5789	0,7107	0,7800
Rentabilidad (resultado del periodo / patrimonio promedio)	(0,1554)	0,1919	0,0053	0,0623	(0,0034)

6 - Información adicional - Evolución de la cotización en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires de las acciones de la Sociedad

Mes	Cotización (en pesos corrientes al último día hábil de cada mes)			
	2016	2015	2014	2013
Enero	16,10	9,00	3,70	1,87
Febrero	21,00	8,80	3,60	1,89
Marzo	20,05	9,50	4,00	1,89
Abril	21,20	9,00	5,00	2,03
Mayo	19,00	8,99	8,85	1,90
Junio	19,00	8,30	8,20	1,80
Julio	26,00	9,20	8,60	1,90
Agosto	23,50	10,40	10,35	2,03
Septiembre	23,90	10,40	11,45	2,55
Octubre	28,50	11,50	10,50	3,20
Noviembre		19,50	9,80	3,35
Diciembre		20,30	8,50	3,50
Precio de corte		1,27	27/02/1998	

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

7 - Perspectivas de la Sociedad

La gestión de una Sociedad requiere que la Dirección de la misma realice proyecciones y estimaciones sobre las perspectivas del negocio, tales como las que se incluyen en la presente Reseña Informativa Las fluctuaciones macroeconómicas y eventuales cambios regulatorios pueden hacer que los resultados futuros difieran respecto a dichas estimaciones y que por lo tanto la Dirección de la Sociedad deba adecuar su gestión al nuevo entorno

Desde su creación, la Sociedad ha desarrollado sus actividades priorizando la prestación de un servicio público eficiente y de calidad, así como el adecuado cumplimiento de las obligaciones previstas en la licencia de distribución de gas natural por redes otorgada por el Estado Nacional Las perspectivas de la Sociedad se encuentran condicionadas tanto por el contexto económico y social, como por todas aquellas decisiones que puedan afectar la referida licencia, en especial su renegociación acordada en julio de 2005 con el Estado Nacional por conducto de UNIREN (el Acta Acuerdo) y el marco legal en el que se desarrolla su actividad

En efecto, Gas Natural BAN, S A y sus accionistas tomaron en su momento la iniciativa de acompañar el proceso de renegociación establecido en la Ley N° 25 561, siendo el contrato de licencia oportunamente otorgado, el primer contrato público renegociado de la industria del gas en Argentina, suscribiendo la respectiva Acta Acuerdo el 20 de Julio de 2005 ratificada por Decreto 385/2006 del 20 de enero de 2006, la que en sus distintas disposiciones, previó la recomposición de la ecuación económico-financiera de la Distribuidora, mediante la realización de una Revisión Tarifaria Integral que dispondría una nueva tarifa que entraría en vigencia el 1 de agosto de 2006 Al respecto, desde entonces la Sociedad dio cumplimiento a todas las obligaciones previstas, incluida la suspensión del proceso arbitral ante el CIADI por parte de su accionista controlante

No obstante todas las gestiones realizadas hasta el presente, en el ámbito del proceso de la referida Revisión Tarifaria Integral, la Sociedad no ha visto recompuesto sus ingresos y además, no se han aplicado todas las actualizaciones tarifarias por IVC previstas en el Acta Acuerdo, tal como se describe en nota 1 2 2 y 1 2 3 a los Estados Financieros

Existen demoras en la aplicación de disposiciones tarifarias previstas en el marco regulatorio vinculadas al traslado a tarifas de mayores costos de compra de gas y de incremento de la carga fiscal por tasas municipales, así como compensación de saldos a favor de la Compañía derivados del Fondo Fiduciario Ley 25 565 (Subsidio Patagónico), tal como se expone con más detalle en notas 1.2 y 1 3, como también está pendiente la actualización de las tasas y cargos establecidas en la resolución ENARGAS Nº I 2843/14

Los incrementos tarifarios otorgados a través de las resoluciones ENARGAS N° I 2407/12 y N° I 2843/14, a cuenta de la cláusula IV del Acta Acuerdo, resultaron insuficientes para cubrir los montos pendientes de percibir, el incremento de los costos operativos e inversiones, así como para asegurar la cadena de pagos Prueba de ello es que el incremento del margen de distribución desde la aprobación de la ley de emergencia hasta el 31-12-15, ha sido de 199%, incluida la resolución

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ENARGAS N° I 2843/14, en tanto que la variación, para el mismo período, del Índice de Precios Mayoristas resultó de 829%, el crecimiento del Índice de Salarios fue de 1 334%, el incremento de la tasa de fiscalización y control del ENARGAS creció 2 340% y la devaluación fue de 1 190%

En mayo de 2015 y en función de haber observado el ENARGAS la delicada situación económico-financiera de las compañías y concluido que requerían de un flujo de fondos excepcional hasta que se materialicen los procesos previstos en el Período de Transición Contractual y se concluya la RTI, la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias, mediante la Resolución N° 263/2015

El retraso en la recomposición de los ingresos y el incremento de costos en todo este período, ha venido afectando seriamente la estructura del negocio, situación que, unida a las restricciones que el mercado financiero ha impuesto a la financiación de empresas de servicios públicos, ha llevado a la Compañía a una compleja situación financiera, que no se hubiera producido de haberse aplicado oportunamente lo previsto en el Acta Acuerdo y en el marco regulatorio

La Sociedad ha mantenido en forma oportuna y diligente, el reclamo de cumplimiento del Estado Nacional de sus obligaciones que surgen del Acta Acuerdo y ha demostrado su permanente vocación de crecimiento y excelencia en la calidad de servicio con un constante nivel de inversiones, adecuada gestión y mínimo endeudamiento

En este contexto se realizaron sobre finales del año 2015 distintas presentaciones tanto al ENARGAS, a la Secretaría de Energía y al Ministerio de Energía y Minería planteando nuevamente la situación de la Distribuidora y solicitando se disponga un ajuste tarifario transitorio hasta la RTI, a fin de permitir el desenvolvimiento de la actividad y el mantenimiento de la cadena de pagos, en línea con lo establecido en el Acta Acuerdo

Resulta imprescindible la recomposición económico financiera de la Sociedad en línea con lo pactado con el Estado Nacional en el Acta Acuerdo, garantizando así los debidos ingresos de la Distribuidora para poder hacer frente a los gastos operativos y las inversiones necesarias para la prestación del servicio, así como para acceder a un mercado financiero que aporte fondos para dichas inversiones

Un paso en este sentido, lo constituyó lo dispuesto por las Resoluciones Nº 28/2016 y 31/2016 del Ministerio de Energía y Minería, que establecieron nuevos precios para el Gas Natural en el punto de ingreso en el sistema de transporte e instruyen al ENARGAS a llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral, respectivamente En consecuencia, el ENARGAS dictó la Resolución Nº I 3725/2016 que disponía los nuevos cuadros tarifarios transitorios, con vigencia a partir del 1º de abril de 2016, cuyo objetivo es cubrir en el corto plazo los costos del servicio, acometer el plan de inversiones anual e iniciar el demorado proceso de la RTI

Sin embargo, estas nuevas tarifas dispuestas a partir de las citadas resoluciones fueron objeto de distintos cuestionamientos y planteamientos judiciales en distintas

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

jurisdicciones del país A raíz de esto, el 18 de agosto de 2016 la Corte Suprema de *Justicia de la Nación dictó sentencia en los autos "Centro de Estudios para la* Promoción de la Igualdad y la Solidaridad ("CEPIS") y Otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo" (Expte N° 8399/2016), y resolvió declarar la nulidad, para los clientes residenciales, de las Resoluciones N° 28/2016 y 31/2016 del Ministerio de Energía y Minería

Con posterioridad al fallo de la corte, el ENARGAS convocó a audiencia pública para tratar los incrementos tarifarios Dicha audiencia se llevó a cabo los días 16, 17 y 18 de septiembre, y posteriormente el ENARGAS dictó nuevos cuadros tarifarios con vigencia 7 de octubre de 2016

Ante la importante afectación económica derivada de la postergación del 1° de abril al 7 de octubre del corriente año de la adecuación tarifaria que en su día fuera *dispuesta para cubrir los requerimientos de ingresos de 2016, la Sociedad ha* presentado distintas notas al Ministerio de Energía y Minería con el pedido de una nueva asistencia económica transitoria para el presente año y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral, con el objeto de afrontar los gastos asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público y continuar haciendo frente al Plan de Inversiones comprometido para el mismo período

Como ha sido política rectora de la Sociedad desde el inicio de sus actividades, los gestores han privilegiado aún con las dificultades apuntadas anteriormente, el cumplimiento continuo de los compromisos de la Licencia, especialmente respecto del mantenimiento de la seguridad y calidad del servicio que brinda para la distribución de gas natural

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 11 de noviembre de 2016

EL DIRECTORIO

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

pwc

INFORME DE REVISIÓN SOBRE ESTADOS FINANCIEROS CONDENSADOS INTERMEDIOS

A los señores Accionistas, Presidente y Directores de
Gas Natural BAN, S.A.
Domicilio legal: Isabel La Católica 939
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CUIT: 30-65786411-7

Introducción

Hemos revisado los estados financieros condensados intermedios adjuntos de Gas Natural BAN, S.A. (en adelante "la Sociedad") que comprenden el estado de situación financiera al 30 de septiembre de 2016, el estado de resultados integrales por los períodos de nueve y tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2016 y los estados de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de nueve meses finalizado en esa misma fecha y notas explicativas seleccionadas.

Los saldos y otra información correspondientes al ejercicio 2015 y a sus períodos intermedios, son parte integrante de los estados financieros mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados en relación con esos estados financieros.

Responsabilidad de la Dirección

El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación de los estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE) como normas contables profesionales e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores (CNV) a su normativa, tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) y, por lo tanto, es responsable por la preparación y presentación de los estados financieros condensados intermedios mencionados en el primer párrafo de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 "Información Financiera Intermedia" (NIC 34).

Alcance de nuestra revisión

Nuestra revisión se limitó a la aplicación de los procedimientos establecidos en la Norma Internacional de Encargos de Revisión NIER 2410 "Revisión de información financiera intermedia desarrollada por el auditor independiente de la entidad", la cual fue adoptada como norma de revisión en Argentina mediante la Resolución Técnica N° 33 de FACPCE tal y como fue aprobada por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento (IAASB por sus siglas en inglés). Una revisión de información financiera intermedia consiste en la realización de indagaciones al personal de la Sociedad responsable de la preparación de la información incluida en los estados financieros condensados intermedios y en la realización de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de esta revisión es sustancialmente inferior al de un examen de auditoría realizado de acuerdo con las normas internacionales de auditoría, en consecuencia, una revisión no nos permite obtener seguridad de que tomaremos conocimiento sobre todos los temas significativos que podrían identificarse en una auditoría. Por lo tanto, no expresamos una opinión de auditoría sobre la situación financiera, el resultado integral y el flujo de efectivo de la Sociedad.

ES COPIA FIEL

Price Waterhouse & Co S R L. es una firma miembro de la red global de PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL). Cada una de las firmas es una entidad legal separada que no actúa como mandataria de PwCIL ni de cualquier otra firma miembro de la red.

pwc

Conclusión

Sobre la base de nuestra revisión, nada ha llamado nuestra atención que nos hiciera pensar que los estados financieros condensados intermedios mencionados en el primer párrafo del presente informe, no están preparados, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad 34.

Párrafo de énfasis

Sin modificar nuestra opinión, queremos enfatizar la información contenida en la nota 1.3 de los estados financieros condensados intermedios adjuntos, que indica que la falta de ajustes en tarifas previstos en el Acta Acuerdo en los últimos años ha llevado a la Sociedad a una complicada situación financiera. Estos factores indican la existencia de una incertidumbre significativa que puede generar duda sustancial sobre la capacidad de la entidad para continuar como "Empresa en Marcha".

Informe sobre cumplimiento de disposiciones vigentes

En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos, respecto de Gas Natural BAN, S A. que:

a) los estados financieros condensados intermedios de Gas Natural BAN, S.A. se encuentran asentados en el libro "Inventarios y Balances" y cumplen, en lo que es materia de nuestra competencia, con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades y en las resoluciones pertinentes de la Comisión Nacional de Valores;

b) los estados financieros condensados intermedios de Gas Natural BAN, S.A. surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales de conformidad con normas legales;

c) hemos leído la reseña informativa y la información adicional a las notas a los estados financieros condensados intermedios requerida por el artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y por el artículo 12 °, Capítulo III, Título IV de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, sobre las cuales, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular;

d) al 30 de septiembre de 2016 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino de Gas Natural BAN, S.A. que surge de los registros contables de la Sociedad ascendía a $ 6.886.484, no siendo exigible a dicha fecha.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 11 de noviembre de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

CPCECABA T° 1 F° 17
Dr. Raúl Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
CPCECABA T° 196 F° 169

consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Nº H 1468234

Buenos Aires 11/11/2016 01 0 T 46 Legalización Nº 019607

LEGALIZAMOS, de acuerdo con las facultades otorgadas a este CONSEJO PROFESIONAL por las leyes 466 (Art. 2 inc d y j) y 20 488 (Art 21 inc 1) la actuación profesional de fecha 11/11/2016 referida a BALANCE de fecha 30/ 9/2016 perteneciente a GAS NATURAL BAN S.A. 30-65786411-7 para ser presentada ante y declaramos que la firma inserta en dicha actuación se corresponde con la que el Dr VIGLIONE RAUL LEONARDO 20-17254854-8 tiene registrada en la matrícula CP Tº 0196 Fº 169 que se han efectuado los controles de matrícula vigente y control formal de dicha actuación profesional de conformidad con lo previsto en la Res C 236/88, no implicando estos controles la emisión de un juicio técnico sobre la tarea profesional, y que firma en carácter de socio de Soc 2 Tº 1 Fº 17

anf

LA PRESENTE LEGALIZACION NO ES VALIDA SI CARECE DEL SELLO Y FIRMA DEL SECRETARIO DE LEGALIZACION

CONSEJO PROFESIONAL DE CIENCIAS ECONÓMICAS – DE LA CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES

C. M. 8.00

Dra MARIA CRISTINA PERICHON
CONTADORA PUBLICA (U B A)
SECRETARIA DE LEGALIZACIONES

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Domicilio legal Isabel la Católica 939 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Ejercicios Económicos Nros. 25 y 24 iniciados el 1° de enero de 2016 y 2015
Estados Financieros al 30 de septiembre de 2016 y 2015

Actividad principal Prestación del servicio público de distribución de gas natural

Inscripción en el Registro Público de Comercio

Del estatuto	1° de diciembre de 1992
De la última modificación	27 de febrero de 2009

Registro en la Inspección General de Justicia 11673 - Libro 112 - Tomo A de Sociedades Anónimas

Fecha de vencimiento del contrato social 1° de diciembre de 2091

Sociedad controlante Invergas S A
Domicilio legal Isabel la Católica 939 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Actividad principal Inversora
Porcentaje de votos en poder de la sociedad controlante 51%

Composición del capital

Clase de acciones	*Suscripto, integrado e inscripto* $
Acciones ordinarias escriturales de V/N $1 de un voto en circulación	
Clase "A"	166 025 384
Clase "B"	159 514 582
	325 539 966

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Situación Financiera al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (en pesos argentinos)

	Nota	30.09.16	31 12 15
		$	$
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedad, planta y equipo ("PP&E")	6 - Anexo A	1 464 145 569	1 314 759 929
Intangibles	7 - Anexo B	36 280 709	26 079 234
Créditos fiscales		33 441 211	33 441 211
Crédito por impuesto diferido	14	33 171 017	-
Otros créditos	9	3 489 602	16 193 613
Inversiones	Anexo D	2 037 027	-
Total del activo no corriente		1 572 565 135	1 390 473 987
ACTIVO CORRIENTE			
Existencias	10	18 569 442	11 645 083
Otros creditos	9	187 497 595	243 416 322
Créditos fiscales	8	142 197 427	8 739 367
Creditos por ventas	11	1 703 353 824	275 077 521
Inversiones	Anexo D	2 037 027	32 558 596
Efectivo y equivalente de efectivo	12	732 769 918	733 863 267
Total del activo corriente		2 786 425 233	1 305 300 156
Total del activo		4 358 990 368	2 695 774 143
PATRIMONIO			
Capital y reservas atribuibles a los accionistas mayoritarios			
Capital social		325 539 966	325 539 966
Ajuste integral del capital social		317 122 050	317 122 050
Reserva legal		55 953 898	48 389 358
Reserva facultativa		160 954 973	17 228 713
Resultados acumulados		(123 917 079)	151 290 800
Total del patrimonio		735 653 808	859 570 887
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Previsiones	13 - Anexo E	59 887 934	56 775 653
Pasivo por impuesto diferido		-	16 792 302
Otras deudas		31 395 311	31 899 031
Deudas fiscales		4 773 474	5 269 675
Deudas comerciales	16	85 747 554	219 739 706
Total del pasivo no corriente		181 804 273	330 476 367
PASIVO CORRIENTE			
Otras deudas		4 752 011	3 853 267
Remuneraciones y deudas sociales a pagar		23 600 569	17 553 841
Impuesto a las ganancias a pagar	22	-	103 636 096
Deudas fiscales	*15*	*213 174 588*	*66 055 376*
Deudas bancarias y financieras		-	14 594 524
Deudas comerciales	16	3 200 005 119	1 300 033 785
Total del pasivo corriente		3 441 532 287	1 505 726 889
Total del pasivo		3 623 336 560	1 836 203 256
Total del pasivo y patrimonio		4 358 990 368	2 695 774 143

Las Notas 1 a 29 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T 1 F° 17
Dr Raul Leonardo Viglione
Contador Publico (UCA)
C P C E C A B A T° 196 F° 169

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comision Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Resultados Integrales por los períodos de nueve y tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (en pesos argentinos)

	Nota	30 09 16	30 09 15	Tres meses al 30 09 16	Tres meses al 30 09 15
		$	$	$	$
Ingresos por ventas y servicios	19	3 299 326 891	1 455 797 186	1 713 389 672	602 327 193
Costo de ventas	26 - Anexo F y H	(2 856 804 486)	(1 329 681 613)	(1 457 556 672)	(578 730 999)
Utilidad bruta		442 522 405	126 115 573	255 833 100	23 596 194
Gastos de					
Administración	26 - Anexo H	(166 238 516)	(126 043 671)	(67 738 115)	(44 586 775)
Comercialización	26 - Anexo H	(417 104 259)	(251 874 606)	(160 632 328)	(87 839 042)
Otros ingresos	20	14 200 368	45 391 507	4 849 747	6 419 935
(Pérdida) / Ganancia operativa		(126 620 002)	(205 411 397)	37 312 404	(102 409 688)
Reconocimiento asistencia económica Res N° 263/15		-	406 850 000	-	149 350 000
(Pérdida) / Ganancia operativa		(126 620 002)	201 438 603	37 312 404	46 940 312
Resultados financieros netos - (pérdida) / ganancia	21	(60 921 807)	10 804 589	(80 068 433)	41 146 622
Generados por activos		159 643 175	58 149 400	55 208 220	23 730 434
Generados por pasivos		(220 564 982)	(47 344 811)	(135 276 653)	17 416 188
(Pérdida) / Ganancia antes del impuesto a las ganancias		(187 541 809)	212 243 192	(42 756 029)	88 086 934
Impuesto a las ganancias	23	63 624 730	(75 151 228)	13 322 084	(31 486 900)
Resultado integral del período - (Pérdida) / Ganancia		(123 917 079)	137 091 964	(29 433 945)	56 600 034
Resultado basico por accion atribuible a los accionistas mayoritarios					
- De las operaciones que continuan		(0,381)	0,421	(0,090)	0,174

Las Notas 1 a 29 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17
Dr Raúl Leonardo Viglione
Contador Publico (UCA)
C P C E C A B A T° 196 F° 169

Miguel A M Teson
Presidente de la
Comision Fiscalizadora

Horacio Cristian
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Cambios en el Patrimonio por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2016 y 2015 (en pesos argentinos)

Rubros	Aporte de los propietarios			Reserva legal	Reserva facultativa	Resultados acumulados	Total del patrimonio atribuible a los accionistas
	Capital social	Ajuste integral del capital social	Total Aporte de los propietarios				
	$	$	$	$	$	$	$
Saldos al 1° de enero de 2015	325 539 966	317 122 050	642 662 016	48 389 358	17 228 713	(62 606 001)	645 674 086
Ganancia del período						137 091 964	137 091 964
Saldos al 30 de septiembre de 2015	325 539 966	317 122 050	642 662 016	48 389 358	17 228 713	74 485 963	782 766 050
Resultado del periodo complementario de tres meses						76 804 837	76 804 837
Saldos al 1° de enero de 2016	325 539 966	317 122 050	642 662 016	48 389 358	17 228 713	151 290 800	859 570 887
Disposicion de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 14 04 16							
a Reserva legal				7 564 540		(7 564 540)	
a Reserva facultativa					143 726 260	(143 726 260)	
Pérdida del periodo						(123 917 079)	(123 917 079)
Saldos al 30 de septiembre de 2016	325 539 966	317 122 050	642 662 016	55 953 898	160 954 973	(123 917 079)	735 653 808

Las Notas 1 a 29 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17
Dr Raúl Leonardo Viglione
Contador Publico (UCA)
C P C E C A B A T° 196 F° 169

Miguel A M Teson
Presidente de la
Comision Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ESCOPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Estado de Flujo de Efectivo por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2016 y 2015 (en pesos argentinos)

	30 09 16	30 09 15
	$	$
Resultado del período - (Perdida) / Ganancia	(123 917 079)	137 091 964
Intereses sobre deudas bancarias, financieras y comerciales devengados en el período	171 271 985	40 231 237
Impuesto a las ganancias devengado en el periodo	(63 624 730)	75 151 228
AJUSTES PARA ARRIBAR AL FLUJO NETO DE EFECTIVO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES OPERATIVAS		
Depreciacion de Propiedad, planta y equipo	65 972 038	57 056 089
Amortizacion de Intangibles	6 530 166	4 209 624
Aumento del cargo previsiones para deudores incobrables y otras deducidas del activo	43 602 767	36 211 906
Aumento cargo previsiones para juicios y contingencias	5 437 665	10 183 514
Resultado de bajas de Propiedad, planta y equipo por desafectacion y/o ventas	4 695	(32 788 718)
CAMBIOS EN ACTIVOS Y PASIVOS		
(Aumento) / Disminucion de Creditos fiscales	(133 458 060)	72 260 654
Disminucion / (Aumento) de Otros créditos	68 622 738	(268 039 824)
Aumento de Existencias	(6 924 359)	(2 236 527)
Aumento de Creditos por ventas	(1 471 879 070)	(374 513 168)
Disminucion de Previsiones	(2 325 384)	(16 595 396)
Aumento de Deudas fiscales	146 623 011	28 797 566
Aumento de Otras deudas	395 024	6 356 560
Aumento de Remuneraciones y deudas sociales a pagar	6 046 728	4 993 634
Aumento de Deudas comerciales	1 669 295 861	636 805 736
Impuesto a las ganancias pagado	(89 974 685)	(4 263 039)
FLUJO NETO DE EFECTIVO GENERADO POR ACTIVIDADES OPERATIVAS	291 699 311	410 913 040
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adquisiciones de Propiedad, planta y equipo	(215 362 373)	(136 325 763)
Ventas de Propiedad, planta y equipo	-	15 081 529
Adquisicion de Intangibles	(16 731 641)	(10 048 715)
Inversiones	28 484 542	(1 830 450)
FLUJO NETO DE EFECTIVO (UTILIZADO EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(203 609 472)	(133 123 399)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Intereses pagados deudas bancarias y financieras	(3 457 673)	(68 957 046)
Intereses pagados deudas comerciales	(71 130 991)	-
Variacion Deudas bancarias y financieras	-	25 527
FLUJO NETO DE EFECTIVO (UTILIZADO EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(74 588 664)	(68 931 519)
AUMENTO NETO DE EFECTIVO	13 501 175	208 858 122
Efectivo y equivalente de efectivo neto al inicio del ejercicio	719 268 743	157 134 938
Efectivo y equivalente de efectivo neto al cierre del periodo	732 769 918	365 993 060

Se ha considerado como efectivo y equivalentes de efectivo neto, el dinero en efectivo, cuentas corrientes bancarias, inversiones a corto plazo de alta liquidez (vencimiento original de tres meses o menos al momento de la adquisición) neto de giros en descubierto habituales

En el Estado de Situación Financiera, los giros en descubierto se incluyen en deudas bancarias y financieras en el pasivo corriente

Las Notas 1 a 29 y Anexos que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17
Dr Raul Leonardo Viglione
Contador Público (UCA)
C P C E C A B A T° 196 F° 169

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015

1. Información general

1.1 Constitución de la Sociedad

La Sociedad Licenciataria Gas Natural BAN, S A (originariamente Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte S A) fue constituida el 24 de noviembre de 1992, como consecuencia de las Leyes Nros 23 696 y 24 076 y el Decreto N°1 189/92, mediante los cuales se dispuso la privatización de los servicios de transporte y distribución de gas natural y se resolvió la constitución de las sociedades que recibirían las licencias para operar dichos servicios La venta de los paquetes accionarios mayoritarios de las referidas sociedades se efectuó a través de la convocatoria a licitación pública internacional

A través del Decreto N°2 460/92 del Poder Ejecutivo Nacional se otorgó la licencia para la prestación del servicio público de distribución de gas a la Sociedad, b operación de los bienes aportados por Gas del Estado Sociedad del Estado ("GdE") por un plazo de 35 años, prorrogable por 10 años más, siempre que se de cumplimiento en lo sustancial a las obligaciones impuestas por la licencia

La privatización se perfeccionó a través del Contrato de Transferencia suscrito por el Estado Nacional, representado por el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos ("MEyOSP"), GdE y el Consorcio adjudicatario, Invergas S A Simultáneamente se recibieron los activos afectados a la prestación del servicio público de distribución de gas natural en el área adjudicada La toma de posesión se produjo el 29 de diciembre de 1992 a las cero horas, momento en que se iniciaron efectivamente las operaciones

1.2 Marco Regulatorio

1.2.1 Aspectos generales

El marco regulatorio básico aplicable a las actividades de la Sociedad está establecido en la Ley del Gas N° 24 076 ("LG"), promulgada en junio de 1992, y reglamentada por los Decretos Nº1189/92, 1738/92, 1186/93, 2731/93, 692/95, 951/95 y 1020/95, el Decreto Nº2460/1992 que otorga la Licencia para la prestación del servicio, las regulaciones dictadas por el ENARGAS, y la documentación relacionada con la privatización de Gas del Estado, que incluye el Pliego, el Contrato de Transferencia del paquete accionario de la Sociedad, y la Licencia Dichas disposiciones se encuentran hoy afectadas por la Ley de Emergencia y/o modificadas por el Acta Acuerdo

La LG tiene como finalidad, entre otras, (i) proteger los intereses del público consumidor de gas, (ii) promover mercados competitivos, (iii) regular la venta, transporte y distribución del gas natural, (iv) asegurar una producción suficiente para satisfacer las necesidades internas, (v) establecer un régimen tarifario equitativo congruente con las normas internacionales vigentes en países con condiciones similares de mercado, (vi) asegurar las inversiones a largo plazo y (vii) promover la protección del medio y el eficaz transporte, almacenamiento, suministro y uso del gas

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

natural. A fin de alcanzar dichos objetivos la LG establece que una sociedad distribuidora de gas natural no debe hacer diferencias entre los clientes y debe ofrecer acceso abierto a todos los usuarios a cualquier capacidad disponible en el sistema de distribución

Además, la LG prohíbe a las empresas de transporte comprar o vender gas natural, e impide que (i) los productores, almacenadores, distribuidores o consumidores que contraten directamente con los productores de gas natural tengan una participación controlante (conforme con el artículo 33 de la Ley de Sociedades Comerciales) en una sociedad transportadora, (ii) los productores, almacenadores y transportadores de gas natural tengan una participación controlante en un sociedad distribuidora, (iii) los consumidores que compren gas natural directamente de los productores tengan una participación controlante en una empresa distribuidora en el área geográfica donde se encuentren, y (iv) los comercializadores tengan una participación controlante en las sociedades transportadoras o distribuidoras Las prohibiciones mencionadas se extienden a las sociedades controladas por, controlantes de o sujetas a control común de aquellas que se encuentren alcanzadas por la prohibición

A partir de la Ley de Emergencia, también conforman el marco regulatorio de la actividad los Decretos N°180 y 181/2004 y todas las restantes normas dictadas a su amparo

Las modificaciones introducidas por la Ley N°26 361 a la Ley de Defensa del Consumidor (Ley N°24 240), también tornan directamente aplicables sus disposiciones respecto de los servicios que presta la Sociedad

1.2.2 Tarifas– Reseña de periodos hasta el 2015

El esquema tarifario original fue establecido por la LG, el Decreto Reglamentario N°1738/1992 y la Licencia La tarifa que abona el cliente es el resultado de considerar (1) el precio del gas negociado por la Sociedad y reconocido por el ENARGAS, (2) el costo de transporte reconocido en tarifa y, (3) el margen de distribución El régimen tarifario adoptado es básicamente equivalente al sistema de "tarifa máxima" o "price-cap" con determinados ajustes previstos en el marco regulatorio

El esquema original de determinación de la tarifa fijado en el Marco Regulatorio ha sido modificado por la Ley de Emergencia y lo convenido por la Sociedad con el Estado Nacional en el Acta Acuerdo

En efecto, la Ley de Emergencia dispuso que en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedarían sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio Además, estableció que los precios y tarifas

resultantes de dichas cláusulas, quedarían establecidos en pesos a la relación de cambio $ 1 = U$S 1

La misma Ley de Emergencia autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos mencionados precedentemente y, respecto a los que tuvieran por objeto la prestación de servicios públicos, la norma estableció que deberían tomarse en consideración el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos, la calidad de los servicios y los planes de inversión - cuando ellos estuviesen previstos contractualmente-, el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios, la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas

Por su parte, en el Acta Acuerdo se convino la renegociación integral de la Licencia, conforme a la Ley de Emergencia y demás normas relativas a la emergencia, procurando preservar, en el marco de dichas normas, los principios y aspectos sustantivos de la LG y las regulaciones que de ella se derivan Las pautas principales contenidas en el Acta Acuerdo relacionadas con las tarifas de la Sociedad preveían: (i) la fijación de un régimen tarifario de transición que contempla un incremento del 25 % del margen de distribución en promedio a partir del 1° de noviembre de 2005 aplicable solo a los clientes de las categorías R1, R2 y R3 a partir del 1° de enero de 2006, (ii) la fijación de un sistema de revisión tarifaria durante el régimen de transición que contempla la variación de los costos relacionados con la prestación del servicio, (iii) un aumento promedio del 2 % sobre la tarifa de distribución a partir del 1° de noviembre de 2005, aplicable a los clientes de las categorías R1, R2 y R3 a partir del 1° de enero de 2006, para ser asignado a la ejecución de obras de ampliación del sistema de distribución en áreas de baja densidad poblacional, preestablecidas en el Acta Acuerdo, (iv) la realización de una revisión tarifaria integral ("RTI") entre la fecha de suscripción del Acta Acuerdo y el 30 de junio de 2006 para la fijación de un nuevo régimen de tarifas máximas por un plazo de 5 años, (v) la fijación de un régimen de tarifa social destinado a hogares indigentes de la zona de distribución de Gas Natural BAN, S A , cuyo costo será soportado por aportes del Estado Nacional, por una reducción en la carga fiscal de los consumos de gas natural que realicen los beneficiarios, el aporte de los usuarios no comprendidos en el régimen y el aporte de la Sociedad

En relación al proceso de RTI, el mismo debe contemplar mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución de Gas Natural BAN, S A , a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio e implementar métodos adecuados para incentivar y medir en el tiempo, las mejoras en la eficiencia de la prestación del servicio por parte de la Licenciataria

En septiembre de 2008, el ENARGAS dictó la Resolución ENARGAS N° I/409, la que complementando a la segmentación tarifaria del Decreto N°181/04 reestructuró la tarifa de los clientes residenciales, generándose una tarifa progresiva en donde a mayor consumo de gas, mayor es la tarifa volumétrica facturada

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

Con fecha 23 de diciembre de 2008 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°577/2008, que implicó un ajuste en los cuadros tarifarios por incrementos exclusivamente en el segmento de precio del gas en boca de pozo Esta Resolución fue dictada dos meses después de las Resoluciones 445/2008 y su complementaria, la Resolución N°466/2008 en las que el ENARGAS había modificado los cuadros tarifarios para hacer lugar, tanto al incremento del margen de distribución de Gas Natural BAN, S A , en virtud de la aplicación del Acta Acuerdo en la parte pertinente a los incrementos por reconocimiento del efecto de la variación de precios (cláusula 4 2 y 4 4 del Acta Acuerdo (IVC)) autorizados a la fecha, como al incremento del precio del gas en boca de pozo (este último producto del acuerdo entre la Secretaría de Energía y los productores de gas, fue homologado mediante la Resolución N°1070/2008 de la Secretaría de Energía)

Asimismo, en la Resolución N°I/445/2008 se ha considerado la incidencia de las medidas dispuestas por el ENARGAS en la Resolución N°3 729/2007 y, definiendo que, en caso de existir una diferencia entre el ajuste tarifario acordado y las sumas adeudadas, que a través de dicho ajuste puedan ser saneadas, la misma deberá ser considerada a cuenta del resultado que arroje la RTI

En diciembre de 2012, el ENARGAS emitió la Resolución N°I-2407/12 que implementa una grilla de montos fijos diferenciados según las distintas categorías tarifarias vigentes a incluir en las respectivas facturas a fin de poder llevar adelante una serie de obras y proyectos de infraestructura, mantenimiento correctivo de las instalaciones y otros aspectos relativos al servicio

En diciembre de 2013, el ENARGAS emitió la Resolución N° I 2767/13 a través de la cual, a los fines de optimizar los procesos de aprobación, ejecución, control y seguimiento de los proyectos incluidos en el Plan de Inversiones, estableció que cada uno de ellos debe clasificarse bajo la característica "Obra por Protocolo de Seguimiento" u "Obra por Certificación de Avance", siendo los encuadrados como "Obra por Certificación de Avance" los que serán ejecutadas de acuerdo al Contrato de Fideicomiso y, en consecuencia, los valores correspondientes a los montos fijos asociados a estas obras depositados en el Fideicomiso Las obras por "Protocolo de Seguimiento" serán ejecutadas y administradas por la Distribuidora y afrontadas por ella con los montos fijos percibidos conforme la Resolución N° I 2407/12 El ENARGAS hará las correspondientes auditorías de control y el encuadre de los proyectos será definido por el Comité de Ejecución

Los importes percibidos por Gas Natural BAN, S A con motivo de este mecanismo serán considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco del régimen tarifario de transición y como ingresos en función de la cláusula cuarta del Acta Acuerdo

En abril de 2014 en el marco del esquema de readecuación de subsidios encarado por el Gobierno Nacional conjuntamente con el dictado de la Resolución, SE N° 226 que fijó nuevos precios del gas en boca de pozo, considerando el pedido efectuado por la

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

Sociedad respecto de la necesidad de contar con recursos adicionales para la prestación del servicio y los términos del Acta Acuerdo, el ENARGAS dictó la Resolución N° I 2843/14 por medio de la cual se aprobaron cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1° de abril, 1° de junio y 1° de agosto de 2014 Estos cuadros reflejan el mismo mecanismo de racionalización de consumo previsto en la Resolución SE N° 226 y, en consecuencia, incrementos escalonados de precio con valores diferenciales para los usuarios residenciales y del servicio general P que registren ahorro superior al 20% o de entre el 5 % y el 20 % del mismo bimestre/mes del año anterior y para los usuarios sin ahorro en su consumo o con ahorro menor al 5% respecto a igual bimestre del año anterior Bajo este esquema los primeros no tienen incremento, los segundos la mitad del incremento y los terceros la totalidad

Ambas Resoluciones contemplan que a los usuarios esenciales y aquellos exceptuados del pago del cargo Decreto N° 2067/08 se aplica el cuadro sin incremento En razón de ello y para unificar los distintos esquemas de excepción aplicables conforme la normativa vigente, el ENARGAS dictó la Resolución I N° 2905 mediante la que se aprobó la creación del Registro de Exceptuados a la Política de Redireccionamiento de Subsidios

Los cuadros tarifarios de la Resolución N° I 2843/14 contienen un incremento asimétrico entre los componentes tarifarios, gas, transporte y distribución siendo el ajuste del valor gas muy superior Esta disparidad ha generado distintos efectos adversos para la Sociedad que implican mayores gastos Independientemente de los efectos adversos generados por dicha asimetría, el incremento del margen de distribución, castigado por el esquema de ahorro incluido en los nuevos cuadros tarifarios, no alcanzó a cubrir los aumentos de los gastos operativos Así, el ajuste tarifario de la Resolución N° I 2843/14 no permitió mejorar la delicada situación económico financiera de la Distribuidora ante la falta de cumplimiento del Acta Acuerdo, como así tampoco cumplir el objetivo perseguido de generar ingresos que permitan cubrir durante el período de transición sus costos operativos y el mantenimiento de la cadena de pagos

En el mes de junio de 2015 el ENARGAS fijó nuevos cuadros tarifarios para el servicio de transporte de gas natural aplicables por ambas Licenciatarias de transporte De acuerdo a lo establecido en las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, el 5 de junio de 2015 el ENARGAS también dictó la Resolución N° I 3350 que aprueba los cuadros tarifarios para el área de Gas Natural BAN,S A que reflejan los cambios verificados en la tarifa de transporte y la totalidad de los componentes tarifarios

Posteriormente mediante Resolución N° 263/2015 la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del servicio de distribución de gas natural a cargo del Estado Nacional Esta medida fue tomada en función de haber observado el ENARGAS la delicada situación económico-financiera de las compañías y concluido que requieren de un flujo de fondos

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

excepcional hasta que se materialicen los procesos previstos en el Período de Transición Contractual y se concluya la RTI

La asistencia económica debió efectivizarse en diez cuotas consecutivas con vigencia a partir de 1° de marzo de 2015 y ser destinada a solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de gas natural por redes y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral Con fecha 27 de julio de 2016 el Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución N°138/2016, publicada el 1° de agosto de 2016 en el boletín oficial, determinando el pago de la asistencia económica transitoria a favor de Gas Natural BAN, S A por la suma de $108 150 000 correspondiente a las cuotas pendientes de octubre, noviembre y diciembre 2015 Dicho desembolso fue efectuado el 19 de septiembre

1.2.3 Tarifas – Reseña periodo 2016

Esta nota debe ser leída en conjunto con la nota 5 4

En enero del corriente año ante la finalización de la asistencia económica transitoria Gas Natural BAN, S A volvió a plantear al Ministerio de Energía y Minería ("MEyM") su situación económico-financiera y la necesidad de un ajuste tarifario conforme las prescripciones del Acta Acuerdo

El 28 de marzo de 2016, el MEyM, mediante la Resolución N°28/2016, estableció nuevos precios para el gas natural en el punto de ingreso en el sistema de transporte, con vigencia a partir del 1° de abril de 2016, donde se introduce un esquema de bonificación para usuarios residenciales que registren un ahorro en su consumo igual o superior al 15% respecto al mismo período del año anterior También para aquellos usuarios que justifiquen una menor capacidad de pago y por lo tanto se vean imposibilitados de abonar los cuadros tarifarios finales, se dispuso una tarifa final diferenciada denominada "Tarifa Social" que consiste en una bonificación del 100% del precio de gas natural incluido en la tarifa

Con fecha 29 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 31/16 por la que estableció e instruyó al ENARGAS a llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral en un plazo no mayor a un año desde la fecha de la Resolución También instruyó al ENARGAS a que efectúe, sobre la base de la situación económico financiera de las empresas Licenciatarias y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral, una adecuación de las tarifas de transición, a exigir el cumplimiento de un Plan de Inversiones Obligatorias para las Licenciatarias y a establecer los Cuadros Tarifarios correspondientes a la Tarifa Social

En consecuencia, el ENARGAS dictó la Resolución N° I 3725 publicada en el Boletín Oficial el 4 de abril de 2016 con los nuevos cuadros tarifarios para Gas Natural BAN, S A vigentes a partir del 1° de abril de 2016, que contemplan la ejecución de un Plan

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

de Inversiones Obligatorias por parte de la Licenciataria por un monto total de $356,7 millones Asimismo, dicha resolución instruye a Gas Natural BAN, S A a (i) discontinuar la inclusión de los importes derivados del cargo instituido por el Decreto N°2067/2008, y (ii) que el cobro de las facturas de servicio que emite en forma bimestral, se instrumente como una obligación de pago mensual, estableciendo para ello dos pagos mensuales equivalentes cada uno de ellos al 50% del importe total de la factura bimestral, distantes treinta días uno del otro Por último, la misma resolución establece que Gas Natural BAN, S A no podrá distribuir dividendos sin la previa acreditación ante el ENARGAS del cumplimiento integral del Plan de Inversiones Obligatorias

El esquema tarifario dispuesto por el ENARGAS en la citada resolución establece una tarifa plena para todos los usuarios, una tarifa con bonificación en el precio del gas natural para los usuarios residenciales que registren ahorro de consumo igual o superior al 15 % respecto a igual año anterior y una tarifa social con bonificación del 100% del precio del gas natural para aquellos usuarios de situación socioeconómica vulnerable que califiquen para ser beneficiarios del régimen, que estén inscriptos en el registro dispuesto por la Resolución ENARGAS N° I-2 905/2014 con las modificaciones introducidas en virtud de lo dispuesto por el artículo 5 de la Resolución N° 28/2016 del MEyM (relativo a la tarifa social) y aquellos que se incorporen en el futuro en virtud de la Resolución Nº 28/2016 El 6 de mayo de 2016, mediante Resolución ENARGAS N°3784/2016, se adecua el Registro de Exceptuados a la Política de Redireccionamiento de Subsidios del Estado Nacional

Las nuevas tarifas dispuestas a partir de las Resoluciones del MINEM N° 28/2016, 31/2016 y del ENARGAS N° 3725/2016 fueron objeto de distintos cuestionamientos y planteamientos judiciales en distintas jurisdicciones del país (ver notas 5 4)

A raíz de los referidos planteos, el Gobierno Nacional en conjunto con los Gobiernos Provinciales evaluaron la situación, considerando que como consecuencia del pronunciado retraso en los precios de gas en boca de pozo, en determinados casos las nuevas tarifas resultaron en un incremento significativo del monto de las facturas, especialmente en jurisdicciones en las que el precio del gas no se actualizaba desde el año 2008 debido a diversas medidas judiciales en distintas jurisdicciones que incidían en la aplicación de la normativa general

En este contexto el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 99 de fecha 6 de junio del corriente en la que dispuso un límite al incremento tarifario de 400% para los usuarios residenciales y de 500% para los usuarios comerciales del servicio General P servicio completo, a ser aplicado como un descuento sobre los precios del gas Mediante la Resolución N° 3843 el ENARGAS dispuso la metodología de cálculo de este límite, basada en comparar para el período corriente de consumo, el monto de facturación resultante de aplicar el cuadro tarifario actual y el cuadro vigente al 31° de marzo de 2016 Los montos por encima del tope fijado integran una bonificación al usuario a consignar expresamente en las facturas y para las prestadoras del servicio

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

de distribución será un descuento sobre los precios a ser facturados por los proveedores de gas Según lo establecido en la citada resolución, esta bonificación no suponía una reducción en el margen para las Distribuidoras

Posteriormente el Ministerio de Energía y Minería habida cuenta la profusión de medidas judiciales con resultados dispares y la afectación de la aplicabilidad del régimen de tarifa social para proteger a los sectores más vulnerables de la población, dictó nuevas medidas con el objetivo de mitigar el impacto del incremento de consumo registrado a partir del mes de abril del corriente y el camino de la normalización de precios y tarifas En este sentido, el 12 de julio de 2016, el MEyM a través de la Resolución N° 129/2016 modifica la Resolución N° 99/2016 e instruye al ENARGAS a fin de que disponga las medidas necesarias para que durante el año 2016, el monto total, impuestos incluidos, de las facturas que emitan las prestadoras del servicio público de distribución de gas por redes de todo el país, que los usuarios residenciales (categoría R y sus subcategorías) y categoría Servicio General P con servicio completo deban abonar por consumos realizados a partir del 1º de abril de 2016, no superen en más de un 400% y un 500%, respectivamente, el monto total de la factura emitida al mismo usuario con relación al mismo período de facturación correspondiente al año anterior También se instruyó al ENARGAS a concluir el antes del 31 de diciembre de 2016 el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral y convocar a la audiencia pública antes del 31 de octubre de 2016

Por otra parte, con fecha 26 de julio de 2016, la Sociedad recibió del ENARGAS la Nota N°06827 de fecha 25 de julio de 2016, en la que informa a la Sociedad que la Sala II de la Cámara Federal de La Plata en los autos "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad ("CEPIS") y Otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo" (Expte N° 8399/2016), ha resuelto con fecha 7 de julio de 2016 " (2) declarar la nulidad de las Resoluciones 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, retrotrayéndose la situación tarifaria a la existente previamente al dictado de ambas " por lo que " la[s] Resolución[es] ENARGAS N° I 3725/2016 no ha sido declarada nula en dichos actuados, pero en la medida que la[s] misma[s] reconoce[n] como antecedente esas decisiones ministeriales, no es factible su aplicación hasta tanto se resuelva sobre la concesión o denegación del Recurso Extraordinario Federal interpuesto por el Estado Nacional y sus efectos, sin que ello implique desconocer la intrínseca juridicidad y apego a derecho de las normas en cuestión, dictadas por la administración, en ejercicio de sus legítimas potestades "

El 4 de agosto, la Sala II de la Cámara Federal de La Plata resolvió conceder con efecto devolutivo el Recurso Extraordinario deducido por el Estado Nacional y elevar las actuaciones a la Corte Suprema de Justicia de la Nación, lo que significa que la sentencia de la Cámara Federal debe cumplirse impidiendo la facturación con los cuadros tarifarios resultantes de las Res Nº 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont.)

Cabe destacar, que si bien la Sociedad no fue parte en la causa judicial indicada, y basándose en el fallo "CEPIS" y las Resoluciones y Notas del ENARGAS citadas precedentemente, la Sociedad decidió oportunamente considerar en los Estados Financieros al 30 de junio de 2016 el efecto de dicha resolución judicial, tomando las tarifas vigentes al 31 de marzo de 2016 para la determinación de sus ventas y costos de gas y transporte

Adicionalmente, también se planteaba la imposibilidad de facturar y reconocer los ingresos generados por los nuevos cuadros tarifarios, por la existencia de distintas medidas cautelares en los partidos de La Matanza, Pilar, Escobar y Mercedes (ver nota 5 4)

Toda esta situación ha generado una afectación económico-financiera a la Licenciataria y consecuentemente en la cadena de pagos

El 18 de agosto de 2016 la Corte Suprema de Justicia de la Nación dictó sentencia en autos "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad ("CEPIS") y Otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo" en la que confirmó parcialmente la sentencia de Cámara de La Plata que dispuso la nulidad de los incrementos tarifarios de los componentes gas, transporte y distribución, circunscribiendo el alcance a los usuarios residenciales La sentencia también refirió a la vigencia de la tarifa social y a la necesidad de convocar audiencia pública para el tratamiento de las variaciones del precio del gas, hasta que el precio se determine sobre la base de la libre interacción de la oferta y la demanda, y las de transporte y distribución, aún en el contexto del régimen de transición tarifaria

Mediante la Resolución N° 152 del 18 de agosto el MINEM instruyó al ENARGAS a convocar a audiencia pública y ratificó para los usuarios de servicio General P de servicio completo el límite de aumento del 500% respecto del mismo período de facturación del año anterior, dispuesta en la Resolución MINEM N° 129/16 En la citada resolución también se dispuso la posibilidad de pago de los montos no abonados o no facturados en hasta 4 cuotas mensuales, iguales y consecutivas y se instruyó al Ente a continuar con las acciones para llevar adelante el proceso de RTI

En virtud de la sentencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación y la Resolución MINEM N° 152/16, el ENARGAS dictó la Resolución N° 3960 en la que instruyó a las prestadoras a aplicar para los usuarios residenciales las cuadros vigentes al 31 de marzo y a otorgar la posibilidad de pago de los montos adeudados en cuatro cuotas mensuales, iguales y consecutivas sin interesas ni recargos Mediante Resolución N° 3961, el ENARGAS fijó el tope en la facturación de los usuarios del servicio general P de servicio completo, previsto en la Resolución MINEM N° 129/16 y otorgó a dichos usuarios las misma facilidades de pago que a los usuarios residenciales

Por otra parte, el ENARGAS convocó por medio de la Resolución N° 3953 a audiencia pública para considerar el traslado a tarifas de los precios de gas en el punto de

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

ingreso al sistema de transporte y las tarifas transitorias de transporte y distribución el 12 de septiembre Esta fecha fue modificada mediante Resolución N° 3957, concretándose la audiencia el día 16 de septiembre, con amplia participación de usuarios e interesados a nivel país

Luego, mediante Resolución MINEM N° 212/16 se determinaron los nuevos precios del gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte e instruyó la fijación de los cuadros correspondientes a la tarifa Social

Mediante Resolución ENARGAS N° 4046 publicada en el Boletín Oficial el 7 de octubre del corriente, el ENARGAS dictó los nuevos cuadros tarifarios vigentes a partir del 7 de octubre de 2016 que incorporan los nuevos precios del gas natural y las tarifas de transporte y distribución Dichos cuadros disponen a partir de su entrada en vigencia, un margen para la Distribuidora equivalente al que fuera aprobado por la impugnada Resolución ENARGAS N° 3725/16 y contemplan un tope máximo de incremento del *monto total de las facturas respecto al de igual período de facturación del año anterior* diferencial por categoría de usuarios usuarios R1-R2 3, 300%, usuarios R3 1- R3 3, 350%, usuarios R3 4, 400% y usuarios SGP, 500%, aplicable siempre que el monto total de la factura supere $ 250

Se establece una tarifa plena para todos los usuarios, una tarifa con bonificación en el precio del gas natural para los usuarios residenciales que registren ahorro de consumo igual o superior al 15 % respecto a igual año anterior y una tarifa social con bonificación del 100% del precio del gas natural Las bonificaciones serán aplicadas como un descuento sobre los precios de aprovisionamiento de gas

Asimismo, la citada Resolución ENARGAS N° 4046 ratifica el plan de inversiones y mantiene la exigencia de instrumentar el cobro de la factura bimestral en dos cuotas mensuales

Ante la importante afectación económica derivada de la postergación del 1° de Abril al 7 de Octubre del corriente año, de la adecuación tarifaria que en su día fuera dispuesta para cubrir los requerimientos de ingresos de 2016, la Sociedad ha presentado distintas notas al Ministerio de Energía y Minería con el pedido de una nueva asistencia económica transitoria para el presente año y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral, con el objeto de afrontar los gastos asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público y continuar haciendo frente al Plan de Inversiones comprometido para el mismo período

1.2.4 Traslado a tarifas del costo del gas

El Marco Regulatorio de la Industria del Gas prevé el traslado del costo de adquisición de gas a las tarifas de distribución en su exacta incidencia, con el objeto de que tales insumos resulten neutros y por tanto no produzcan beneficios o pérdidas al distribuidor (art 37 inc 5 del Decreto N°1 738/1992)

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

No obstante dicha previsión en distintas oportunidades el ENARGAS limitó el reconocimiento de los precios acordados con los productores, medidas que fueron oportunamente recurridas por la Sociedad

Con posterioridad al Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (el "Acuerdo"), celebrado entre los productores de gas y la Secretaría de Energía para el establecimiento de un sendero de recuperación de precios de gas, homologado por la Resolución del MPFIP y S Nº208/04, el ENARGAS dictó la Resolución N°3 009, mediante la cual aprobó, en forma provisoria, el cuadro tarifario para el período invernal del año 2004

Ulteriormente, a través de la Resolución N°3 096 del 28 de octubre de 2004, el ENARGAS aprobó en forma provisoria los cuadros tarifarios de Gas Natural BAN, S A para el período estival comprendido entre el 1° de octubre de 2004 y el 30 de abril de 2005, limitando el traslado a tarifas del precio pagado por la Sociedad para la adquisición de gas natural Esta Resolución fue recurrida por Gas Natural BAN, S A en sede administrativa, recurso que se encuentra pendiente de resolución

Mediante las Resoluciones N°3 205/2005 y Nº3 232/2005, el ENARGAS aprobó, también en forma provisoria, los cuadros tarifarios de Gas Natural BAN, S A correspondientes al período invernal mayo a junio de 2005, limitando el traslado a tarifas del costo de gas para los clientes residenciales

En la Resolución N°3 461/06, el ENARGAS autorizó el traslado a tarifas del último escalón de precios contemplado en el Acuerdo

Teniendo en cuenta el vencimiento del Acuerdo y la necesidad de atender el abastecimiento de gas para el mercado interno, la Secretaria de Energía dictó la Resolución N° 599 del 13 de junio de 2007 mediante la cual homologó la propuesta para un nuevo Acuerdo con Productores de Gas Natural por el período 2007-2011

El ENARGAS no realizó ajustes de precio del gas en boca de pozo desde octubre de 2005 hasta septiembre de 2008, situación que ha derivado en un menor ingreso para la Sociedad correspondiente a la provisión de los segmentos Residencial, P1 y P2

En la Resolución ENARGAS Nº I/445 se incluyeron los incrementos en los precios de gas en boca de pozo establecidos por la Resolución S E Nº1 070/2008 -que ratifica el Acuerdo Complementario con los Productores de Gas Natural- para las distintas categorías de usuarios, quedando sin alteraciones los precios del gas destinado a los usuarios R1, R21, R22 y SDB Esta Resolución, al igual que la posterior Resolución ENARGAS N° I/577 que estableció un nuevo incremento en los precios de gas de las subcategorías R31, R32, R33 y R34, no contempla el recupero de los menores ingresos derivados de la situación referida en el párrafo anterior A partir de lo resuelto

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

por la UNIREN en su nota N°120 del 11 de febrero de 2009, esta cuestión deberá ser tratada en el proceso de RTI

En función a lo expuesto, los mayores costos por compra de gas pendientes de traslado ascienden aproximadamente al 30 de septiembre de 2016 a $41,6 millones

En abril de 2014 en el marco de proceso de reasignación de subsidios encarado por el Gobierno Nacional, la Secretaría de Energía de la Nación dictó la Resolución N° 226 que fijó nuevos precios para el gas natural de los usuarios residenciales y comerciales, conjuntamente con la aplicación de un esquema de racionalización del uso del fluido Se fijaron incrementos escalonados de precio con vigencia a partir de los meses de abril, junio y agosto de 2014 con valores diferenciales para los usuarios que registren ahorro superior al 20% respecto a igual bimestre/mes del año anterior, ahorro entre el 5 % y el 20 % respecto del mismo bimestre/mes del año anterior y para el resto de los usuarios de servicio completo y mercado GNC

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°231 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan de Inversiones Hidrocarburíferas, mediante la cual se determinó que " *el precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte destinado al suministro de gas natural comprimido (GNC) en estaciones de servicio, se modificará en el mismo porcentaje en que se haya modificado el precio promedio ponderado, sin impuestos, país en planta de la nafta súper* " con lo cual se busca alinear las variaciones de ambos productos que actúan como sustitutos de un mismo mercado

El 28 de marzo de 2016, con el objetivo de promover inversiones en exploración y explotación de gas natural a fin de garantizar su abastecimiento y de emitir señales económicas claras y razonables, mediante la Resolución del Ministerio de Energía y Minería Nº 28/2016 se determinaron nuevos precios en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para el gas natural, los cuales fueron reflejados en los cuadros tarifarios aprobados para Gas Natural BAN, S A en la Resolución ENARGAS Nº I 3725/2016

Posteriormente el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 34 que derogó la normativa que impedía a las prestatarias de servicios de distribución de gas por redes adquirir gas natural para proveer a estaciones de carga de GNC y estableció los precios del gas natural para este mercado

El ENARGAS dictó en consecuencia la Resolución N° 3766 con los cuadros tarifarios para los servicios de venta GNC firme e interrumpible vigentes a partir del 1º de mayo de 2016

Como se ha señalado anteriormente, la Resolución N° 28 mereció los cuestionamientos judiciales y decisión de la Corte Suprema de Justicia de la Nación en autos "CEPIS", reseñados en el punto anterior Luego, transcurrida la audiencia pública para considerar el traslado a tarifas de los precios de gas en

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

el punto de ingreso al sistema de transporte y las tarifas transitorias de transporte y distribución, y analizadas las presentaciones, el MINEM dictó la referida Resolución N° 212 Los precios del gas en boca de pozo, establecidos por dicha resolución, implican un plan de reducción gradual y escalonada de subsidios, tanto para los usuarios residenciales como los de Servicio General P1, P2, P3 y GNC, progresiva durante los próximos tres años, a partir del mes de octubre de 2016 hasta llegar a la eliminación total de los subsidios en el año 2019

1.2.5 Licencia

1.2.5.a) Vigencia

Conforme la Ley Nº24 076 la Licencia se otorga por un plazo de 35 años, a cuyo vencimiento la licenciataria tendrá derecho a una única prórroga de 10 años (arts 5° y 6°), siempre que haya dado cumplimiento a sus obligaciones, teniendo derecho a participar en la Nueva Licitación e incluso a equiparar la mejor oferta de terceros a fin de ser habilitado por un nuevo período de 35 años, a cuya finalización tendrá derecho a una prórroga por 10 años

En efecto, la Licenciataria cuenta con las siguientes opciones

i Establecer como su oferta en la Nueva Licitación un precio igual y no menor al Valor de Tasación (el cual representa el valor del negocio de prestar el servicio licenciado tal como es conducido por la Licenciataria a la fecha de la valuación, como empresa en marcha y sin tomar en consideración las deudas)

ii Ante la alternativa que ninguna oferta presentada en la nueva Licitación supere el valor de tasación, a la Licenciataria le asiste el derecho de continuar con la Licencia por un nuevo período (podrían ser 45 años más), sin realizar pago alguno

iii Ante la alternativa que una oferta de la Nueva Licitación supere el valor de tasación definido en el punto i , le asiste a la Licenciataria el derecho de igualar la misma y continuar con la Licencia por un nuevo período (podrían ser 45 años más), previo pago de la diferencia entre ambos valores

iv Ante la alternativa que una oferta de la Nueva Licitación supere el valor de tasación definido en el punto i , y la Licenciataria no ejerza el derecho de igualar la misma, el período licenciado finaliza y tiene derecho a recibir como compensación por la transferencia de los activos esenciales a la nueva Licenciataria, el valor de tasación definido en el punto i

Si, habiendo vencido el plazo de la prórroga de la Licencia, la Licenciataria hubiera decidido no participar en la Nueva Licitación, entonces tendrá derecho a cobrar el

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

menor de los siguientes dos valores (i) el valor libros de los activos esenciales, y (ii) el producido neto de la Nueva Licitación

De acuerdo con lo expuesto precedentemente se concluye que la Licenciataria tiene derecho a (i) optar por prorrogar la Licencia, (ii) participar en la Nueva Licitación, y (iii) igualar la mejor oferta presentada en la Nueva Licitación ("first refusal")

1.2.5.b) Caducidad

La Licencia estableció un sistema de sanciones para el supuesto de que Gas Natural BAN, S A incumpla las obligaciones que ella impone, entre las que se incluyen apercibimientos, multas y la caducidad de la Licencia Las sanciones de apercibimiento y multas pueden ser determinadas por el ENARGAS en base, entre otras consideraciones, a la gravedad del incumplimiento o de sus efectos para el interés público Se pueden aplicar multas de hasta US$500 000 (importe que ha sido pesificado en virtud de la Ley de Emergencia) en caso de repetirse los incumplimientos

La caducidad de la Licencia sólo puede ser declarada por el Poder Ejecutivo de la Nación, ante una recomendación del ENARGAS La Licencia especifica varias causales de caducidad, incluyendo, entre otras, i) el incumplimiento grave y reincidente de las obligaciones a cargo de la Licenciataria, ii) la interrupción del 35% o más del servicio de la Sociedad durante 15 días consecutivos o 30 días no consecutivos durante el año calendario o la interrupción del 10% o más del servicio de la Sociedad durante 30 días consecutivos o 60 días no consecutivos durante un mismo año calendario, siempre que en cualquiera de tales casos dicha interrupción se deba a razones imputables a Gas Natural BAN S A , iii) el abandono en la prestación del servicio, iv) la desobediencia de una orden impartida por la Autoridad Regulatoria que haya quedado firme, v) el incumplimiento de las tarifas El Estado Nacional puede asimismo declarar la caducidad de la Licencia en el supuesto de (i) violación de las restricciones establecidas en el Pliego y el Contrato de Transferencia en relación con la transferencia de acciones de Gas Natural o Invergas, (ii) violación de las restricciones establecidas en la LG y en el Pliego con relación a la titularidad cruzada entre producción, transporte y distribución de gas o (iii) intento de Gas Natural BAN, S A , sin la aprobación del ENARGAS, de transferir la Licencia, o la transferencia o gravamen de los Activos Esenciales de la Sociedad o la utilización por parte de Gas Natural BAN, S A de tales activos para fines distintos de aquellos establecidos en la Licencia.

Sin perjuicio de ello, la Licencia establece que, salvo en los casos de quiebra o disolución o liquidación de la Licenciataria en los que no se requiere intimación previa, Gas Natural BAN, S A debe ser notificada y debe dársele la oportunidad de subsanar tal incumplimiento antes de la declaración de caducidad

Cabe señalar que la sola presentación en concurso preventivo no importa la configuración de una causal de caducidad de la Licencia En similar sentido, el Decreto Nº1834/2002 establece que la sola "presentación" en concurso preventivo o la

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

"solicitud" de quiebra de la Sociedad Licenciataria de servicios públicos, no da lugar a la rescisión del contrato de licencia, conservando por tanto, sus derechos bajo la licencia y a la percepción de la tarifa correspondiente

Si el Estado Nacional dispusiera la caducidad de la Licencia con anterioridad al vencimiento de su plazo completo a causa del incumplimiento por parte de Gas Natural BAN, S A , el Estado Nacional deber compensar contra el valor neto de los activos según libros de Gas Natural BAN, S A , cualquier suma debida por daños y perjuicios causados al Estado Nacional, 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 Además, bajo tales circunstancias, el Gobierno Nacional puede requerir a Invergas, S A la transferencia de sus acciones de Gas Natural BAN, S A al ENARGAS en fideicomiso para su posterior venta por licitación pública, sin base y en las condiciones que fije el Regulador Tales condiciones podrán incluir una etapa de precalificación de oferentes, la suscripción de un contrato de asistencia técnica con un operador técnico, y demás recaudos que a criterio del ENARGAS aseguren la adecuada prestación del servicio, y en su caso, el levantamiento de la quiebra, la disolución, o la liquidación Regirán para ese caso las siguientes reglas adicionales (i) el producido de la licitación, menos los gastos incurridos, impuestos devengados y el monto de los daños y perjuicios ocasionados al Estado por la caducidad, corresponderá a Invergas, S A , (ii) operado el traspaso de las acciones y derechos sobre aportes al nuevo adquirente, y suscripto el contrato de asistencia técnica entre el nuevo operador técnico y la Licenciataria, se dejará sin efecto la declaración de caducidad y la Licencia continuará en vigor por el plazo que aun restara del término original o, en su caso, de la renovación, a menos que el ENARGAS, ad referéndum del Poder Ejecutivo Nacional, hubiese decidido al convocar a la licitación, conceder un nuevo plazo de 35 años, (iii) si Invergas, S A no cumpliere con el requerimiento de entrega de las acciones, perderá todo derecho a participar en la compensación por el valor de los activos que correspondan a Gas Natural BAN, S A , participación que será retenida por el ENARGAS en concepto de multa a cargo de Invergas, S A y, solidariamente, de Gas Natural BAN, S A , sin perjuicio del derecho de éste a repetir el monto así retenido contra Invergas, S A

Ante la caducidad de la Licencia, el ENARGAS está facultado para designar un operador interino que no podrá ser el mismo operador técnico actuante hasta ese momento, quien continuará prestando los servicios licenciados hasta tanto se designe a un nuevo licenciatario Gas Natural BAN, S A deberá pagar todos los honorarios y gastos incurridos por dicho operador interino Gas Natural BAN, S A 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 Gas Natural BAN, S A

Producida la caducidad de la Licencia, Gas Natural BAN, S A debe transferir al Estado Nacional (o a quien éste designe) todos los Activos Esenciales, libres de todo tipo de gravámenes y cargas, a menos que el Estado Nacional solicite a Invergas, S A que transfiera sus acciones de Gas Natural BAN, S A para una posterior licitación

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L
(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Por lo expuesto es importante señalar que, tanto de la LG y su decreto reglamentario, como de las Licencias, surge claramente que el Estado no tiene derecho a retomar la prestación de los servicios a la finalización del plazo de las Licencias, ni en caso de terminación anticipada por caducidad o renuncia

Así, vencido el plazo de la Licencia, los mecanismos previstos incentivan la continuidad de la Licenciataria y por ende, su permanencia De igual forma, aún en caso de terminación por caducidad o renuncia, el Estado otorgante no retoma la prestación del servicio sino que debe llamar a una nueva licitación para que una persona jurídica de derecho privado preste el servicio

1.3 Ley N°25.561 de Emergencia Pública – Estado de la Renegociación del Contrato de la Licencia

El 6 de enero de 2002, el Poder Ejecutivo Nacional ("PEN") promulgó la Ley N°25 561, *norma que posteriormente complementada con otras leyes, diversos decretos y* reglamentaciones de distintos organismos gubernamentales, modificando unilateralmente la Licencia otorgada a Gas Natural BAN, S A en distintos aspectos, previendo la necesaria renegociación del contrato

Es así que con fecha 20 de julio de 2005, la Sociedad suscribió el Acta Acuerdo para la Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural (el "Acta Acuerdo"), que estableció (i) un régimen tarifario de transición, con un incremento inicial de tarifas y un reconocimiento periódico de variación de costos de la compañía, (ii) la realización de una Revisión Tarifaria Integral ("RTI") antes del 30 de junio de 2006 para la fijación de un nuevo régimen de tarifas máximas por un plazo de 5 años, (iii) la introducción de un régimen de tarifa social destinado a hogares indigentes, y paralelamente, (iv) la suspensión de las acciones legales contra el Estado Nacional por parte de sus accionistas y sujeta a distintos condicionamientos de cumplimiento por parte del Estado

Mediante el Decreto N°385/2006, publicado el 10 de abril de 2006 en el Boletín Oficial de la Nación, el PEN ratificó el Acta Acuerdo y recién el 9 de abril de 2007 el ENARGAS a través de la Resolución N°3 729/2007, autorizó el aumento inicial convenido en el Acta Acuerdo conjuntamente con el correspondiente a la variación de costos hasta septiembre de 2006

Con fecha 10 de octubre de 2008, mediante la Resolución N°I/445, el ENARGAS autorizó el ajuste por la variación de costos del período octubre de 2006 a septiembre de 2007, en ambos casos reconociendo la deuda acumulada a favor de la Sociedad por la aplicación tardía de los ajustes

La Sociedad ha requerido puntualmente al ENARGAS los nuevos ajustes con sustento en la incidencia del citado IVC No obstante, los distintos períodos de aplicación entre septiembre 2007 a septiembre 2015 se encuentran pendientes de resolución por el regulador, tal como se expone en el último párrafo de la Nota 1 2 2

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

En el mes de septiembre de 2011 la Sociedad fue notificada de una demanda iniciada por la asociación Unión de Usuarios y Consumidores contra Gas Natural BAN, S A , el Estado Nacional y el ENARGAS, que tiene por objeto la nulidad y derogación de la cláusula 4 6 del Acta Acuerdo en cuanto dispone un aumento retroactivo de tarifas En dicha demanda se solicita que se deje sin efecto la Resolución ENARGAS N° 3729/07 (arts 2 a 5) y que se disponga el reintegro de lo abonado por este concepto en el período noviembre de 2005 hasta el 31 de marzo de 2007 Gas Natural BAN, S A ha contestado y solicitado el rechazo de la demanda, en tanto en su opinión y la de sus asesores legales, existen sólidos argumentos para sustentar la improcedencia del planteo

La Sociedad, en mérito a los derechos que le asisten de conformidad con los términos del Acta Acuerdo, ha realizado distintas gestiones ante el ENARGAS para el reconocimiento de las variaciones de costos por lo períodos entre septiembre 2007 y marzo 2016 y ha reclamado además, la culminación del proceso de RTI y su consecuente aplicación a tarifas

El retraso en la recomposición de sus ingresos y por su parte, el incremento de costos en todo este período, ha venido afectando seriamente la estructura del negocio, situación que unida a las restricciones que el mercado financiero ha impuesto a la financiación de empresas de servicios públicos, ha llevado a una compleja situación financiera, donde la cuestión tarifaria surge como la alternativa imprescindible a tal fin

En ese sentido, el ENARGAS dictó la Resolución N° I 2407/12 mediante la cual se autorizó a aplicar un monto fijo por factura diferenciado por categoría de usuario Los importes resultantes configuran ingresos a cuenta de los ajustes previstos en el Acta Acuerdo Estos importes deben depositarse en el fideicomiso creado al efecto y ser utilizados, en forma exclusiva para la ejecución de obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución de gas por redes, seguridad, confiabilidad del servicio e integridad de las redes, así como mantenimiento y todo otro gasto conexo, a cuyo efecto la Sociedad presentó su Plan de Inversiones El 12 de diciembre de 2012 la Sociedad suscribió el correspondiente Contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración Privado de Administración – Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de la Distribución de Gas por Redes con Nación Fideicomisos S A ("NAFISA"), en tanto que en enero de 2013 fue suscripto el Manual Operativo que establece los lineamientos generales para llevar a cabo las operaciones entre la Distribuidora en su carácter de Fiduciante, NAFISA en su carácter de Fiduciario y el Comité de Ejecución, destinadas a dar cumplimiento al Contrato de Fideicomiso Según el manual mencionado, los fondos facturados y cobrados por la distribuidora son depositados mensualmente en la cuenta habilitada a tal efecto, siendo utilizados por NAFISA para el pago a los proveedores de obras y servicios según el plan aprobado, previa cumplimentación de los requisitos establecidos para el mismo - visado ENARGAS, presentación de Legajos de Solicitud de Desembolsos, etc En el mes de julio de 2013, y como resultado de gestiones llevadas a cabo por las diferentes empresas del sector para agilizar los desembolsos destinados a mantenimiento,

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

confiabilidad y expansiones del sistema, el Comité de Ejecución prestó conformidad a implementar un régimen de excepción consistente en el adelanto de los fondos disponibles a fin de que la Distribuidora pague en forma directa a los proveedores de obras y servicios incluidos en el Plan de Inversiones, con el compromiso de rendición de cuentas al Fiduciario La vigencia originalmente era hasta el 31 de octubre de 2013, fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2013 La gestión de la Sociedad se ajustó al régimen previsto y en el mes de enero de 2014 la Sociedad presentó la correspondiente rendición de los fondos a NAFISA También se presentó el plan de obras para el año 2014 el cual incluye el ajuste del plan del año 2013 oportunamente aprobado por el Comité de Ejecución

A su vez, con fecha 18 de diciembre de 2013, el ENARGAS emitió la Resolución N° I 2767/13 a través de la cual, a los fines de optimizar los procesos de aprobación, ejecución, control y seguimiento de los proyectos incluidos en el Plan de Inversiones, estableció que cada uno de ellos debe clasificarse bajo la característica "Obra por Protocolo de Seguimiento" u "Obra por Certificación de Avance", siendo los encuadrados como "Obra por Certificación de Avance" los que serán ejecutadas de acuerdo al Contrato de Fideicomiso y, en consecuencia, los valores correspondientes a los montos fijos asociados a estas obras depositados en el Fideicomiso Las obras por "Protocolo de Seguimiento" serán ejecutadas y administradas por la Distribuidora y afrontadas por ella con los montos fijos percibidos conforme la Resolución N° I 2407/12 El ENARGAS realizará las correspondientes auditorías de control y el encuadre de los proyectos será definido por el Comité de Ejecución

Mediante Resolución ENARGAS N° I 3249 del 30 de marzo de 2015, se modificó el régimen FOCEGAS y dejó sin efecto la obligación de depósito en NAFISA Los montos fijos deberán ser destinados a actividades relacionadas con la expansión y la confiabilidad de los sistemas, tareas de operación u mantenimiento que contribuyan al cumplimiento de la normativa incluida en la NAG 100, y a actividades comerciales y administrativas relacionadas con la eficaz atención a los usuarios dentro del área de prestación del servicio La Licenciataria presentó el plan de inversiones conforme lo dispuesto en la citada Resolución, que fue aprobado por el ENARGAS

En abril de 2014 en el marco del esquema de readecuación de subsidios encarado por el gobierno, considerando el pedido efectuado por la Sociedad respecto de la necesidad de contar con recursos adicionales para la prestación del servicio y los términos del Acta Acuerdo, el ENARGAS dictó la Resolución N° I 2843 por medio de la cual se aprobaron cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1° de abril, 1° de junio y 1° de agosto de 2014 En dichos cuadros se reconocen en forma escalonada cambios en la tarifa final de los usuarios del servicio residencial y del Servicio SGP de servicio completo, que involucra cambios en el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, como consecuencia del reconocimiento de los nuevos precios por cuenca establecidos por la Resolución SE N°226/14 y en los márgenes de distribución de esta Licenciataria, a cuenta de los aumentos derivados del Acta Acuerdo

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

En concordancia con el esquema de precios establecido por la Secretaría de Energía en Resolución SE N° 226/14 y la Resolución N° I 2843/14, estableció para cada período tres niveles de tarifa de aplicación a los usuarios según el nivel de consumo que en un bimestre/mes registre con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior

Aquellos usuarios con una reducción de consumo superior al 20%, mantenían la tarifa que regía hasta el 31 de marzo de 2014 Los que redujeron su consumo entre un 5 y 20 %, tuvieron un nivel tarifario que atenuó en un 50% aproximadamente el impacto de variación de su factura de consumo, respecto de aquellos que no redujeron su consumo o su reducción no alcanzó el 5%

Bajo el mecanismo establecido, la Licenciataria también tuvo distintos precios por el servicio de distribución de gas según el comportamiento en el consumo de los usuarios

Considerando lo descripto precedentemente, el impacto real en los niveles de ingresos y en los costos de Gas Natural BAN, dependió de una variable ajena a su control, la reducción de consumo de sus usuarios impactado asimismo de los efectos por cambios en las variables climáticas entre ambos períodos de comparación

En efecto, la imposibilidad de conseguir mejoras adicionales en su margen de distribución, y/o de obtener el ajuste de las tarifas de la Sociedad para reflejar sus aumentos de los costos de distribución ha llevado a la Sociedad a una complicada situación financiera

Como se mencionara, mediante Resolución N° 263/2015 la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del servicio de distribución de gas natural a cargo del Estado Nacional destinada a solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de gas natural por redes y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral

La norma estableció distintos requerimientos para acceder a la asistencia económica instaurada, relativos al destino parcial de las sumas involucradas al pago de deudas con productores de gas y la presentación de una manifestación expresa de adhesión a la asistencia transitoria propuesta

Por su parte el ENARGAS mediante Nota N° 6073/15 requirió el mantenimiento de los compromisos e indemnidades previstas en el Acta Acuerdo y el desistimiento de toda acción, recurso o reclamo contra el Estado Nacional y/o el ENARGAS fundado o como consecuencia de las situación de emergencia dispuesta por la Ley N° 25 561 y sus prórrogas y en el proceso de renegociación contractual

Dada la situación de la Sociedad ante el importante atraso tarifario derivado de la falta de reconocimiento de los ajustes del Período de Transición oportunamente solicitados y de conclusión del proceso de RTI y la necesidad imperiosa de contar con flujo de

ingresos para cubrir los costos de operación y prestación del servicio, Gas Natural BAN, S A adhirió a la asistencia económica transitoria y cumplimentó los requisitos establecidos en la resolución de la Secretaría de Energía SE Nº 263/15 y en la nota ENARGAS Nº 6073/15, haciendo reserva de sus derechos al cabal cumplimiento del Acta Acuerdo

A septiembre de 2015 Gas Natural BAN, S A había cerrado acuerdos de renegociación por el 100% de la deuda que registraba con productores de gas al 31 de diciembre de 2014, pactando su pago en 36 cuotas mensuales de acuerdo a lo proyectado por la Autoridad Regulatoria al propiciar la asistencia económica

Con fecha 29 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 31/16 por la que estableció e instruyó al ENARGAS a llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral en un plazo no mayor a un año desde la fecha de la medida También se instruyó al ENARGAS a que efectúe, sobre la base de la situación económico financiera de las empresas Licenciatarias y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral, una adecuación de las tarifas de transición, a exigir el cumplimiento de un Plan de Inversiones Obligatorias para las Licenciatarias y a establecer los Cuadros Tarifarios correspondientes a la Tarifa Social

En consecuencia, el ENARGAS dictó Resolución Nº 3725 publicada en el Boletín Oficial el 4 de abril con los nuevos cuadros para Gas Natural BAN, S A vigentes a partir del 1° de abril que contemplan la ejecución de un Plan de Inversiones Obligatorias por parte de la Licenciataria, cuyo monto total asciende a $356,7 millones La Resolución dispone que la Sociedad no podrá distribuir dividendos hasta tanto se acredite el cumplimiento total del Plan de Inversiones Obligatorias y se cuente con la aprobación del ENARGAS

A resultas de la nueva adecuación tarifaria y las prescripciones del Acta Acuerdo, Gas Natural BAN, S A posee un derecho estimado actual de aproximadamente $757 millones solo de capital, en virtud de la aplicación de la cláusula 4 2 y 4 4 -incrementos por reconocimiento del efecto de la variación de precios- del Acta Acuerdo, neto del efecto de i) la Resolución ENARGAS N°I 2407/12, ii) la Resolución ENARGAS Nº I 2843/14, iii) la Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") Nº263/2015, y iv) la nota ENARGAS Nº 12101/15 Esta estimación calculada exclusivamente con la variación del Índice General de Variación de Costos –IVC-, ampliamente superada por la variación real de costos a reconocer bajo la referida Acta Acuerdo

Las nuevas tarifas dispuestas a partir de las Resoluciones del MEyM N° 28/2016, 31/2916 y del ENARGAS N° 3725/2016 fueron objeto de distintos cuestionamientos y planteamientos judiciales a nivel país con resultados dispares, dando lugar a las Resoluciones MINEM N° 99 y 129 que dispusieron los límites de incremento descriptos en la nota 1 2 3, que al aplicarse sobre gas en boca de pozo no afecta el margen de la Distribuidora Esta última Resolución también instruye al ENARGAS a concluir el antes

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont.)

del 31 de diciembre de 2016 el procedimiento de revisión tarifaria integral y convocar a la audiencia pública antes del 31 de octubre de 2016

Por otra parte, con fecha 26 de julio de 2016, la Sociedad recibió del ENARGAS la Nota N°06827 de fecha 25 de julio de 2016, en la que informa a la Sociedad que la Sala II de la Cámara Federal de La Plata en los autos "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad ("CEPIS") y Otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo" (Expte N° 8399/2016), ha resuelto con fecha 7 de julio de 2016 " (2) declarar la nulidad de las Resoluciones 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, retrotrayéndose la situación tarifaria a la existente previamente al dictado de ambas " por lo que " la[s] Resolución[es] ENARGAS N° I 3725/2016 no ha sido declarada nula en dichos actuados, pero en la medida que la[s] misma[s] reconoce[n] como antecedente esas decisiones ministeriales, no es factible su aplicación hasta tanto se resuelva sobre la concesión o denegación del Recurso Extraordinario Federal interpuesto por el Estado Nacional y sus efectos, sin que ello implique desconocer la intrínseca juridicidad y apego a derecho de las normas en cuestión, dictadas por la administración, en ejercicio de sus legítimas potestades "

El 4 de agosto, la Sala II de la Cámara Federal de La Plata resolvió conceder con efecto devolutivo el Recurso Extraordinario deducido por el Estado Nacional y elevar las actuaciones a la Corte Suprema de Justicia de la Nación, lo que significa que la sentencia de la Cámara Federal debe cumplirse impidiendo la facturación con los cuadros tarifarios resultantes de las Res Nº 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación

Cabe destacar, que si bien la Sociedad no es parte en la causa judicial indicada, y basándose en el fallo "CEPIS" y las Resoluciones y Notas del ENARGAS citadas precedentemente, la Sociedad decidió oportunamente considerar en los Estados Financieros al 30 de junio de 2016 el efecto de dicha resolución judicial, tomando las tarifas vigentes al 31 de marzo de 2016 para la determinación de sus ventas y costos de gas y transporte

Con fecha 18 de agosto de 2016 la Corte Suprema de Justicia de la Nación se expidió en el caso ""Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad ("CEPIS") y Otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo" y confirmó parcialmente la sentencia apelada respecto a las tarifas aplicables a los usuarios residenciales

A raíz del fallo de la CSJN, el MINEM instruyó al ENARGAS a convocar una audiencia pública para el tratamiento de la adecuación tarifaria transitoria de los servicios públicos de transporte y distribución de gas y el traslado a tarifas de los precios de gas en boca de pozo que tuvo lugar el 16 de septiembre conforme lo indicado en el punto 1 2 3

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Mediante Resolución ENARGAS N° 4046 publicada en el Boletín Oficial el 7 de octubre del corriente, el ENARGAS dictó los nuevos cuadros tarifarios vigentes a partir del 7 de octubre de 2016 que incorporan los precios del gas natural dispuestos por la Resolución MINEM N° 212 y las tarifas de transporte Dichos cuadros mantienen el margen de la Distribuidora resultante de las tarifas aprobadas por la Resolución ENARGAS N° 3725/2016

Ante la importante afectación económica derivada de la postergación de la adecuación tarifaria necesaria para cubrir los requerimientos de ingresos del corriente año, que por lo expuesto recién entrará en vigor para la totalidad de los clientes a partir del 7 de octubre del corriente, la Sociedad ha presentado distintas notas al Ministerio de Energía y Minería con el pedido de una nueva asistencia económica transitoria para el año 2016 a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral a fin de afrontar los gastos asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público y continuar haciendo frente al Plan de Inversiones comprometido para el corriente año

Toda esta situación está generando una afectación económico-financiera a la Licenciataria y consecuentemente en la cadena de pagos y que de no subsanarse no puede asegurarse que la Sociedad pueda en el futuro continuar operando bajo el principio contable de "empresa en marcha"

En este escenario la Sociedad continúa privilegiando, aún con las dificultades apuntadas anteriormente, el cumplimiento continuo de los compromisos de la Licencia, especialmente respecto del mantenimiento de la seguridad y calidad del servicio que *brinda para la distribución de gas natural.*

1.4 Medidas tendientes a asegurar el abastecimiento de gas natural

1.4.1 Los Decretos N°180/2004 y 181/2004 y sus normas complementarias

El 16 de febrero de 2004 fueron sancionados el Decreto N°180/2004, que estableció un régimen de inversiones en infraestructura básica de gas, creó el Mercado Electrónico de Gas ("MEG") y dispuso medidas para lograr una mayor eficiencia en el transporte y la distribución de gas natural, y el Decreto N°181/2004 por el que se facultó a la SE para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el punto de ingreso al sistema de transporte para las distribuidoras y la implementación de mecanismos de protección en beneficio de aquellos usuarios que debían adquirir en forma directa su aprovisionamiento a dichos productores

a) Medidas adoptadas para ampliar la infraestructura de transporte de gas natural:

En el marco del citado Decreto N°180/2004, el MPFIPyS emitió la Resolución N°185/2004 aprobando un Programa Global para la Emisión de Valores Representativos de Deuda y/o Certificados de Participación en Fideicomisos Financieros bajo la Ley N°24 441

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

En este contexto, se contempló la realización de distintos proyectos de ampliación de capacidad de transporte, dando lugar al llamado a Concursos Públicos tanto de TGS como de TGN en los que la Sociedad solicitó un volumen de 2 200 000 m^3/día, 1 900 000m^3/día en prioridad "1" y 300 000 m^3/día en prioridad "3", asignaciones que quedaron convalidadas mediante la Resolución N°3 520/06

La Sociedad realiza una gestión de facturación, cobranza y depósito de los cargos dispuestos por estas ampliaciones a favor del Estado Nacional sin que los mismos representen un incremento de su margen operativo

b) Medidas tendientes a asegurar el abastecimiento de gas natural para el mercado prioritario:

El 13 de junio de 2007 fue publicada la Resolución de la SE N°599 que homologó el Acuerdo alcanzado con los Productores por el período 2007-2011, mediante el cual se tiende a la satisfacción de la demanda doméstica, entendiéndose por tal al mercado interno en su conjunto Dicha norma, fue complementada con la Resolución ENARGAS N° I 1410 del 28 de septiembre de 2010, que estableció un Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas a fin de preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución, privilegiando el consumo de la demanda prioritaria de las Distribuidoras (correspondiente a los mercados residencial, comercial, pequeñas industrias y subdistribuidoras o desde el punto de vista tarifario Servicio R, Servicio General P1, P2 y P3 -grupo III según definición del apartado c- y SDB)

El 29 de diciembre de 2011 la SE dictó la Resolución N°172/2011 mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la mencionada Resolución SE N°599/07

Las Resoluciones ENARGAS N° I 1410/2010 y SE N°172/2011 son los instrumentos con los que cuentan en la actualidad las Distribuidoras para cubrir su demanda

El 31 de mayo de 2016 el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 89 mediante la que se propicia a comenzar con un proceso de normalización contractual, se establecen los volúmenes totales por prestataria y por cuenca para la atención de la demanda prioritaria, la asignación de volúmenes superiores a los establecidos por parte del Comité de Emergencia y el tratamiento a dar a los volúmenes objeto de contractualización

c) Medidas adoptadas sobre la estructura del mercado:

En cuanto a la estructura del mercado, el 23 de mayo de 2005 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N°752/2005 Entre las distintas medidas contenidas en esta Resolución, se estableció que los usuarios de los servicios de distribución del gas natural por redes -salvo los residenciales y del Servicio General P que en el último año hubieran registrado un consumo mensual promedio inferior a los 9 000 m^3- quedaban

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

facultados para adquirir gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte directamente de productores o comercializadores En la citada Resolución se fijaron distintas fechas (luego prorrogadas) a partir de las cuales las Distribuidoras no podían celebrar nuevos contratos de suministro para abastecer a estas categorías de usuarios

Mediante la Resolución SE N°2 020/2005 se dispuso subdividir la categoría de usuarios del Servicio General "P" en tres grupos según el consumo anual registrado entre abril de 2003 y marzo de 2004, a saber (i) Grupo I, usuarios que hubieran alcanzado o superado los 365 000 m^3 de gas y tuvieran un consumo promedio mensual menor a 150 000 m^3, (ii) Grupo II, usuarios con consumos inferiores a 365 000 m^3 e igual o superior a 180 000 m^3 y (iii) Grupo III, usuarios no comprendidos en los anteriores Grupos

Desde el año 2006 las estaciones de carga de GNC están comprando el gas en forma directa a los productores, al igual que los Grandes Usuarios y usuarios del Servicio General "P" Grupos I y II, no afectando el margen operativo de la Sociedad, dado el carácter de "pass through" del componente gas en la tarifa

Por Resolución ENARGAS N° I 409/08 se segmentaron las categorías definidas en el Decreto N°181/2004 respecto a los usuarios residenciales de gas natural, a fin de reflejar las diferencias de comportamiento de los usuarios residenciales Posteriormente, mediante Resolución ENARGAS N° I 694/09 se segmentaron los usuarios del Servicio General P

Con fecha 29 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 34/16 que estableció que a partir del día 1° de mayo de 2016, las prestatarias de servicios de distribución de gas natural por redes deberán adquirir el gas natural destinado a estaciones de suministro de GNC de su zona o áreas de distribución, dejando sin efecto el art 9 de la citada Res SE N°752/2005 por el que se definía el mecanismo por el cual las estaciones de carga de GNC compraban el gas en forma directa a los productores

1.4.2 Cargo para cubrir la importación del gas natural.

El 3 de diciembre de 2008, se dictó el Decreto N°2067/08 que dispuso la creación de un Fondo Fiduciario para atender todos los costos inherentes a las importaciones de gas natural necesarias para complementar y garantizar el abastecimiento interno

Uno de los recursos para integrar el mencionado Fondo Fiduciario es un cargo tarifario a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución de gas natural

Mediante Resolución N°563/2008 del 15 de diciembre de 2008, el ENARGAS determinó el monto del cargo a pagar por tipo de cliente, al tiempo que excluyó del

pago a los usuarios de las categorías R1, $R2_1$, $R2_2$, $R2_3$, Subdistribuidoras, SGP1, SGP2, SGP3 (esencial), GNC y Centrales de Generación Eléctrica

A finales de 2011, en el marco de la nueva política de subsidios encarada por las Autoridades Nacionales, se actualizó el monto a recaudar para cubrir el costo del gas importado y se dispuso ajustar los valores unitarios del cargo, incluyendo a todas las categorías de usuarios En este contexto mediante Resolución ENARGAS N°1982/11 (i) se implementaron los ajustes de valores para cada categoría de usuario, incorporando al resto de los clientes residenciales que no estaban afectados, a las estaciones de GNC y a los clientes comerciales pequeños y (ii) se dispuso mantener como subsidio la diferencia entre los valores anteriores y los nuevos valores ajustados, excepto para determinados usuarios no residenciales en función de las actividades que realizan y que la norma detalla

Posteriormente se dictaron distintas resoluciones que disponen la eliminación del subsidio a usuarios residenciales comprendidos en countries, barrios cerrados y afines, a usuarios residenciales comprendidos en las zonas geográficas que en cada caso se determinan, como así también a los inmuebles destinados a oficinas comerciales y/o profesionales en las mismas zonas, entre otros casos

Paralelamente se implementó un mecanismo de renuncia voluntaria al subsidio y se formalizó la posibilidad de requerir su mantenimiento mediante la acreditación de determinadas circunstancias en un formulario de declaración jurada

Asimismo, mediante Resolución ENARGAS N° I 3302, en línea con lo acontecido en años precedentes, se implementó una bonificación del 100 % del cargo a los usuarios residenciales $R3_1$ y $R3_2$ durante el período comprendido entre los meses de mayo a septiembre de 2015 y para el resto de los usuarios residenciales una bonificación equivalente al 100% del cargo durante el período junio-julio del corriente y del 70 % durante el período agosto-septiembre

Desde la aplicación del cargo Decreto N°2067/08 y hasta el presente se han dictado distintas medidas cautelares ante acciones de particulares, de Defensores del Pueblo de distintos partidos del área de licencia de la Sociedad y del Defensor del Pueblo de la Nación, que ordenan a la Sociedad permitir el pago de las facturas sin dicho cargo

La implementación de todas estas medidas requiere de un importante esfuerzo de la Sociedad ya que exigen adaptaciones de los sistemas de facturación y cobro en plazos acotados, entre distintas gestiones específicas de difusión, comunicación, distribución, atención de consultas y reclamos, análisis de situaciones particulares de excepción, etc , así como la gestión de facturación, cobranza y depósito de estos cargos a favor del Estado Nacional, sin que exista incremento alguno de su margen operativo

En el marco de las nuevas medidas en materia de precios de gas, el Ministerio de Energía y Minería ha valorado la necesidad del mantenimiento del cargo de gas

importado en orden al progresivo reordenamiento del sector En función de ello en la citada Resolución Nº 28/16 se dejan sin efecto los actos del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios emitidos en el marco de los Artículos 6° del Decreto N° 2 067/ 2008 y 7° de la Resolución N° 1 451/2008, vinculados con la determinación del valor de los cargos tarifarios, a cuyo fin se instruye al ENARGAS a que adopte las medidas necesarias para dejar sin efecto la aplicación de tales cargos en las facturas que se emitan a los usuarios a partir del 1º de abril de 2016

1.5 Estacionalidad

Las ventas y los resultados de la Sociedad se ven altamente influenciados por las condiciones climáticas imperantes en Argentina El clima más frío, en especial durante aquellos períodos prolongados de temperaturas lo suficientemente bajas para requerir el uso de sistemas de calefacción en hogares y otros edificios, produce un incremento de la demanda de gas natural y, en consecuencia, las ventas y resultados de Gas Natural BAN, S A son sensiblemente más altos durante los meses considerados invernales (de mayo a septiembre), en comparación con los restantes meses del año

2. Bases de presentación y principales políticas contables

Los presentes estados financieros han sido preparados de conformidad con las Normas Internaciones de Información Financiera ("NIIF") (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés), e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), a través de las Resoluciones Generales Nº 562/09 y 576/10, para las entidades incluidas en el régimen de oferta pública de la Ley N°17 811, ya sea por su capital o por sus obligaciones negociables, o que hayan solicitado autorización para estar incluidas en el citado régimen

La Resolución Nº 600/12 de la CNV postergó, para las sociedades registrantes que sean licenciatarias de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural, así como sus empresas controlantes, la adopción obligatoria de las NIIF para los ejercicios que comienzan el 1 de enero de 2013

Las políticas contables utilizadas en la preparación de los presentes estados financieros son consistentes con las utilizadas en la preparación de la información bajo NIIF al 31 de diciembre de 2015, y se basan en aquellas NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2015

2.1 Bases de preparación y presentación

Los presentes estados financieros intermedios condensados de la Sociedad por el período de nueve meses finalizado al 30 de septiembre de 2016, han sido preparados de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34 "Información

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L.

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

Financiera Intermedia" En consecuencia, dado que estos estados financieros no incluyen toda la información que se requiere para un juego de estados financieros completos anuales y que para la confección de estos estados financieros se han seguido las mismas políticas contables que en los estados financieros anuales más recientes, salvo por lo explicado en Nota 2 3, se recomienda su lectura conjuntamente con los estados financieros anuales al 31 de diciembre de 2015

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

Al 30 de septiembre de 2016, no es posible calcular la tasa acumulada de inflación correspondiente al período de tres años finalizado en esa fecha sobre la base de datos oficiales del INDEC, dado que en el mes de octubre de 2015 el citado organismo discontinuó el cálculo del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), calculándolo nuevamente a partir de enero de 2016

Al cierre del período sobre el que se informa, la Dirección ha evaluado, conforme la información disponible, que el Peso Argentino no reúne las características para ser calificado como la moneda de una economía hiperinflacionaria según las pautas establecidas en la NIC 29 y la expectativa gubernamental hacia la baja del nivel de inflación y, por lo tanto, los presentes estados financieros intermedios condensados no han sido re expresados en moneda constante

Sin embargo, en los últimos años ciertas variables macroeconómicas que afectan los negocios de la Sociedad, tales como el costo salarial y los precios de los insumos, han sufrido variaciones anuales de cierta importancia Esta circunstancia debe ser considerada en la evaluación e interpretación de la situación financiera y los resultados que presenta la Sociedad en los presentes estados financieros intermedios condensados

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

2.2 Formatos de los estados financieros

Los formatos de los estados financieros adoptados son consistentes con NIC 1 En particular

- el Estado de Situación Financiera ha sido preparado clasificando los activos y pasivos con el criterio "corriente y no corriente" Los activos y pasivos corrientes son aquellos que se espera sean realizados dentro de los doce meses posteriores al cierre del período,
- el Estado de Resultados Integrales ha sido preparado clasificando los costos operativos por naturaleza del gasto, ya que esta forma es considerada la más apropiada y representa el modo en que el negocio de la Sociedad es monitoreado por la Dirección,
- el Estado de Cambios en el Patrimonio ha sido preparado mostrando solamente la utilidad / (pérdida) del período
- el Estado de Flujo de Efectivo ha sido preparado empleando el "método indirecto" para conciliar el resultado del período con el flujo de efectivo generado por las operaciones, tal como lo establece el NIC 7

Los presentes estados financieros intermedios condensados contienen todas las exposiciones requeridas por la NIC 34 También fueron incluidas algunas cuestiones adicionales requeridas por la LGS y/o regulaciones de la CNV

2.3 Empresa en marcha

No obstante lo indicado en el anteúltimo párrafo de las Notas 1 2 3, 1 3 y 29, los presentes estados financieros han sido preparados utilizando el principio de empresa en marcha Dado que la Sociedad cuenta con un Acta Acuerdo firmada con el Estado Nacional y aprobada por el Decreto N°385/2006 no resulta previsible un incumplimiento permanente de los compromisos asumidos por éste por lo que la Gerencia considera que existe una expectativa razonable respecto a la capacidad de la Sociedad para llevar adelante su actividad durante el futuro previsible y que la Sociedad tendrá recursos suficientes para continuar desarrollando su actividad

2.4 Información por segmentos

La información sobre segmentos de explotación se presenta de acuerdo con la información interna que se suministra a la máxima autoridad en la toma de decisiones En ese sentido se ha identificado como la máxima autoridad en la toma de decisiones que es responsable de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos de explotación, al Comité de Dirección encargado de la toma de decisiones estratégicas

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

3. Administración de riesgos financieros

Las actividades de la Sociedad exponen a la misma a diversos riesgos financieros riesgo de mercado (incluyendo riesgo de tipo de cambio, riesgo de valor razonable por tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez

3.1 Estimación del valor razonable

A partir del 1 de enero de 2012, la Sociedad adoptó las modificaciones a la NIIF 7 para instrumentos financieros medidos a valor razonable en el estado de situación financiera Esta norma requiere que se clasifique a los activos y pasivos financieros medidos a valor razonable en las siguientes categorías, dependiendo de la jerarquía de la información empleada para realizar las mediciones a valores razonables

- Nivel 1 Valores razonables determinados sobre la base de precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos financieros idénticos
- Nivel 2 Valores razonables determinados en base a datos que no cumplan con los requisitos mencionados en el nivel 1, pero que representen información observable en el mercado para el activo o pasivo que se mide, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, que se deriven de precios)
- Nivel 3 Valores razonables determinados en base a datos no observables en el mercado, que implican la necesidad de que la entidad desarrolle sus propias premisas y estimaciones

El siguiente cuadro presenta los activos de la Sociedad medidos a valor razonable al 30 de septiembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015

Activos financieros a valor razonable al 30 de septiembre de 2016

Activos	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos financieros a valor razonable				
- Fondos comunes de inversion	646 127 382	-	-	646 127 382
- Bonos cancelacion de deuda de la Prov de Buenos Aires	-	4 074 054	-	4 074 054
Total Activos	646 127 382	4 074 054	-	650 201 436

Activos financieros a valor razonable al 31 de diciembre de 2015

Activos	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos financieros a valor razonable				
- Fondos comunes de inversión	687 106 016	-	-	687 106 016
- Bonos cancelación de deuda de la Prov de Buenos Aires Serie A	-	101 950	-	101 950
Total Activos	687 106 016	101 950	-	687 207 966

Al cierre de los presentes estados financieros no se han producido transferencias entre el Nivel 1 y Nivel 2

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

4. Políticas y estimaciones contables críticas

La preparación de los estados financieros requiere que la Dirección de la Sociedad realice estimaciones que afectan el monto de los activos y pasivos revelados a la fecha de emisión de los mismos, como así también de los ingresos y egresos registrados en el periodo / ejercicio

La Dirección de la Sociedad realiza estimaciones para poder calcular, por ejemplo, la previsión para deudores incobrables, las depreciaciones, las amortizaciones, el valor recuperable de los activos, el cargo por impuesto a las ganancias y las previsiones para contingencias Los resultados e importes reales pueden diferir significativamente de las estimaciones efectuadas para la preparación de los estados financieros

Dichas estimaciones se encuentran afectadas por las incertidumbres relacionadas con los cambios producidos en el contexto económico y las condiciones legales y contractuales en las que la Sociedad se desenvuelve

En ausencia de una Norma o Interpretación aplicable específicamente a una transacción en particular, la Sociedad considera cuidadosamente el marco general de aplicación de las NIIF, técnicas de valuación que generalmente se aplican en la industria del gas y utiliza su juicio en cuanto a los métodos contables a adoptar con el fin de preparar estados financieros que representen fielmente la situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo de la Sociedad, reflejando la sustancia económica de las transacciones, y siendo preparados sobre una base prudente y completa en todos los aspectos

Debido a los inconvenientes ocasionados en los procesos de facturación derivados de las distintas medidas judiciales y regulatorios, el ENARGAS emitió con fecha 27 de septiembre la Nota N° 9074 que estableció un "criterio metodológico transitorio" para determinar la participación específica de cada segmento de usuarios a ser aplicados al volumen adquirido para que las empresas productoras puedan comenzar a facturar las entregas posteriores al 1° de abril

Las estimaciones mensuales de sus ventas, costos de gas y de transporte fueron elaboradas en base a las entregas mensuales realizadas y valorizadas al cuadro tarifario vigente al 31 de marzo de 2016 para los clientes residenciales, en tanto que para los clientes comercial P, GU y GNC se valorizaron al cuadro tarifario al 1° de abril de 2016 con los topes establecidos solo para los clientes P de servicio completo

La Sociedad no aplicó para la determinación del costo de gas el "criterio metodológico transitorio" establecido por el ENARGAS, habida cuenta que utilizarlo implicaría una subvaloración de los precios de compra y por tanto se aparta del principio contable de correlación entre ingresos y costos

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Cabe mencionar que la compañía estuvo aproximadamente 100 días impedida de emitir facturas a sus clientes debido a las distintas resoluciones judiciales y cambios regulatorios ocurridos durante estos últimos 6 meses ya expuestos, lo cual derivó en que los presentes estados financieros posean una parte significativa de sus ventas, costos de gas y de transporte estimados al cierre

Salvo lo explicado en el párrafo precedente, no ha habido cambios en las políticas y estimaciones contables críticas con relación a las que fueron aplicadas en los estados financieros por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2015

5. Asuntos legales y regulatorios

A continuación se detallan las novedades que se han producido respecto de lo informado en los estados financieros por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015

5.1 Impuesto sobre los ingresos brutos – Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

En Diciembre de 2015 se recibió vista del inicio de Determinación de Oficio correspondiente al período 07/2010 a 12/2011 por un total de MAR$ 1,31, aplicando además, la instrucción de sumario sancionatorio En tiempo oportuno se procedió a presentar el correspondiente descargo rechazando el ajuste

5.2 Impuesto sobre los ingresos brutos – Provincia de Buenos Aires. Incremento de alícuota

En Mayo 2016 se notificó la resolución mediante la cual la Cámara declara la admisibilidad formal de la pretensión realizada por la Sociedad

5.3 Impuesto de Sellos sobre Acta Acuerdo Provincia de Buenos Aires

En de abril de 2016 se tomó conocimiento del Dictamen de la Procuración General de la Nación de fecha 03/02/2016, con opinión favorable al planteo de la Sociedad

5.4 Acciones de amparo y medidas cautelares

Esta nota debe ser leída en conjunto con la nota 1 2 3

A raíz de los cuadros tarifarios dictados en el mes de abril de 2016 se ha registrado en todo el territorio de la Nación un importante número de acciones judiciales (amparos, medidas cautelares, etc) que en su mayoría cuestionan las resoluciones del MEyM y las nomas de aplicación dictadas por el ENARGAS, fundamentalmente por entender que debió haberse realizado una audiencia pública en este año, previo a disponer el aumento de las tarifas

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Luego de la sentencia dictada por la Corte Suprema de Justicia de la Nación el 18 de agosto de 2016 en el expte *"Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad ("CEPIS") y Otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo"* (Expte N° FLP 8399/2016) la gran mayoría de los causas judiciales similares que Gas Natural BAN, S A monitoreaba fueron acumuladas a la citada Causa CEPIS, o se ha declarado que han devenido abstractas a partir del pronunciamiento de la C S J N

Respecto de los amparos y medidas cautelares promovidos con posterioridad, merece consideración la causa *"Asamblea de Pequeños y Medianos Empresarios Asociación Civil (APYME) c/ Estado Nacional y otros s/Amparo Ley 16 986"* (Expte N° FCB 32440/2016), en la cual el 27 de septiembre de 2016 el Juez a cargo del Juzgado Federal n° 3 de Córdoba dispuso (i) hacer lugar, con efecto en todo el territorio de la República Argentina, a la medida cautelar peticionada por la Asamblea de Pequeños y Medianos Empresarios Asociación Civil (APYME) y en consecuencia, disponer para el colectivo integrado por los pequeños y medianos industriales, comerciantes, prestatarios de servicios, productores agrarios, sectores medios, cuentapropistas, profesionales y otros afines, la suspensión de las medidas contenidas en las Resoluciones N° 28/2016, 31/2016, 99/2016 y 129/2016 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, concordantes y Resoluciones N° 3725/2016 e I/3843/2016 de ENARGAS, la continuidad del cuadro tarifario del servicio de gas conforme al vigente con anterioridad al 31 de marzo del corriente año, es decir, sin variación alguna que no surja del propio consumo del usuario, y ello hasta el 27 de diciembre de 2016 (art 5°, Ley 26 854), y (ii) ordenar al ENARGAS que instruya a las Empresas Licenciatarias del servicio de gas para que procedan, en el término de diez días y con los valores vigentes al 31/3/2016, a la refacturación de los consumos efectuados desde el 1° de abril de 2016 hasta la fecha de la presente (27 de septiembre de 2016), debiendo las prestadoras del servicio de distribución adoptar las medidas necesarias para posibilitar el pago de las facturas adeudadas en cuatro (4) cuotas mensuales, iguales y consecutivas, sin intereses ni recargos relacionados con la falta de pago

Cabe destacar que Gas Natural BAN, S A no es parte en esta Causa APYME, pero ante el estado público que tomó la decisión judicial referida se informó de la misma y, posteriormente, de la resolución dictada el 29 de septiembre de 2016 en oportunidad de que el Juez concediera los recursos de apelación interpuestos por el Estado Nacional y ENARGAS en ambos efectos, esto es, suspendiendo la vigencia de la cautelar hasta tanto se expida la Cámara Federal de Córdoba.

6. Propiedad, planta y equipo ("PP&E")

	30.09 16	30.09 15
Valor residual al inicio del ejercicio	1 314 759 929	1 157 854 222
- Altas	215 362 373	136 325 763
- Bajas	(4 695)	(5 432 811)
- Depreciación	(65 972 038)	(57 056 089)
Valor residual al final del período	1 464 145 569	1 231 691 085

El detalle de Propiedad, planta y equipo se encuentra expuesto en el Anexo A

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont.)

7. Intangibles

	30.09.16	30 09.15
Valor residual al inicio del ejercicio	26 079 234	16 442 866
- Altas	16 731 641	10 048 715
- Amortizaciones	(6 530 166)	(4 209 624)
Valor residual al final del período	36 280 709	22 281 957

El detalle de Intangibles se encuentra expuesto en el Anexo B

8. Créditos fiscales

	30.09.16	31 12 15
Corrientes		
Impuesto sobre los ingresos brutos	-	8 739 367
Impuesto a las ganancias	30 490 055	-
Impuesto al valor agregado	111 707 372	-
Total	142 197 427	8 739 367

9. Otros créditos

No Corrientes	30.09.16	31.12 15
Crédito a cobrar por venta de PP&E	3 369 520	16 073 532
Diversos	120 082	120 081
Total	3 489 602	16 193 613
Corrientes		
Depósitos en garantía	324 858	343 745
Gastos pagados por adelantado	22 730 706	446 215
Créditos a recuperar	44 866 279	37 916 453
Financiación instalaciones internas clientes	422 236	451 085
Partes relacionadas (Nota 18)	77 191 041	57 224 360
Asistencia Económica a cobrar Res SE N° 263/15	-	108 150 000
Crédito a cobrar por venta de PP&E	20 217 123	17 028 886
Fondo fiduciario subsidio patagónico	4 603 604	5 763 131
Diversos	14 277 345	13 151 569
Depósito FOCEGAS - Resol N°I 2407/12	2 864 403	2 940 878
Total	187 497 595	243 416 322

Los valores razonables de los otros créditos corrientes no difieren significativamente de sus respectivos valores de libros al 30 de septiembre de 2016

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

10. Existencias

Los materiales se componen de la siguiente manera

	30.09 16	31.12.15
Materiales y repuestos	377 279	360 085
	377 279	360 085

El costo de los inventarios reconocido como gasto e incluido en el costo de ventas ascendió a $11 110 538

Las existencias de gas en la planta Peak Shaving se componen de la siguiente manera

	30.09.16	31.12.15
Gas en Planta Peak Shaving	18 192 163	11 284 998
	18 192 163	11 284 998
Total	18 569 442	11 645 083

11. Créditos por ventas

	30 09.16	31.12 15
Deudores comunes	902 231 278	277 838 768
Programa de Uso Racional de la Energía	(4 284 529)	(4 324 908)
Gas y servicios suministrados pendientes de facturación	893 284 225	69 949 903
Previsión para deudores incobrables	(87 877 150)	(68 386 242)
Total	1 703 353 824	275 077 521

Los valores razonables de los créditos por ventas corrientes no difieren significativamente de sus respectivos valores de libros al 30 de septiembre de 2016

12. Efectivo y equivalente de efectivo

	30.09.16	31 12 15
Caja y bancos	67 662 494	18 736 876
Valores a depositar	3 062 330	15 036 562
Fondos comunes de inversión	646 127 382	687 106 016
Plazo fijo	15 917 712	12 983 813
Total	732 769 918	733 863 267

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

13. Previsiones

	Previsiones
Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2015	
Saldos iniciales al 1° de enero de 2015	62 150 299
Incrementos	10 183 514
Utilizaciones del período	(16 595 396)
Saldos finales al 30 de septiembre de 2015	55 738 417
Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016	
Saldos iniciales al 1° de enero de 2016	56 775 653
Incrementos	5 437 665
Utilizaciones del período	(2 325 384)
Saldos finales al 30 de septiembre de 2016	59 887 934

14. Activo / Pasivo por impuesto diferido

El movimiento de los activos y pasivos por impuesto diferido, sin considerar la compensación de saldos es el siguiente

Activos diferidos	Quebranto Impuesto a las ganancias	Previsión deudores incobrables	Diferencia de criterio de imputación de previsiones y gastos	Por Reg Créditos TOEP a Facturar	Ingresos a distribuir por dezpl De red	Total
	$	$	$	$	$	$
Saldos al 31 de diciembre de 2015	-	30 598 904	30 450 127	29 361 709	11 789 445	102 200 185
- Altas	19 691 996	6 397 521	24 381 003	6 387 096	(269 261)	56 588 335
- Ajustes	-	3 187 271	(16 690 593)	-	-	(13 503 322)
Saldos al 30 de septiembre de 2016	19 691 996	40 183 696	38 140 537	35 748 805	11 520 184	145 285 198

Pasivos diferidos	Depreciación de bienes de uso	Venta y reemplazo de bienes de uso	Diferencia de cambio	Ajuste por inflación sobre bienes de uso	Total
	$	$	$	$	$
Saldos al 31 de diciembre de 2015	(6 269 236)	(17 652 761)	(78 566)	(94 991 924)	(118 992 487)
- Altas	(624 205)	-	-	-	(624 205)
- Ajustes	(259 936)	52 753	128	-	(207 055)
- Bajas	-	616 540	78 438	7 014 588	7 709 566
Saldos al 30 de septiembre de 2016	(7 153 377)	(16 983 468)	-	(87 977 336)	(112 114 181)

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A 1° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

15. Deudas fiscales

	30 09 16	31 12.15
Corrientes		
Deuda planes de pago AFIP y rég de asistencia financiera ampliada	616 337	423 738
Impuesto al valor agregado	-	1 633 081
Impuesto sobre los ingresos brutos	28 052 238	-
Impuestos nacionales, provinciales y municipales	184 506 013	63 998 557
Total	213 174 588	66 055 376

16. Deudas comerciales

	30 09 16	31.12 15
No Corrientes		
Compras de gas	85 747 554	219 739 706
Total	85 747 554	219 739 706
Corrientes		
Compras de gas	2 741 797 742	922 824 970
Compras de transporte	111 080 129	89 047 307
Programa de Uso Racional de la Energía	2 878 418	2 876 581
Fideicomiso gasoductos Norte y Sur	15 568 987	12 709 151
Fondo fiduciario decreto PEN N°2067	238 086	19 692 771
Facturación por cuenta y orden Res ENARGAS N° I 2621	-	6 636 763
Partes relacionadas (Nota 18)	106 424 380	65 395 998
Bonificaciones por consumos	11 401 989	9 947 490
Provisión facturas a recibir	88 189 771	85 033 681
Facturas proveedores diversos	122 425 617	85 869 073
Total	3 200 005 119	1 300 033 785

17. Información por segmentos

La Sociedad opera fundamentalmente en la prestación del servicio de distribución de gas, no calificando sus restantes actividades como segmentos a ser presentados en forma individual

A continuación se incluye una conciliación entre la información de gestión que se suministra al Comité de Dirección y la elaborada bajo NIIF

Al 30 09.2016	Comité de Dirección (*)	NIIF		Ajustes
	millones de $	millones de $		millones de $
Ingresos por ventas y servicios	3 299,3	3 299,3		-
Costo de ventas y gastos	(3 304,4)	(3 425,9)	a)	121,5
Resultado operativo	(5,1)	(126,6)		121,5
Otros gastos	(121,5)	-	a)	(121,5)
Resultados financieros netos	(60,9)	(60,9)		-
Impuesto a las ganancias	63,6	63,6		-
Resultado del período - Pérdida	(123,9)	(123,9)		-

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

Al 30 09 2015	Comité de Dirección (*)	NIIF		Ajustes
	millones de $	millones de $		millones de $
Ingresos por ventas y servicios	1 455,8	1 455,8		-
Costo de ventas y gastos	(1 146,8)	(1 254,4)	a)	107,6
Resultado operativo	309,0	201,4		107,6
Otros gastos	(107,6)	-	a)	(107,6)
Resultados financieros netos	10,8	10,8		-
Impuesto a las ganancias	(75,1)	(75,1)		-
Resultado del período - Ganancia	137,1	137,1		-

a) Corresponde a las amortizaciones, depreciaciones y previsiones que en el informe de gestión se incluyen en la línea otros gastos

(*) Información no cubierta por el informe de revisión sobre los estados financieros intermedios condensados

18. Transacciones entre partes relacionadas

Los saldos y los resultados por operaciones con Gas Natural SDG, S A Sucursal Argentina son los siguientes

	30 09 16	30 09 15	31 12 15
	$	$	$
Otros créditos	630 825	1 100 243	-
Deudas comerciales	3 546 363	25 786 239	8 723 076
Otros ingresos netos			
Honorarios por servicios de teneduría de libros	540 150	553 198	710 930
	540 150	553 198	710 930
Gastos operativos			
Honorarios operador técnico según CAT (1)	3 558 461	20 840 704	26 560 525
Contrato de servicios de personal según Art N° 6, último párrafo, del CAT	794 951	468 980	689 092
	4 353 412	21 309 684	27 249 617

(1) Bajo este acuerdo, Gas Natural SDG, S A provee asistencia técnica a la Sociedad recibiendo en pago un honorario por asistencia técnica igual al mayor entre US$375 000 y el 7% de la ganancia antes del impuesto a las ganancias y resultados financieros, determinado en forma trimestral Este contrato es por el término de treinta y cinco años a partir de la fecha de Toma de Posesión y prorrogable en caso de renovación de la licencia, salvo que la Sociedad comunique, con una antelación establecida, su voluntad en contrario Los términos del Contrato de Asistencia Técnica ("CAT") fueron establecidos por el Gobierno Argentino como parte de la privatización de GdE, dentro de las exigencias del Pliego de Bases y Condiciones de la licitación pública internacional convocada a dicho efecto Actualmente, por aplicación de la Ley N°25 561 de Emergencia Económica y el decreto N°214/02, este contrato se encuentra en etapa de renegociación en cuanto al tipo de cambio que le corresponde, habiéndose facturado los cargos correspondientes hasta la fecha de cierre al tipo de cambio de US$1 = $1 sin que esto implique conformidad con la modificación y/o novación de las obligaciones contractuales en moneda extranjera oportunamente pactadas

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont.)

Los saldos y los resultados por operaciones con Natural Servicios S A son los siguientes

	30 09 16	30 09 15	31 12 15
	$	$	$
Otros créditos	246 542	125 112	122 566
Deudas comerciales	1 740 644	7 073 925	-
Propiedad, Planta y Equipo			
Servicios de construcción de acometidas	3 934 805	2 688 364	3 967 718
Instalaciones de edificios	-	983 870	983 870
Redes de gas	91 000	-	-
	4 025 805	3 672 234	4 951 588
Ingresos por ventas y servicios			
Servicios varios	84 354	101 964	126 486
	84 354	101 964	126 486
Gastos operativos			
Centros integrales de pagos	11 440 035	8 106 257	11 143 241
	11 440 035	8 106 257	11 143 241

Los saldos y los resultados por operaciones con Gas Natural SDG, S A son los siguientes

	30 09 16	30 09 15	31 12 15
	$	$	$
Otros créditos	75 257 833	39 631 040	56 793 530
Deudas comerciales	101 137 373	52 546 971	56 672 922
Intangibles			
Aplicaciones informaticas	-	127 420	384 662
	-	127 420	384 662
Otros ingresos netos			
Contrato de servicios de personal segun Art N° 6, último parrafo, del CAT	7 403 977	4 579 548	6 211 471
	7 403 977	4 579 548	6 211 471
Gastos operativos			
Servicios informáticos	14 540 556	11 606 128	15 474 837
	14 540 556	11 606 128	15 474 837

Los saldos y los resultados por operaciones con Natural Energy, S A son los siguientes

	30 09 16	30 09 15	31 12 15
	$	$	$
Otros créditos	1 055 841	585 456	308 264

La Sociedad ha efectuado las operaciones con partes relacionadas bajo las mismas condiciones que para partes independientes en todos sus aspectos relevantes

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

19. Ingresos por ventas y servicios

	30 09 16	30.09.15
Ventas de gas	3 056 669 544	1 293 246 815
Ingresos por servicios de transporte y/o distribución de gas	237 612 540	156 393 787
Venta de subproductos	527 013	896 112
Ingresos por otras ventas y servicios	4 517 794	5 260 472
Total	3 299 326 891	1 455 797 186

20. Otros ingresos

	30.09 16	30 09.15
Ventas varias y otros servicios	12 355 165	10 358 401
Resultado venta de Propiedad, planta y equipo	-	32 788 718
Indemnizaciones por daños y desplazamientos de la red	1 651 101	2 151 321
Penalizaciones e incumplimientos de proveedores	194 102	93 067
Total	14 200 368	45 391 507

21. Resultados financieros netos

	30.09.16	30 09 15
Generados por activos		
Intereses de operaciones comerciales	23 889 784	20 289 235
Intereses de operaciones financieras y otros	104 912 989	25 964 001
Diferencia de cambio	30 840 402	11 896 164
Total generados por activos	159 643 175	58 149 400
Generados por pasivos		
Intereses sobre deudas bancarias, financieras y comerciales	(171 271 985)	(40 231 237)
Otros gastos financieros	(8 885 964)	(5 183 369)
Diferencia de cambio	(40 407 033)	(1 930 205)
Total generados por pasivos	(220 564 982)	(47 344 811)
Resultados financieros netos	(60 921 807)	10 804 589

22. Impuesto a las ganancias a pagar

	30.09.16	31.12.15
Impuesto a las ganancias a pagar	-	103 636 096
	-	103 636 096

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

23. Impuesto a las ganancias

El detalle del cargo por impuesto a las ganancias se expone a continuación

	30.09 16	30.09.15
Impuesto corriente	-	(93 475 201)
Diferencia entre provisión y DDJJ	(48 966)	(81 231)
Impuesto diferido	63 673 696	18 405 204
Total impuesto a las ganancias	63 624 730	(75 151 228)

A continuación se presenta una conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa del impuesto vigente sobre el resultado contable antes del propio impuesto y el cargo por impuesto a las ganancias contabilizado

	30 09 16	30 09.15
	$	$
(Perdida) / Ganancia contable antes del impuesto a las ganancias del periodo	(187 541 809)	212 243 192
Tasa del impuesto vigente	35,00%	35,00%
Subtotal aplicando la tasa impositiva vigente al resultado del periodo	**65 639 633**	**(74 285 117)**
Diferencias permanentes a la tasa del impuesto		
- Ajuste DDJJ impuesto a las ganancias	(48 966)	(81 231)
- Gastos no admitidos impositivamente	(1 965 937)	(784 880)
Impuesto a las ganancias contabilizado ganancia / (perdida)	**63 624.730**	**(75.151 228)**

Seguidamente se presenta una conciliación entre el cargo en resultados y el pasivo determinado por el impuesto en el ejercicio

	30 09 16	30 09 15
	$	$
Impuesto a las ganancias contabilizado	**63 624 730**	**(75 151 228)**
Diferencias temporales		
- Prevision para deudores incobrables	(6 397 521)	(1 923 812)
- Depreciacion de Propiedad, planta y equipo	624 205	(279 618)
- Diferencia de cambio neta	(78 438)	(55 517)
- Venta y reemplazo de bienes de uso	(616 540)	11 508 956
- Diferencia de criterio imputación de previsiones y gastos	(24 381 003)	(11 807 095)
- Diferencia reg Crédito Toep a facturar	(6 387 096)	(6 490 335)
- Diferencia por devengamiento ingresos a distribuir	269 281	(1 753 579)
- Ajuste por inflación	(7 014 588)	(7 602 204)
- Quebranto impuesto a las ganancias	(19 691 996)	-
Diferencia permanente		
- Diferencia entre provision y DDJJ	48 966	81 231
Impuesto a las ganancias estimado a los fines fiscales	-	(93 475 201)
Impuesto a la ganancia minima presunta	-	15 810 641
Anticipos y retenciones impuesto a las ganancias	30 490 055	19 176 885
Crédito / (Deuda) neta por Impuesto a las ganancias	**30 490 055**	**(58 487.675)**

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

24. Resultado por acción

El resultado por acción ordinaria ha sido calculado como el cociente entre los resultados de los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2016 y 2015 respectivamente, y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, que a dichas fechas asciende a 325 539 966 acciones

Al 30 de septiembre de 2016 y 2015 no existen obligaciones negociables ni otros títulos de deuda convertibles en acciones, razón por la cual no se exponen los resultados por acción

Los resultados por acción básica se calcula dividiendo el resultado atribuible a los accionistas de la Sociedad entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año Dado que la Sociedad no posee acciones preferidas ni deuda convertible en acciones, el resultado básico es igual al resultado diluido por acción

	30.09.16	30.09.15
Resultado atribuible a los accionistas de la Sociedad	-0,381	0,421
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación	325 539 966	325 539 966

25. Dividendos por acción

Durante el ejercicio 2015 no se realizó el pago de dividendos, puesto que los resultados del ejercicio 2014 arrojaron pérdida para la Sociedad

En el ejercicio 2015 la Sociedad obtuvo una ganancia neta de $213 896 801

La Resolución de la Secretaría de Energía ("SE") Nº263/2015, del 5 de junio de 2015, que dispuso la asistencia económica transitoria a cargo del Estado Nacional para el 2015, estableció diversas obligaciones y restricciones, entre ellas la no distribución de dividendos por parte de las Distribuidoras beneficiarias, establecida en el artículo 4° inciso "e", respecto de los resultados del ejercicio 2015

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

26. Gastos por naturaleza

Rubros	30 09 16				30 09 15
	Costo de ventas	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Total	Total
	$	$	$	$	$
Compra de gas	2 233 221 178	-	-	2 233 221 178	829 653 729
Compra de transporte	188 072 996	-	-	188 072 996	138 682 262
Variacion de existencias	(6 907 165)	-	-	(6 907 165)	(3 038 386)
Remuneraciones y otros beneficios al personal	87 233 164	63 560 728	39 839 556	190 633 448	144 925 083
Bono de participacion de personal	-	-	-	-	688 400
Cargas sociales	20 155 940	11 641 081	9 488 157	41 285 178	32 935 029
Honorarios de directores y sindicos	-	490 000	-	490 000	641 000
Honorarios por servicios profesionales	447 214	15 149 845	2 983 698	18 580 757	12 140 309
Honorarios operador tecnico segun CAT	3 558 461	-	-	3 558 461	20 840 704
Materiales diversos	20 123 631	-	-	20 123 631	11 360 702
Servicios y suministros de terceros	62 776 216	45 774 615	114 670 635	223 221 466	146 223 074
Gastos de correo y de telecomunicaciones	1 441 967	9 318 113	39 148 901	49 908 981	30 914 131
Arrendamientos	3 115 518	1 000 220	-	4 115 738	2 346 185
Transportes y viajes	50 000	3 908	10 329 968	10 383 876	7 330 251
Materiales de oficina	465 670	198 995	710 000	1 374 665	1 214 144
Viajes y estadias	2 056 411	1 612 437	415 246	4 084 094	1 519 114
Primas de seguros	9 136 927	19 505	-	9 156 432	6 301 674
Desafectacion de "PP&E" por redes	4 695	-	-	4 695	19 077
Reparación y conservación de "PP&E"	84 874 167	8 120 390	3 347 043	96 341 600	71 646 251
Depreciación de "PP&E"	67 603 403	535 207	1 324 677	69 463 287	60 547 337
Recupero regularizadora bienes transfendos por terceros	(3 491 249)	-	-	(3 491 249)	(3 491 248)
Amortización de intangibles	-	-	6 530 166	6 530 166	4 209 624
Impuestos, tasas y contribuciones	82 805 664	3 242 669	118 378 642	204 426 975	124 403 450
Publicidad y propaganda	-	-	9 804 246	9 804 246	6 934 286
Cargo por juicios y contingencias	-	5 437 665	18 248 846	23 686 511	28 727 327
Cargo por deudores incobrables	-	-	25 353 921	25 353 921	17 668 093
Gastos y comisiones bancarias	-	-	16 228 561	16 228 561	11 056 052
Gastos diversos	59 678	133 138	301 996	494 812	202 436
Total al 30 de septiembre de 2016	2 856 804 486	166 238 518	417 104 259	3 440 147 261	
Total al 30 de septiembre de 2015	1 329 681 613	125 043 871	251 874 606		1 706 600 090

27. Información adicional requerida por Resolución CNV N° 629/14 – Guarda de documentación – (información no cubierta por el informe de revisión sobre los estados financieros intermedios condensados)

Con fecha 14 de agosto de 2014, la Comisión Nacional de Valores (CNV) emitió la Resolución General N° 629 mediante la cual impone modificaciones a sus normas en materia de guarda y conservación de libros societarios, libros contables y documentación comercial En tal sentido, se informa que la Sociedad ha enviado para su guarda papeles de trabajo e información no sensible por los períodos no prescriptos, a Administradora de Archivos S A ("AdeA") y que la documentación dada en guarda se encuentra en la Planta n° 3, ubicada en Ruta 36 Km 31,5 en la localidad de Florencio Varela

28. Información adicional requerida por el art.12 Capítulo III del Título IV de las normas de la CNV

Cuestiones generales sobre la actividad de la Sociedad

1 *Regímenes jurídicos específicos y significativos que impliquen decaimientos o renacimientos contingentes de beneficios previstos por dichas disposiciones*

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

No existen otros regímenes jurídicos específicos con excepción del marco regulatorio de la Industria del Gas establecido por la Ley N°24 076 y normas reglamentarias y complementarias Adicionalmente debe considerarse lo expuesto en Nota 1 3 de los estados financieros

2 *Modificaciones significativas que afecten la comparabilidad respecto a los mismos períodos presentados anteriormente*

Se han realizado modificaciones a los efectos de exponerlas uniformemente con el presente ejercicio

3 *Clasificación de los saldos de créditos y deudas en las siguientes categorías*

a) De plazo vencido, con subtotales para cada uno de los cuatro últimos trimestres y para cada año previo
b) Sin plazo establecido a la vista
c) A vencer, con subtotales para cada uno de los primeros cuatro trimestres y para cada año siguiente

A continuación se expone la clasificación de los saldos de créditos y deudas de acuerdo a las categorías mencionadas

		Créditos a vencer				
	De plazo vencido (*)	sin interés	con interés	Tasa de interés promedio anual	Total a vencer	Total General
	$	$	$		$	$
sin plazo establecido comente	-	*52 738 458*	-	-	*52 738 458*	*52 738 458*
sin plazo establecido no comente	-	33 441 211	-	-	33 441 211	33 441 211
menos de 3 meses	46 809 453	1 874 685 446	422 236	9,50%	1 875 107 682	1 921 917 135
de 3 a 6 meses	49 367 249	1 232 177	-	-	1 232 177	50 599 426
de 6 a 9 meses	15 988 115	1 232 177	-	-	1 232 177	17 220 292
de 9 a 12 meses	19 241 452	1 232 177	-	-	1 232 177	20 473 629
de 1 a 2 años	21 517 570	36 572 619	-	-	36 572 619	58 090 189
de 2 a 3 años	9 702 146	88 000	-	-	88 000	9 790 146
de 3 a 4 años	4 287 508	-	-	-	-	4 287 508
de 4 a 5 años	4 460 630	-	-	-	-	4 460 630
mas de 5 años	18 009 202	-	-	-	-	18 009 202
	189 383 325	2 001 222 265	422 236		2 001 644 501	2 191 027 826
Previsión deudores incobrables	(87 877 150)	-	-		-	(87 877 150)
Total	101 506 175	2 001 222 265	422 236		2 001 644 501	2 103 150 676

(*) Pudiendo devengar intereses

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

	Otros pasivos en general		Deudas bancarias y financieras			Otros pasivos en general				
	De plazo vencido		A vencer			A vencer				
	con interés	Tasa de interes promedio anual	sin interés	con interés	Tasa de interes promedio anual	sin interés	con interes	Tasa de interes promedio anual	Total a vencer	Total general
	$		$	$		$	$		$	
sin plazo establecido comente	-	-	-	-	-	129 145 761	-	-	129 145 761	129 145 761
sin plazo establecido no comente	-	-	-		-	59 887 934	-	-	59 887 934	59 887 934
menos de 3 meses	-	*	-	-	36,00%	2 486 496 605	39 630 490	20,40%	2 526 127 095	2 526 127 095
de 3 a 6 meses	110 386 387	*	-	-	-	1 075 085	42 119 564	20,40%	43 194 649	153 581 036
de 6 a 9 meses	119 487 887	*	-	-	-	730 651	177 928 111	20,40%	178 658 762	298 146 649
de 9 a 12 meses	272 655 383	*	-	-	-	328 151	161 660	20,40%	490 811	273 146 194
de 1 a 2 años	61 385 552	*	-	-	-	87 266 994	529 451	20 40%	87 796 445	149 181 997
de 2 a 3 años	-	-	-	-	-	1 519 440	566 168	20,40%	2 085 608	2 085 608
de 3 a 4 años	-	-	-	-	-	1 519 440	813 525	16,20%	2 332 965	2 332 965
de 4 a 5 años	-	-	-	-	-	1 519 440	966 516	16,20%	2 485 956	2 485 956
mas de 5 años	-	-	-	-	-	25 317 550	1 897 815	16,20%	27 215 365	27 215 365
Total	563 915 209		-			2 794 808 051	264 613 300		3 059 421 351	3 623 336 560

(*) Sujeto a negociación

4 *Clasificación de los créditos y deudas, de manera que permita conocer los efectos financieros que produce su mantenimiento La misma debe posibilitar la identificación de*

a) Las cuentas en moneda nacional, en moneda extranjera y en especie
b) Los saldos sujetos a cláusulas de ajuste y los que no lo están
c) Los saldos que devengan intereses y los que no lo hacen

a) Las cuentas en moneda extranjera se exponen en el Anexo G de los presentes estados financieros

Por otra parte, dentro del pasivo corriente existen deudas comerciales equivalentes a metros cúbicos de gas natural por $11 401 989

b) No existen créditos y deudas sujetas a cláusulas de ajuste

c) Los saldos que devengan intereses se exponen en la respuesta al punto 3 del presente informe

5 *Detalle del porcentaje de participación en sociedades del art 33 Ley N°19 550 y el total de votos Además, saldos deudores y acreedores por sociedad y segregados del modo previsto en los puntos 3 y 4 anteriores*

Al 30 de septiembre de 2016 no existen participaciones en sociedades del art 33 Ley N° 19 550

6 *Créditos por ventas o préstamos contra directores, y miembros de la Comisión Fiscalizadora y sus parientes hasta el segundo grado inclusive. Para cada persona se indicará el saldo máximo habido durante el ejercicio (expresado en moneda de cierre), el saldo a la fecha de los EE FF , el motivo del crédito, la moneda y las cláusulas de actualización monetaria y tasas de interés aplicadas*

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

No existen líneas de préstamos a miembros del directorio y/o de la comisión fiscalizadora

7 *Periodicidad y alcance de los inventarios físicos de las existencias Si existen bienes de inmovilización significativa en el tiempo, por ejemplo más de un año, indicar su monto y si se han efectuado las previsiones que correspondan*

La Sociedad efectúa mediciones diarias sobre la totalidad del gas natural en el sistema de distribución y en la planta de almacenamiento criogénico de gas

No existen inmovilizaciones significativas en el tiempo de las existencias

8 *Fuentes de los datos empleados para calcular los valores corrientes utilizados para valuar existencias, Propiedad, planta y equipo, intangibles y otros activos significativos*

Existencias El gas existente en la planta de almacenamiento criogénico de gas es valuado a su costo de adquisición dado por el valor de compra de gas en boca de pozo.

Materiales Los materiales mantenidos para ser usados en el mantenimiento/ expansión de la red han sido valuados al menor valor entre el costo y el valor neto de realización

Propiedad, planta y equipo Dentro de este rubro, el costo de incorporación de las redes cedidas se compone de los gastos incurridos por la Sociedad hasta su habilitación, más el monto equivalente en metros cúbicos de gas a bonificar a los clientes con derecho a ello determinado por el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") Estos metros cúbicos a bonificar están constituidos por el exceso sobre el valor de negocio de la obra cedida, teniendo en cuenta los costos ya incurridos por la Sociedad El resto de las altas de Propiedad, planta y equipo se encuentra valuado a su costo reexpresado

Intangibles Las altas de los activos intangibles se encuentran valuadas a su costo de adquisición o producción

9 *Para el caso de tener Propiedad, planta y equipo con revalúo técnico indicar el método*

No existen

10 *Debería informarse el valor total consignado en el balance de la Propiedad, planta y equipo sin usar por obsoletos*

No existe Propiedad, planta y equipo obsoletos de valor significativo

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

11 *Participaciones en otras sociedades en exceso de lo admitido por el art 30 de la Ley N°19 550 y planes para regularizar la situación*

No existen

12 *Criterios seguidos para determinar los valores recuperables para las existencias, Propiedad, planta y equipo y otros activos, empleados como límites para sus respectivas valuaciones contables*

Los criterios utilizados para la determinación de los valores recuperables en los rubros Existencias y Propiedad, planta y equipo han sido el valor neto de realización y el de utilización económica, respectivamente Las proyecciones y/o estimaciones para la determinación de estos valores podrían verse afectadas por la evolución futura de la economía nacional, tal como se expone en nota 1 3 de los estados financieros

13 Seguros que cubren los bienes tangibles Para cada grupo homogéneo de los bienes se consignarán los riesgos cubiertos, las sumas aseguradas y los correspondientes valores contables

Al 30 de septiembre de 2016, los seguros contratados sobre los bienes tangibles de la Sociedad son los siguientes

Bienes cubiertos	Riesgos cubiertos	Sumas aseguradas	Valor Contable
Vehículos	Todo riesgo Contra terceros Responsabilidad civil	Hasta $ 4 000 000 para autos Hasta$13 000 000 para camiones	$29 209 278

Adicionalmente, la Sociedad mantiene seguros bajo una póliza global de todo riesgo operativo por una suma asegurada total de US$873 millones La misma está dividida en las siguientes secciones *Sección 1) cobertura para riesgos de daños materiales de sus bienes y pérdida de beneficios, por un* monto máximo combinado de US$120 millones, con franquicia de US$50 000 por siniestro y una especial de US$1,5 millones en cuanto a fenómenos de la naturaleza Esta cobertura incluye rotura de maquinarias, transporte terrestre y pérdida de beneficios, con franquicia de 45 días por ocurrencia y es abarcativa de cualquier pérdida, destrucción o deterioro físico total o parcial de los bienes asegurados que sean propiedad del asegurado, alquilados o arrendados por él, o propiedad de terceros o respecto de los que el asegurado haya asumido el riesgo o tenga obligación de asegurar, reparar o reemplazar, Sección 2) cobertura por responsabilidad civil por un monto máximo de US$75 millones, con franquicia de US$6 500 por siniestro La cobertura de responsabilidad civil cubre la responsabilidad civil directa, indirecta, solidaria y/o subsidiaria, por lesiones y daños corporales, materiales, sus consecuencias y daños causados a terceros por acciones u omisiones en el ejercicio de la actividad empresarial, estando también garantizada, en los casos previstos por la póliza, la responsabilidad civil directa, indirecta, solidaria o subsidiaria por daños patrimoniales que no sean consecuencia de daños personales y/o materiales, Sección 3) cobertura de transporte de mercaderías, básicamente para importación y/o exportación, con un límite de US$10 millones y una franquicia de US$25 000 por siniestro, y Sección 4) cobertura por terrorismo por un límite máximo de US$85 millones y con deducibles especiales de US$100 mil por daños materiales y 21 días por pérdida de beneficios

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (cont)

14 *Elementos considerados para calcular las previsiones cuyos saldos, considerados individualmente o en conjunto, superen el 2 % del patrimonio*

Previsión para deudores incobrables Esta previsión cubre el riesgo de incobrabilidad de los créditos por ventas La misma se ha calculado teniendo en cuenta la posibilidad de cobro de los créditos en función al tipo y antiguedad del crédito, considerándose razonable y suficiente el monto estimado para dicha previsión

Previsión para juicios y contingencias Se han constituido para afrontar situaciones contingentes que podrían originar obligaciones para la Sociedad Incluyen los procesos judiciales pendientes o reclamos por eventuales perjuicios a terceros por hechos originados en el desarrollo de las actividades, así como también aquellas originadas en cuestiones interpretativas de la legislación vigente En la estimación de los montos se ha considerado la probabilidad de su concreción, tomando en cuenta la opinión de los asesores legales

15 *Situaciones contingentes a la fecha de los estados financieros cuya probabilidad de ocurrencia no sea remota y cuyos efectos patrimoniales no hayan sido contabilizados, indicándose si la falta de contabilización se basa en su probabilidad de concreción o en dificultades para la cuantificación de sus efectos*

No existen situaciones significativas adicionales a las expuestas en los estados financieros

16 *Para los adelantos irrevocables a cuenta de futuras suscripciones, el estado de la tramitación dirigida a su capitalización*

No existen

17 *Dividendos acumulativos impagos de acciones preferidas*

No existen

18 *Condiciones, circunstancias o plazos para las restricciones a la distribución de los resultados no asignados, incluyendo las que se originan por la afectación de la reserva legal para absorber pérdidas finales*

No existen otras restricciones que las expuestas en nota 18 a los estados financieros anuales y a lo establecido por la Resolución SE Nº 263/2015 en su artículo 4°, inciso e), por la cual la Sociedad para percibir la asistencia económica transitoria mencionada no podrá distribuir dividendos Por otra parte en la cláusula 7° del Acta Acuerdo, surge de su párrafo 7 2 que "Durante el resto del Período de Transición Contractual y a los efectos de garantizar el Plan de Inversiones, la Licenciataria sólo podrá disponer del excedente de caja previsto en la Proyección

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

ES COPIA FIEL

Económica Financiera, para retribuir al capital propio y de terceros, en la medida que vaya dando cumplimiento al Plan de Inversiones, conforme el procedimiento establecido en los párrafos 7 3 y 7 4"

Además en el citado párrafo 7 4, se indica que "Anualmente, el ENARGAS evaluará el cumplimiento del Plan de Inversiones previamente a cualquier disposición de fondos para distribuir dividendos, para lo cual dispondrá de 60 días corridos contados a partir de la recepción de la información correspondiente para emitir su eventual objeción a la distribución planteada"

Debe destacarse que, tal como figura en el glosario del Acta Acuerdo, las definiciones del Plan de Inversiones y el Período de Transición contractual son los siguientes

-Plan de Inversiones Son las previsiones de inversión expresadas en términos físicos y monetarios que la LICENCIATARIA se compromete a realizar durante el PERÍODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL conforme se establece en la Cláusula Séptima del Acta Acuerdo
-Período de Transición Contractual Es el período comprendido entre el 6 de enero de 2002 y el 1° de agosto de 2006

Este período fue prorrogado por las autoridades competentes y se extenderá, en consecuencia, hasta la entrada en vigencia de las tarifas resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral, pendiente de conclusión por parte del ENARGAS

Habida cuenta que el Plan de Inversiones ha sido ejecutado en su totalidad sin haber recibido observaciones del ENARGAS, la Sociedad considera que estas limitaciones del Acta Acuerdo no son de aplicación

29. Hechos posteriores al cierre

Con fecha 7 de octubre de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución ENARGAS Nº 4046/2016 que aprueba los nuevos cuadros tarifarios aplicables a partir del 7 de octubre de 2016

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo A

Propiedad, planta y equipo

Estados financieros al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Cuenta principal	Valores Originales					Depreciaciones					Neto resultante al 30 09 16	Neto resultante al 31 12 15
	Al inicio del ejercicio	Aumentos	Transfe-rencias	Bajas	Al cierre del período / ejercicio	Acumuladas al inicio del ejercicio	Del período / ejercicio Alícuota	Del período / ejercicio Monto	Bajas	Acumuladas al cierre del período / ejercicio		
	$	$	$	$	$	$	%	$	$	$	$	$
Terrenos	4.905 719	-	-	-	4.905 719	-	-	-	-	-	4 905 719	4 905 719
Edificios y construcciones civiles	32 639.953	-	-	-	32 639.953	16.942.987	2	489.599	-	17 432.586	15.207 367	15 696.966
Instalaciones de edificios	43.306.960	-	1623 618	-	44 930 578	27.340.699	5	1368 893	-	28 709.592	16.220 986	5.966.261
Gasoductos de alta presión	17 808 967	-	-	-	17 808 967	12 134.958	3 33	445.224	-	12.580 182	5.228 785	5 674 009
Ramales de alta presión	*267 730 059*	-	*419 329*	-	*268 149 388*	*177.443 784*	*3 33*	*7.203 735*	-	*184 647.519*	*103 501869*	*110.286.275*
Conductos y sistemas media y baja presión	1.499 867 330	-	33 015 625	-	1.532 883 955	752 320 766	3 33 2-10	33 608 983	-	785 929 749	746 954.207	747 546 564
Otras planta industriales	106 825 037	-	450 000	-	107.275 037	57 060 363	3 33-2-4-5-2-20	2.230 876	-	59.291239	47.983 798	49 764 674
Estaciones regulación y medición de presión	104.533 878	-	-	-	104.533 878	35 110 854	4	3.250 906	-	38 401.760	66 132 12	69 423 024
Instalaciones de medidores de consumo	278 602.269	27 757 930	23 910.235	1398 492	329 073 962	110 440 493	6 67-4 5-20	10.298 863	1.391797	119.347 559	209 726 403	168 361796
Otras instalaciones técnicas	110 134.522	-	-	-	110 134 522	56 424 777	4	3.304 036	-	59 728 813	50 405 709	53 709 745
Maquinarias y herramientas	19 846 465	657 862	-	-	20 504 327	17 198 783	10-20	434 945	-	17 633 728	2 870 599	2 647 682
Equipos informáticos y telecomunicaciones	30 157 825	2.374.208	-	-	32 532 033	19 736 625	33 3-10 29 2-20	1115 024	-	20 851849	11.680 184	10 421000
Vehículos	42 137 873	5 630 659	-	-	47 768 532	13 059.276	20	5 489 978	-	18 559.254	29.209.278	29 068 597
Muebles y útiles	8 484 678	185 416	-	-	8 670 094	5 733.288	0-20	182.225	-	6 915 513	1754.581	1751388
Materiales	31684 956	47 350 712	(31618.950)	-	47 416 718	-	-	-	-	-	47 416 718	31.684 956
Line pack	163 422	-		-	163 422	-	-	-	-	-	163 422	163 422
Obras en curso	113 813 139	131405 584	(27 800 858)	-	217 417 865	-		-	-	-	217 417 865	113 813 139
Subtotal	2 732 843 070	215 362 373	-	1398 492	2 946 806 951	1301957 853		69 463.287	1391797	1370 029.343	1576 778 608	1430 885.217
Regularizadora bienes transfendos por terceros	(193 345 398)	-	-	-	(193 345 398)	(77.220 110)	10-5-3,33-2	(3 491.249)	-	(80 711.359)	(112 634 039)	(116 125.288)
Total período actual	2 539 497 672	215.362 373	-	1398 492	2 753 463 653	1224 737 743	-	65 972 038	1391797	1269.317.984	1464 145.569	
Total ejercicio anterior	2 310 450 611	239 780 742	-	10 733 681	2.539 497 672	1 152 596.389		77 428 980	5.287 626	1224 737 743		1314 759 929

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A. M Tesan
Presidente de la
Comision Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ESCOBAR

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo B

Intangibles

Estados financieros al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Cuenta principal	Valores originales				Amortizaciones			Neto resultante al 30.09 16	Neto resultante al 31 12 15
	Al inicio del ejercicio	Aumentos	Transferencias	Al cierre del período / ejercicio	Acumuladas al inicio del ejercicio	Del período / ejercicio	Al cierre del período / ejercicio		
	$	$	$	$	$	$	$	$	$
Aplicaciones informáticas	112 911 470	-	4 417 442	117 328 912	95 057 319	6 530 166	101 587 485	15 741 427	17 854 151
Obras en curso	8 225 083	16 731 641	(4 417 442)	20 539 282	-	-	-	20 539 282	8 225 083
Total período actual	121 136 553	16 731 641	-	137 868 194	95 057 319	6 530 166	101 587 485	36 280 709	
Total ejercicio anterior	105 710 195	15 426 358	-	121 136 553	89 267 329	5 789 990	95 057 319		26 079 234

- Véase nuestro informe de fecha 11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A. M. Teson
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A. Anexo D

Inversiones

Estados financieros al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Cuenta principal y características	30 09.16	31.12.15
	$	$
INVERSIONES CORRIENTES		
Moneda extranjera		
Plazo Fijo	-	32 456 646
Moneda local		
Bonos cancelación de deuda de la Prov de Buenos Aires Serie A	2 037 027	101 950
INVERSIONES NO CORRIENTES		
Moneda local		
Bonos cancelación de deuda de la Prov de Buenos Aires Serie A	2 037 027	-
Total Inversiones corrientes y no corrientes	4 074 054	32 558 596

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A M Teson
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo E

Previsiones

Estados financieros al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Rubros	Saldos al inicio del ejercicio	Aumentos	Disminuciones	Saldo al 30 09 16	Saldo al 31 12 15
	$	$	$	$	$
DEDUCIDAS DEL ACTIVO					
Creditos por ventas					
Para deudores incobrables (1)	68 386 242	25 353 921	5 863 013	87 877 150	68 386 242
Por traslado de tasa de ocupación de espacios públicos (2)	83 464 495	18 248 846	13 060	101 700 281	83 464 495
INCLUIDAS EN EL PASIVO					
Previsiones					
Para juicios y contingencias (3)	56 775 653	5 437 665	2 325 384	59 887 934	56 775 653
Total del periodo actual	208 626 390	49 040 432	8 201 457	249 465 365	
Total del ejercicio anterior	178 397 133	61 185 387	30 956 130		208 626 390

(1) Los aumentos fueron imputados en el rubro "Gastos de Comercialización" (Anexo H), mientras que las disminuciones corresponden a bajas efectivas y a la afectación de la previsión sobre créditos con antiguedad superior a 5 años
(2) Los aumentos fueron imputados en el rubro "Gastos de Comercializacion" (Anexo H)
(3) Los aumentos fueron imputados en el rubro "Gastos de Administracion" (Anexo H)

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo F

Costo de ventas

Estados financieros al 30 de septiembre de 2016 y 2015

Concepto	30.09.16		30.09.15	
	$		$	
Existencia al inicio del ejercicio		11 284 998		4 553 301
Gas en planta Peak Shaving	11 284 998		4 553 301	
Más				
a) Compras		2 421 294 174		968 335 991
- de gas	2 233 221 178		829 653 729	
- de transporte	188 072 996		138 682 262	
b) Costos (según Anexo H)		442 417 477		364 384 008
Menos				
Existencia al cierre del período				
Gas en planta Peak Shaving		18 192 163		7 591 687
Costo de ventas		2 856 804 486		1 329 681 613

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ES COPIA FIEL

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo G

Activos y pasivos en moneda extranjera

Estados financieros al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Rubro	30 09 16				31 12 15		
	Monto y clase de la moneda extranjera		Cambio vigente	Montos en moneda local e importe contabilizado	Monto y clase de la moneda extranjera		Montos en moneda local e importe contabilizado
			$	$			$
ACTIVO							
ACTIVO NO CORRIENTE							
Otros créditos							
Créditos Diversos	US$	1 455 091	15,3900	22 393 850	US$	1 239 955	16 073 532
Subtotal activo no corriente				22 393 850			16 073 532
ACTIVO CORRIENTE							
Otros creditos							
Partes relacionadas	US$	4 859 819	15,3900	74 792 613	US$	4 381 203	56 793 530
Depositos en garantía	US$	25 600	15,3900	393 984	US$	25 600	331 853
Diversos	US$	1 455 091	15,3900	22 393 850	US$	1 482 773	19 221 186
Inversiones							
Plazo fijo (1)	US$	-	15,3900	-	US$	2 503 791	32 456 646
Caja y Bancos							
Caja	EURO	13 226	17,2799	228 544	EURO	16 375	232 117
	US$	40 552	15,3900	624 096	US$	41 715	540 745
Bancos	US$	3 413 744	15,3900	52 537 520	US$	893 284	11 579 644
Subtotal activo corriente				150 970 607			121 155 721
Total del activo				173 364 457			137 229 253
PASIVO							
PASIVO CORRIENTE							
Deudas comerciales							
Diversos	US$	69 871	15,3900	1 075 315	US$	101 016	1 309 465
	EURO	107 321	17,2799	1 854 496	EURO	989	14 021
Partes relacionadas	US$	42 830	15,3900	659 153	US$	-	-
	EURO	5 852 891	17,2799	101 137 373	EURO	3 998 090	56 672 922
Subtotal pasivo corriente				104 726 337			57 996 408
Total del pasivo				104 726 337			57 996 408

EURO euros, US$ dólares estadounidenses, GBP libras esterlinas
(1) Plazo fijo dado en garantía para líneas de crédito bancarias contingentes

Vease nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A M Teson
Presidente de la
Comision Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

Gas Natural BAN, S.A.

Anexo H

Gastos por naturaleza - Información requerida por el Art 64 inc b) de la Ley Nº 19.550 correspondiente al período de nueve y tres meses finalizado el 30 de septiembre de 2016 y 2015

Rubros	30 09 16				30 09 15	Tres meses al 30 09 16	Tres meses al 30 09 15
	Costo de ventas	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Total	Total	Total	Total
	$	$	$	$	$	$	$
Compra de gas	2 233 221 178	-	-	2 233 221 178	829 653 729	1 168 056 971	395 204 481
Compra de transporte	188 072 996	-	-	188 072 996	138 682 262	113 639 826	57 025 799
Variación de existencias	(6 907 165)	-	-	(6 907 165)	(3 038 386)	(4 449 404)	1 909 176
Remuneraciones y otros beneficios al personal	87 233 164	63 560 726	39 839 556	190 633 448	144 925 083	66 495 560	50 033 287
Bono de participacion de personal	-	-	-	-	688 400	-	453 400
Cargas sociales	20 155 940	11 641 081	9 488 157	41 285 178	32 935 029	15 560 785	12 101 687
Honorarios de directores y síndicos	-	490 000	-	490 000	641 000	159 000	181 000
Honorarios por servicios profesionales	447 214	15 149 845	2 983 698	18 580 757	12 140 309	8 009 090	5 479 014
Honorarios operador técnico segun CAT	3 558 461	-	-	3 558 461	20 840 704	2 808 461	3 533 142
Materiales diversos	20 123 631	-	-	20 123 631	11 360 702	9 265 269	4 762 352
Servicios y suministros de terceros	62 776 216	45 774 615	114 670 635	223 221 466	146 223 074	83 225 227	51 966 694
Gastos de correo y de telecomunicaciones	1 441 967	9 318 113	39 148 901	49 908 981	30 914 131	14 798 934	10 619 138
Arrendamientos	3 115 518	1 000 220	-	4 115 738	2 346 185	1 854 624	993 817
Transportes y viajes	50 000	3 908	10 329 968	10 383 876	7 330 251	4 072 561	2 293 408
Materiales de oficina	465 670	198 995	710 000	1 374 665	1 214 144	383 927	433 795
Viajes y estadías	2 056 411	1 612 437	415 246	4 084 094	1 519 114	1 219 431	553 439
Primas de seguros	9 136 927	19 505	-	9 156 432	6 301 674	3 322 322	2 139 255
Desafectación de "PP&E" por redes	4 695	-	-	4 695	19 077	1 203	7 843
Reparación y conservación de "PP&E"	84 874 167	8 120 380	3 347 043	96 341 600	71 646 251	41 829 689	26 949 294
Depreciación de "PP&E"	67 603 403	535 207	1 324 677	69 463 287	60 547 337	23 509 190	20 449 814
Recupero regularizadora bienes transfendos por terceros	(3 491 249)	-	-	(3 491 249)	(3 491 248)	(1 163 750)	(1 163 749)
Amortizacion de intangibles	-	-	6 530 166	6 530 166	4 209 624	2 209 097	1 412 252
Impuestos, tasas y contribuciones	82 805 664	3 242 669	118 378 642	204 426 975	124 403 450	105 639 247	47 984 705
Publicidad y propaganda	-	-	9 804 246	9 804 246	6 934 286	4 090 635	2 775 360
Cargo por juicios y contingencias	-	5 437 665	18 248 846	23 686 511	28 727 327	4 984 057	5 992 150
Cargo por deudores incobrables	-	-	25 353 921	25 353 921	17 668 093	5 488 028	1 621 423
Gastos y comisiones bancarias	-	-	16 228 561	16 228 561	11 056 052	5 889 477	5 341 228
Gastos diversos	59 678	133 138	301 996	494 812	202 436	47 558	103 527
Total al 30 de septiembre de 2016	2 856 804 486	166 238 516	417 104 259	3 440 147 261		-	
Total al 30 de septiembre de 2015	1 329 681 613	125 043 871	251 874 606		1 706 600 090		
Total tres meses al 30 de septiembre de 2016	1 457 556 572	62 738 115	160 632 328	-	-	1 680 927 015	
Total tres meses al 30 de septiembre de 2015	578 730 999	44 566 775	87 839 042	-	-	-	711 156 816

Véase nuestro informe de fecha
11 de noviembre de 2016
PRICE WATERHOUSE & CO S R L

(Socio)
C P C E C A B A T° 1 F° 17

Miguel A M Tesoni
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

Horacio Cristiani
Presidente

ES COPIA FIEL

INFORME DE LA COMISION FISCALIZADORA

A los señores Accionistas de
GAS NATURAL BAN, S A

Introducción

De acuerdo con lo dispuesto en el inciso 5° del artículo 294 de la Ley N°19 550 y el Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, hemos examinado los estados de situación financiera y de cambios en el patrimonio de Gas Natural BAN, S A al 30 de septiembre de 2016, los correspondientes estados de resultados integrales y de flujos de efectivo por el período finalizado en dicha fecha y las notas y anexos que los complementan y el informe de revisión de los auditores de la firma Price Waterhouse & Co S R L , pertinente a los estados financieros, emitidos bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) Asimismo, hemos examinado la Reseña Informativa requerida por la Resolución General N°622/13 de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") y la información adicional a las notas a los estados financieros requerida por el artículo N°68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, cubiertas ambas por sus respectivos informes

Responsabilidad de la Dirección

Los documentos examinados son responsabilidad del Directorio de la Sociedad en el ejercicio de sus funciones exclusivas

Alcance de nuestra revisión

Nuestro trabajo se circunscribió al análisis de la información significativa de los documentos examinados, su congruencia con la información sobre las decisiones societarias expuestas en actas y la adecuación de dichas decisiones a la ley y los estatutos en lo relativo a sus aspectos formales y documentales No hemos efectuado ningún control de gestión y, por lo tanto, no hemos evaluado los criterios y decisiones empresarias de administración, financiación, comercialización y explotación, dado que estas cuestiones son responsabilidad exclusiva del Directorio

Párrafo de énfasis

Tal como se menciona en la Nota 1 3, y considerando lo que manifiesta el "párrafo de énfasis" del informe de revisión de los auditores independientes, que indica que la falta de ajustes en tarifas previstos en el Acta Acuerdo en los últimos años ha llevado a la Sociedad a una complicada situación financiera Estos factores indican la existencia de una incertidumbre significativa que puede generar duda sustancial sobre la capacidad de la entidad para continuar como "Empresa en Marcha"

Conclusión

En nuestra opinión, basados en el trabajo realizado y en el informe de revisión de Price Waterhouse & Co S R L del 11 de noviembre de 2016, los estados financieros intermedios condensados de Gas Natural BAN, S A al 30 de septiembre de 2016 incluyen todos los hechos y circunstancias que son de nuestro conocimiento y en relación a ellos no tenemos otras observaciones que formular a las descriptas en el párrafo precedente, habiendo sido elaborados de conformidad con las normas de aplicación correspondientes

Hemos obtenido, con relación a todos los documentos señalados precedentemente, las informaciones y explicaciones consideradas necesarias de acuerdo con las circunstancias, y no tenemos otras observaciones que formular con respecto a ellos

Informe sobre cumplimiento de disposiciones vigentes

Hemos dado cumplimiento a las disposiciones del artículo 294 de la Ley N°19 550

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 11 de noviembre de 2016

Miguel A M Tesón
Presidente de la
Comisión Fiscalizadora

ES COPIA FIEL

gasNatural fenosa

ANEXO IV

INFORMES "IAE"

INFORME "DELTA FINANZAS S.A."

δφ
DELTA FINANZAS

Buenos Aires, 10 de noviembre de 2016

Señor
Carlos Moreno
Gerente de Desempeño y Economía
Ente Nacional Regulador del Gas

De nuestra consideración:

De acuerdo con lo establecido en la Resolución ENARGAS N° I/4059 de fecha 13 de octubre de 2016, DELTA Finanzas SA ha llevado adelante un estudio sobre los lineamientos para la determinación del costo de capital de licenciatarias de distribución y transporte de gas natural en Argentina en el marco del procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral.

En función de ello, adjuntamos el Informe Final en el que se describen y detallan la metododogía utilizada y las conclusiones arribadas. El mencionado informe consta de las siguientes secciones:

Síntesis
I. Metodología del Costo de capital a emplear
II. Metodología de estimación del costo de capital propio
III. Rendimiento Libre de Riesgo
IV. Prima de Riesgo-País
V. Prima de riesgo de mercado
VI. Nivel de apalancamiento
VII. Coeficiente Beta (β)
VIII. Costo del Endeudamiento Financiero (k_D)
IX. Conversión de la tasa waccc nominal en dolares a una tasa wacc real en pesos

Sin otro particular, aprovechamos la oportunidad para saludarlo atentamente.

ENARGAS
Actuación
37376 / 16

16 NOV 11 12:51

Federico Molina
Presidente
Delta Finanzas SA

ES COPIA FIEL

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

Informe elaborado para ENARGAS por DELTA FINANZAS S.A.

30 de octubre de 2016

ÍNDICE

Síntesis 4

Introducción y Principales Conclusiones 4

Organización del informe 5

I. Metodología del Costo de capital a emplear 6

Introducción 6

Metodologías del costo de capital según tasas de descuento WACC y ku 6

Moneda de cálculo del costo de capital 9

Propuesta 10

II. Metodología de estimación del costo de capital propio 11

Introducción. El modelo CAPM. 11

Propuestas alternativas al CAPM 12

Preferencias en la utilización de los diferentes modelos 14

Propuesta 15

III. Rendimiento Libre de Riesgo 16

Introducción 16

Duración del título emitido por el Tesoro de USA a utilizar como referencia 16

Utilización de valores actuales versus promedios históricos 18

Propuesta 18

IV. Prima de Riesgo-País 20

Introducción 20

Instrumentos empleados en la medición de la Prima de Riesgo-País 20

Utilización de valores actuales versus promedios históricos 21

Propuesta 22

ES COPIA FIEL

V. Prima de riesgo de mercado 23

Promedios históricos versus expectativas futuras 23

Cartera de referencia a utilizar para estimar la PRM 24

Activo libre de riesgo a utilizar para estimar la PRM 25

Promedios aritméticos versus promedios geométricos 25

Período histórico apropiado 27

Observación de practicantes 28

Propuesta 29

VI. Nivel de apalancamiento 30

Propuesta 30

VII. Coeficiente Beta (β) 31

Introducción 31

Relevancia y aplicabilidad de los datos propios de las Licenciatarias 33

Mercados de referencia y datos a utilizar 34

Betas de empresas similares de otros países 35

Ajuste de Betas por diferencias en los sistemas de regulación 35

Propuesta 36

VIII. Costo del Endeudamiento Financiero (k_D) 38

Propuesta 38

IX. Conversión de la tasa wacc nominal en dolares a una tasa wacc real en pesos 39

SÍNTESIS

Introducción y Principales Conclusiones

El presente informe ha sido elaborado a solicitud del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) con el propósito de determinar el costo de capital de las empresas licenciatarias de distribución y transporte de gas natural en Argentina (las "Licenciatarias") a los efectos de su empleo en la Revisión Tarifaria Integral ("RTI"). En función del estudio realizado, se determinó que el nivel de rentabilidad real razonable de las empresas distribuidoras y transportistas de gas en Argentina a octubre de 2016 es de 9,33% y 8,99% respectivamente. Estos valores surgen de considerar parámetros establecidos en base a criterios descriptos en el presente estudio y que pueden resumirse de la siguiente manera:

CÁLCULO DE WACC	DIST	TRANS
β comparable desapalancada	0,40	0,40
Diferencial compensatorio de sistema regulatorio	0,28	0,28
β desapalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	0,68	0,68
β apalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	0,83	0,92
Deuda / Capital	0,33	0,54
Tasas libre de riesgo	3,02%	3,02%
Prima de riesgo país Argentina	5,01%	5,01%
Prima de mercado	6,18%	6,18%
Ke	13,14%	13,70%
Kd	9,29%	9,29%
Tasa impositiva marginal	35%	35%
Kd (1-t)	6,04%	6,04%
D/V	25%	35%
WACCC NOMINAL USA	11,36%	11,02%
Prima riesgo de moneda		
Inflación Arg	14,07%	14,07%
Inflación USA	1,86%	1,86%
WACCC NOMINAL ARGENTINA	24,71%	24,33%
WACC REAL ARGENTINA	9,33%	8,99%

ES COPIA FIEL

Organización del informe

Conjuntamente con la presente síntesis ejecutiva, este informe consta de diez capítulos:

Capítulo I: Costo de capital a emplear.

Capítulo II: Metodología de estimación del costo de capital propio.

Capítulo III: Rendimiento libre de riesgo.

Capítulo IV: Prima de riesgo país.

Capítulo V: Prima de riesgo de mercado.

Capítulo VI: Nivel de apalancamiento.

Capítulo VII: El coeficiente Beta (β)

Capítulo VIII: Costo del endeudamiento financiero.

Capítulo IX: Conversión del WACC nominal en dólares a WACC real en pesos.

FEDERICO MOLINA
DELTA FINANZAS SA

I. METODOLOGÍA DEL COSTO DE CAPITAL A EMPLEAR

Introducción

La determinación del costo de capital a utilizar en la Revisión Tarifaria Integral presenta dos aspectos salientes que deben ser definidos en primera instancia: (i) la metodología del costo de capital, cuya definición es función de la metodología de revisión tarifaria empleada; y (ii) la moneda del costo de capital.

En este capítulo se presentan las principales características de las metodologías del costo de capital que resultan de mayor relevancia en el caso bajo análisis, analizándose las ventajas y limitaciones de cada una de ellas.

Las mencionadas metodologías son: a) el costo promedio ponderado del capital (WACC); y b) el costo esperado de los activos (k_U). Resulta importante destacar que en el presente trabajo no se analiza la metodología basada en el costo del capital propio o costo del *equity* (k_E) debido a que el esquema de flujos de fondos utilizados por el ENARGAS en la RTI determina los flujos de fondos libres disponibles para remunerar el financiamiento realizado por los accionistas y acreedores de la empresa.

Metodologías del costo de capital según tasas de descuento WACC y k_U

El costo de capital a utilizar debe ser función directa de las características de los flujos de fondos a descontar. En el ámbito de las finanzas se suelen emplear las siguientes variantes de flujos de fondos:

1) Flujo de fondos libres de la empresa: flujo de caja neto disponible para proveedores de financiamiento mediante deuda y capital propio, asumiendo que los aspectos vinculados al endeudamiento financiero no tienen impacto sobre dicho flujo de fondos y considerando el impacto impositivo del endeudamiento financiero dentro de la tasa de descuento.
2) Flujo de fondos libres del capital: flujo de caja neto disponible para proveedores de financiamiento mediante deuda y mediante capital propio, considerando el impacto impositivo del endeudamiento financiero dentro del flujo de fondos.
3) Flujo de fondos libres del accionista: flujo de caja neto disponible para el accionista, es decir, luego de considerar el impacto que tiene en el flujo de fondos los movimientos relacionados con el endeudamiento financiero de la empresa (capital e intereses).

ES COPIA FIEL

De acuerdo a lo indicado por el ENARGAS, el flujo de fondos a ser empleado en la determinación tarifaria de las Licenciatarias es el flujo de fondos libres de la empresa ("FFL").

Considerando esta definición, la teoría financiera establece que este FFL puede ser descontado mediante el empleo de dos tasas de descuento diferentes:

- el costo de capital de los activos (denominado k_U)
- el costo promedio ponderado del capital (denominado WACC)

La diferencia principal entre ambas tasas de descuento radica en que el WACC (en inglés, *weighted average cost of capital*) es inferior al k_U, debido a que el WACC ajusta el costo de financiamiento de terceros (k_D) reduciéndolo para reflejar el impacto que los intereses financieros generan sobre la determinación de la base imponible sobre la que se calcula el impuesto a las ganancias que abona la empresa.

Para expresarlo en términos sencillos, si bien las tasas WACC y k_U representan costos promedios ponderados de capital, la tasa WACC ajusta el costo de financiamiento de terceros por la alícuota impositiva, mientras que la tasa k_U no lo refleja y considera el impacto impositivo resultante del financiamiento de terceros en forma separada.

De este modo, ambas tasas de descuento pueden expresarse a través de las siguientes fórmulas:

$$WACC = k_d \times (1 - t) \times \frac{D}{D + E} + k_e \times \frac{E}{D + E}$$

$$k_u = k_d \times \frac{D}{D + E} + k_e \times \frac{E}{D + E}$$

donde:

WACC:	Costo promedio ponderado del capital
ku:	Costo de capital de los activos
kd:	Rendimiento esperado del acreedor
ke:	Rendimiento esperado por el accionista
t:	Alícuota de impuesto a las ganancias
D:	Valor de mercado de la deuda de la empresa
E:	Valor de mercado del capital propio de la empresa

Si bien desde un punto de vista estrictamente teórico resulta indistinto emplear las metodologías WACC o k_U, desde una perspectiva práctica la metodología basada en la tasa k_U presenta ventajas respecto a la tasa WACC, entre la cuales se pueden mencionar las siguientes:

- La tasa k_U puede ser estimada mediante fórmulas alternativas a la precedente (por ejemplo, mediante la sola utilización del Capital Asset Pricing Model –CAPM-, el cual se discute posteriormente), lo cual simplifica notoriamente su estimación. Esta simplificación no es factible cuando se utiliza la tasa WACC, para cuya estimación es preciso emplear la fórmula precedente. La razón de esta diferencia se debe a que la tasa k_U es independiente de la estructura de financiamiento utilizada, lo cual implica que, aunque la empresa modifique el nivel deuda / capital propio durante el período analizado, en tanto y en cuanto el negocio presente características similares en el tiempo, la tasa k_U permanece constante.
- A diferencia del WACC, la tasa k_U no requiere que se realicen reestimaciones de k_D y k_E a medida que ocurren modificaciones en el nivel deuda / capital propio. Precisamente debido a que la tasa k_U puede ser estimada mediante métodos alternativos, las variaciones de k_D y k_E vinculadas a cambios en la estructura de capital, no afectan la estimación de la tasa k_U.
- Bajo la metodología k_U resulta posible estimar el impacto impositivo de manera explícita y aislada mientras que, contrariamente a ello, en la metodología WACC se asume un determinado esquema impositivo en el que la disminución del monto a abonar en concepto de impuesto a las ganancias por aspectos vinculados al financiamiento de terceros es exactamente igual a la reducción del costo esperado por el acreedor como consecuencia de la aplicación de la alícuota impositiva.

A pesar de las ventajas mencionadas precedentemente, para la estimación del costo de capital de las Licenciatarias se utilizará la tasa WACC ya que ha sido la metodología empleada históricamente por el ENARGAS desde la primera revisión tarifaria ("RQT I").

De este modo, y a partir de la observación de la fórmula previa, surge que las variables que deberán definirse para la estimación del WACC son las siguientes:

- Costo de capital propio (k_E).
- Costo del financiamiento de terceros (k_D).
- Nivel de endeudamiento financiero (definido como D/(D+E)), y consecuentemente, del capital propio.
- Alícuota impositiva.

ES COPIA FIEL

La experiencia indica que la determinación de algunas de estas variables suele ser más simple que otras, siendo por lo general la estimación del costo del capital propio (k_E) la que genera la mayor cantidad de propuestas y alternativas de cálculo.

En capítulos posteriores del presente informe se describen las propuestas metodológicas a utilizar para estimar cada una de las variables mencionadas.

Moneda de cálculo del costo de capital

En los procesos correspondientes a anteriores revisiones tarifarias, la moneda de cálculo del costo de capital no se encontraba sujeta a análisis ya que la estimación del costo de capital se realizaba en dólares convertibles, es decir, en un contexto en el que se mantenía la convertibilidad 1 a 1 entre el peso argentino y la moneda estadounidense.

Sin embargo, en el escenario macroeconómico argentino actual, este aspecto debe ser analizado ya que lógicamente la moneda del costo de capital debe coincidir con la moneda utilizada por el ENARGAS en las proyecciones de los flujos de fondos de las Licenciatarias.

De acuerdo con lo manifestado por el ENARGAS, en función de las características de las actividades de las Licenciatarias de transporte y distribución de gas natural en Argentina, los flujos de fondos a ser empleados en la Revisión Tarifaria Integral serán proyectados en pesos argentinos, no previéndose incorporar escenarios de estimación de tasas de inflación local en cada uno de los distintos períodos contemplados, lo cual implica que las proyecciones de flujos de fondos se realizarán en pesos constantes (en términos reales), es decir, sin ajustes por inflación.

Dentro de ese marco, aplicando un criterio de consistencia, la moneda a utilizar para estimar el costo de capital debe ser: pesos argentinos constantes.

Considerando el elevado grado de desarrollo que presenta el mercado financiero estadounidense y la consecuente existencia de abundante información y estadísticas históricas que reflejan la evolución de los diferentes parámetros necesarios para realizar una estimación del costo de capital, desde un punto de vista metodológico resulta conveniente estimar, en primer instancia, el costo de capital en dólares nominales y posteriormente utilizar una metodología que permita convertir el costo de capital estimado en dólares estadounidenses nominales en pesos constantes.

7

Propuesta

Se recomienda calcular el costo de capital utilizando la metodología basada en la tasa WACC dado que emplear una metodología basada en la tasa k_U implicaría definir criterios adicionales a los empleados hasta el presente, y en un contexto macroeconómico radicalmente diferente al prevaleciente en los anteriores procesos de revisiones tarifarias.

A los efectos de mantener un criterio de consistencia con la moneda a utilizar en la proyección de los flujos de fondos correspondientes a la Revisión Tarifaria Integral ("RTI"), recomendamos estimar el costo de capital en pesos argentinos constantes.

ES COPIA FIEL

II. METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL PROPIO

Introducción. El modelo CAPM.

Dentro de las variables necesarias para la estimación de la tasa WACC, el cálculo del costo del capital propio o rendimiento esperado del accionista (k_E) presenta los mayores desafíos. Entre las diversas alternativas para su estimación, el método de rendimientos esperados más conocido y empleado es: el "Modelo de Valoración de Activos Financieros", más conocido como CAPM, sigla que deriva de su nombre en inglés "Capital Asset Pricing Model".

Este modelo, que se destaca por su simpleza, establece que es factible estimar el rendimiento esperado de un activo como la suma de:

- un término correspondiente al rendimiento que un inversor espera por el simple transcurso del tiempo, es decir, sin asumir riesgo alguno.
- un término atribuible al rendimiento esperado para compensar el riesgo asumido.

El modelo se representa por la siguiente ecuación:

$$k_e = rf + \beta(E(r_m) - rf)$$

donde:

k_e: Rendimiento esperado por el accionista.

rf: Tasa libre de riesgo. Rendimiento esperado por invertir en un activo sin riesgo.

β: Beta. Coeficiente que mide la contribución de riesgo de un activo (es decir, del activo sobre el cual se pretende determinar el costo del capital) al riesgo de un portfolio suficientemente diversificado de activos.

$E(r_m) - rf$: Prima de riesgo de mercado. Rendimiento por sobre la tasa libre de riesgo que espera un inversor por invertir en un portfolio suficientemente diversificado de activos de riesgo.

Este modelo, desarrollado a mitad de los años sesenta por los economistas William Sharpe, John Lintner y Jack Treynor, asume que se satisfacen, entre otros, los siguientes supuestos:

- El inversor es racional y tiene aversión al riesgo, es decir, no acepta riesgo adicional si no es debidamente compensado con un mayor retorno esperado.
- Todos los inversores tienen información perfecta y las mismas expectativas sobre la

rentabilidad futura de todos los activos.

- El inversor espera ser solamente recompensado por el riesgo no diversificable.
- El inversor puede tomar dinero prestado a la misma tasa de interés a la que puede prestar, y esa tasa es la tasa libre de riesgo.
- El inversor está satisfecho con invertir su dinero en un número limitado de activos de referencia (bonos del tesoro y cartera de mercado).
- No existen costos de transacción.

Si bien la gran mayoría de los supuestos mencionados no se verifican en la práctica, el modelo sigue siendo ampliamente utilizado, básicamente debido a su simpleza. A pesar de ello, se propusieron una cantidad de modelos alternativos, los cuales pretendieron (a nuestro entender sin demasiado éxito, con excepción del Local CAPM) superar la capacidad del modelo CAPM como estimador de rendimientos esperados. En la sección siguiente se presentan las principales características de dichos modelos alternativos.

Propuestas alternativas al CAPM

A partir del cuestionamiento del grado de razonabilidad de los supuestos mencionados anteriormente, se determinaron propuestas alternativas al CAPM para el cálculo del costo de capital propio, entre las cuales pueden mencionarse las siguientes:

- LOCAL CAPM: basado en el CAPM, propone la incorporación de un tercer término que refleja los riesgos específicos del país en el que la empresa desarrolla sus actividades (aplicable en aquellos casos en que dichas actividades se desarrollan en mercados emergentes). El modelo queda representado de la siguiente manera:

$$k_e = rf + \beta(E(r_m) - rf) + PRP$$

donde:

PRP: Prima de Riesgo País

- GLOBAL CAPM: modelo similar al CAPM, pero que plantea la utilización de una cartera o *portfolio* de referencia que sea representativa de activos de riesgo de mercados mundiales, en lugar de un determinado país como, por ejemplo, Estados Unidos. Si bien desde un punto de

ES COPIA FIEL

vista conceptual esta aproximación pareciera razonable, desde un punto de vista práctico su implementación aparece como innecesariamente compleja, siendo consecuentemente su utilización de difícil aplicación.

OTROS MODELOS BASADOS EN EL CAPM:

- JP MORGAN – MODIFIED WORLD CAPM: propone la inclusión de un segundo parámetro de medición de riesgo denominado "Beta ajustado", el cual resulta del cociente de los desvíos de los rendimientos del mercado de un determinado país respecto del rendimiento del mercado mundial. Este coeficiente es incorporado en el término asociado al rendimiento por riesgo, en el que además la prima de riesgo de mercado se presenta neta del riesgo país, como se observa en la fórmula a continuación:

$$k = rf_{world} + PRP + \beta\left(\beta_{adj}(E(r_{m-world}) - rf_{world}) - PRP\right)$$

$$\beta_{adj} = 0{,}64\ x\ \frac{\delta_{pais}}{\delta_{world}}$$

A la fecha, desconocemos la existencia de evidencia empírica que refleje las ventajas de este método por sobre el CAPM o por sobre el Local CAPM.

- GODFREY & ESPINOSA MODEL: presenta ciertas similitudes con el modelo anterior y plantea la incorporación de un "Beta ajustado". Al igual que en el caso anterior, a la fecha desconocemos la existencia de evidencia empírica que refleje las ventajas de este método por sobre el CAPM o por sobre el Local CAPM.

$$k_A = rf_{us} + PRP + \beta_{adj}(E(r_{m-us}) - rf_{us})$$

$$\beta_{adj} = 0{,}60\ x\ \frac{\delta_{pais}}{\delta_{us}}$$

- TEORÍA DE VALORACIÓN POR ARBITRAJE (Arbitrage Pricing Theory – APT –): este modelo asume que la rentabilidad esperada depende de la influencia de variables macroeconómicas a las que denomina factores (como PBI y otros indicadores que miden la evolución de variables que impactan sobre la empresa analizada) y de sucesos específicos de la empresa, a los que

denomina ruido. Nuevamente, si bien desde un punto de vista conceptual podría argumentarse que el planteo de este modelo posee sustento, desde una perspectiva práctica la medición de los factores mencionados resulta compleja y arbitraria, por lo cual habitualmente no se lo utiliza.

$$k = a + b_1\ r_{factor\,1} + b_2\ r_{factor\,2} + \cdots + \ ruido$$

OTROS MODELOS

Adicionalmente a los modelos mencionados, se han construido modelos de estimación de rendimientos esperados alternativos al CAPM, los cuales se caracterizan por presentar esquemas de estimación más complejos, aunque sin presentar ventajas de relevancia respecto del CAPM o del Local CAPM. Simplemente a modo descriptivo mencionamos algunos de dichos modelos:

- MULTIFACTOR CAPM.
- MODELO DE LAS PRIMAS APILABLES.
- DOWN SIDE RISK APPROACH.
- COUNTRY CREDIT RATING BASED MODEL.
- TERM STRUCTURE OF COUNTRY RISK.
- ANALYTICAL HIERARCHICAL PROCESS.

Preferencias en la utilización de los diferentes modelos

Durante el año 2002 Luis Pereiro y María Galli realizaron una encuesta con el propósito de reflejar las preferencias de los principales usuarios por la utilización del CAPM y otros métodos alternativos[1]. Los resultados de la encuesta, que se presentan en la tabla siguiente, permitieron corroborar que la mayoría de los usuarios de estos modelos de estimación del costo de capital, prefieren el modelo CAPM:

[1] Pereiro, Luis & Galli, María. "*La determinación del Costo de Capital en la valuación de Empresas de Capital Cerrado: Una Guía Práctica*".

ES COPIA FIEL

	Empresas	Asesores financ. & PEFs	Bancos & Seguros
CAPM	68%	64%	67%
APM	8%	0%	0%
Otro:	24%	9%	17%
Costo de capital definido por accionista	10.5%	-	-
Erb-Harvey-Viskanta model	2.6%	-	-
Apilamiento de tasas	2.6%	9%	-
No especificado	7.9%	-	17%
NA	8%	27%	17%

Fuente: Pereiro, L.; Valuation of Companies in Emerging Markets *A Practical Approach*; Wiley, 2002

Como se aprecia en la tabla anterior, la preferencia por el modelo CAPM por sobre otros modelos resulta significativa, a pesar de ello, en la encuesta no se especifica que proporción de los practicantes que prefieren el CAPM utilizan la variante del modelo que adiciona un tercer término (que refleja el "Riesgo País") cuando se lo aplica en economías emergentes (Local CAPM).

Probablemente, si la encuesta hubiese sido realizada haciendo referencia al Local CAPM como alternativa, la mayoría de los encuestados la hubiese seleccionado ya que en la práctica profesional se observa que el criterio más generalmente aceptado es el del modelo CAPM ajustado por una Prima de Riesgo País (en adelante, "PRP"). Cabe señalar además que este modelo ha sido utilizado en revisiones tarifarias anteriores de la industria de gas, como así también en otros sectores económicos regulados de Argentina.

Propuesta

Se recomienda utilizar el modelo CAPM ajustado por Prima de Riesgo País (Local CAPM) para llevar adelante la estimación del costo del capital propio (k_E).

III. RENDIMIENTO LIBRE DE RIESGO

Introducción

La tasa libre de riesgo que se utiliza en el modelo CAPM es aquella que compensa al inversor por el simple transcurso del tiempo, es decir, el rendimiento esperado por un inversor que tiene certeza absoluta respecto del repago de su inversión (probabilidad de recupero igual a 1).

Para estimar esta tasa resulta práctica generalizada utilizar como referencia los rendimientos de los bonos emitidos por el Tesoro de USA, sin embargo, existen diversas opiniones con respecto al título del Tesoro de USA que se debe utilizar para la estimación del rendimiento libre de riesgo. Esas opiniones difieren en función a la definición de dos aspectos principales:

- Duración del título emitido por el Tesoro de USA Unidos a utilizar como referencia.
- Utilización de valores actuales versus promedios históricos.

Duración del título emitido por el Tesoro de USA a utilizar como referencia

Existen diversas opiniones respecto del título a utilizar como referencia para estimar el rendimiento libre de riesgo, lo cual puede observarse en los resultados de la encuesta realizada por Pereiro & Galli:

	US Corp.	Asesores financieros US	Arg Corp.	Asesores financieros ARG	Bancos ARG
T-bill 90 días	4%	10%	---	9%	---
T-bonds 3-7 años	7%	---	13%	9%	17%
T-bonds 5-10 años	---	10%	5%	---	33%
T-bonds 10 años	33%	---	29%	9%	17%
T-bonds 20 años	4%	---	5%	---	---
T-bonds 10-30 años	33%	30%	5%	9%	17%
T-bonds 30 años	---	40%	13%	27%	17%
10-yr or 90-days; Depende	4%	---	---	9%	---
Otros:	---	---	13%	9%	---
Estimación de casa central	---	---	3%	---	---
Bonos Brady -Firmas Arg.-	---	---	---	---	17%
Según duración del proyecto	---	---	3%	9%	---
No especificado	---	---	3%	---	---
Otros	---	---	5%	---	---
N/A	15%	10%	18%	18%	17%

Fuente: Pereiro, L.; Valuation of Companies in Emerging Markets *A Practical Approach:* Wiley, 2002

ES COPIA FIEL

Esta diversidad de opiniones se amplía aún más al analizar estimaciones de costo de capital de compañías reguladas, actividades que generalmente se encuentran encuadradas dentro de una licencia o concesión y, consecuentemente, tienen un plazo de finalización establecido.

En este sentido, FIEL[2] cita estudios elaborados por la National Economics Research Associates[3] y por Macquarie Risk Advisory Services Ltd.[4] y presenta las siguientes alternativas de utilización de tasas;

- empleo de una tasa vinculada con un bono con el mayor plazo de vencimiento posible.
- empleo de una tasa que coincide con el intervalo en que el organismo regulador revisa los precios.
- empleo de tasas cortas (90 días)

Posteriormente, Andrés Azicri[5] también menciona los estudios citados por FIEL y adicionalmente sugiere contrastar dos alternativas:

- considerar como horizonte temporal el vencimiento de la Licencia, y estimar la *modified duration* (ModD) del flujo de fondos remanente de la Licencia para hallar un título de referencia relevante.
- considerar como horizonte temporal la próxima revisión de tarifas, en este caso cinco años, y consecuentemente, buscar instrumentos con una ModD de cinco años para la estimación de la tasa libre de riesgo.

Finalmente, Azicri decide avanzar con la segunda de las alternativas y destaca además que su posición es compartida por el Profesor Colin Mayer[6], experto internacional consultado en esa ocasión por el ENARGAS, quien avala la utilización de un plazo de cinco años para el cálculo de la tasa libre de riesgo.

---

[2] Fiel – Daniel Artana. *Determinantes y propuestas sobre el Costo de Capital – Informe preparado para el proyecto de consultoría para la metodología general correspondiente a la II Revisión Quinquenal de Tarifas de transporte y distribución de gas natural*

[3] National Economics Research Associates. *Critique of the WACC parameters proposed for Transgrid. A report for the ACCC".* Sydney. 1999

[4] Macquarie Risk Advisory Services Ltd. *WACC for Victorian gas distribution access arrangements. July 1998.*

[5] Azicri, Andrés. *Determinación del costo de capital para la industria del gas en la Argentina.*

[6] Mayer, Colin. *A Response to Questions Posed to Professor Colin Mayer about the Cost of Capital Applicable to Utilities in Argentina*

A pesar de lo mencionado, y considerando que el CAPM es un modelo en el cual la tasa libre de riesgo corresponde a un activo totalmente seguro, y dado que todos los títulos de deuda tienen incorporado riesgo por plazo, pareciera razonable utilizar tasas correspondientes a plazos cortos, las cuales serían un mejor reflejo de rendimientos libres de riesgo.

Consideramos que desde una perspectiva teórica y bajo la caracterización de inversor adoptada como supuesto por el modelo CAPM, pareciera razonable evitar cualquier rendimiento adicional por riesgo. Sin embargo, desde el plano práctico y a los fines de tener en cuenta que: a) el tipo de inversor objeto del presente trabajo es de largo plazo, y b) el costo de capital se utilizará para determinar las tarifas del próximo quinquenio (impactando de este modo en los flujos proyectados para los próximos cinco años), entendemos que puede adoptarse una postura intermedia, considerando un título con una duration similar al plazo que resta hasta la finalización de la licencia.

Utilización de valores actuales versus promedios históricos

Definidas las características del título a utilizar, resta analizar cuál será el mejor valor representativo del mismo, es decir, si deben utilizarse los rendimientos actuales (vigentes al momento de realizar la estimación) o un promedio histórico de los mismos. En términos generales, podría argumentarse que el valor más apropiado sería el que coincide con el momento más próximo al inicio del período durante el cual el rendimiento del título libre de riesgo se utilizará, no obstante ello, para evitar la utilización de un valor que pueda resultar afectado por una situación particular del día en que se realiza la estimación, sería recomendable considerar un promedio de los rendimientos correspondientes a los últimos días hábiles de cotización del título, por ejemplo, los rendimientos del último mes previo a la realización de la estimación.

Sin embargo, existe consenso en los mercados financieros acerca del inminente comienzo de un ciclo alcista en las tasas de interés de USA (que tendrá impacto a nivel mundial) hacia fines del corriente año que se prolongaría durante el transcurso del quinquenio que abarca la RTI. Por lo tanto, consideramos más apropiado aplicar un enfoque prospectivo que considere el rendimiento proyectado para el próximo quinquenio del instrumento libre de riesgo seleccionado.

Propuesta

Se recomienda utilizar un bono emitido por el Tesoro de USA con un plazo similar al intervalo de tiempo que resta para la finalización de la Licencia otorgada a las empresas distribuidoras y transportadoras (año 2027).

ES COPIA FIEL

Por lo expuesto, recomendamos determinar el rendimiento del activo libre de riesgo sobre la base del promedio aritmético de los rendimientos proyectados para los próximos cinco años en los títulos a 10 años de plazo emitidos por el Tesoro de USA.

La fuente utilizada corresponde a las proyecciones realizadas por la Congressional Budget Office del Congress of the United States en su informe del mes de agosto de 2016, cálculo que arroja un rendimiento promedio del 3,02% (ver ANEXO 1).

IV. PRIMA DE RIESGO-PAÍS

Introducción

Dado que los riesgos asociados a una inversión realizada en un país emergente difieren significativamente de los riesgos asociados a una inversión similar en USA, los flujos de fondos libres generados por las empresas que desarrollan actividades en países como Argentina están sujetos a mayores riesgos que justifican la inclusión de una prima o spread adicional en el cálculo de su costo de capital.

Este riesgo extra incluye factores como: alta inflación, crecimiento irregular del PBI, controles sobre los flujos de capitales, cambios institucionales, disturbios civiles, cambios en los marcos jurídicos de los contratos y regulaciones, entre otros.

De este modo, en las estimaciones del rendimiento esperado por un inversor que opera en un país emergente, suele ser práctica generalizada la incorporación al modelo CAPM de un término que refleje la prima o spread que espera el inversor por el desarrollo de actividades en dicho país. La metodología que incorpora una prima o spread adicional se denomina "Local CAPM".

Instrumentos empleados en la medición de la Prima de Riesgo-País

Por lo general, las variantes más utilizadas para calcular la PRP en mercados emergentes son:

- Emerging Markets Bond Index (EMBI): indicador elaborado por JP Morgan Chase que mide el diferencial de rendimientos entre títulos de deuda soberana en dólares americanos emitidos por un país emergente y títulos emitidos por el Tesoro de USA de características similares.
- Diferencia entre rendimientos de bonos soberanos locales y rendimientos de bonos emitidos por el Tesoro de USA de características similares.
- Diferencia entre rendimientos de bonos corporativos locales y rendimientos de empresas similares de USA.
- Credit Default Swaps (CDS): contratos derivados a través de los cuales se transfiere el riesgo de default sobre un título subyacente desde el comprador del CDS al vendedor del CDS.

En la encuesta realizada por Pereiro y Galli se observa cierta inclinación a la medición de la PRP a través de la diferencia entre los rendimientos de títulos soberanos emitidos por un país emergente y los rendimientos de títulos similares emitidos por Estados Unidos.

ES COPIA FIEL

	Corp.	Asesores Financ. & PEFs	Bancos & Seguros
PAR	18%	18%	33%
FRB	8%	18%	33%
Global	3%	27%	0%
Spread entre bonos corporativos arg. y bonos corporativos de EEUU	3%	0%	0%
Otro	5%	9%	0%
No especifica	8%	0%	0%
NA	58%	36%	50%

Fuente: Pereiro, L.; Valuation of Companies in Emerging Markets *A Practical Approach*; Wiley, 2002.

Sin embargo, en dicha encuesta no se incluye la alternativa de utilizar mediciones de la PRP a partir del EMBI. Si bien conceptualmente el EMBI refleja las diferencias de rendimientos entre títulos de deuda emitidos por un determinado país respecto de títulos soberanos de USA, dichos rendimientos corresponden a una cartera amplia de títulos, es decir, en lugar de realizar la estimación en base al análisis de un solo título (como a la fecha podría ser, por ejemplo, el Discount de Argentina y un título similar de USA), el indicador contempla el cómputo de un conjunto de títulos, lo cual deriva en la utilización de una muestra más significativa.

Utilización de valores actuales versus promedios históricos

En condiciones normales, la utilización de un promedio histórico determinado sobre una serie suficientemente extensa resulta apropiada para suavizar potenciales efectos coyunturales que pueden llegar a afectar los valores de la serie en momentos determinados.

Sin embargo, la actual situación económica argentina resulta particular dado que en los últimos años su participación en los mercados financieros internacionales encontró obstáculos como consecuencia de la disputa que existió con tenedores de deuda soberana que no logrado un acuerdo de restructuración de la deuda soberana en default.

Por lo tanto, considerar el uso de series de tiempo prolongadas para calcular un promedio de la PRP derivaría en la incorporación de registros elevados que consideramos que no volverán a experimentarse durante el próximo quinquenio.

En abril de 2016 el gobierno nacional logró alcanzar un acuerdo con los principales tenedores de deuda soberana impaga, regularizado así su participación en los mercados financieros internacionales.

Propuesta

Se recomienda calcular la Prima de Riesgo-País utilizando el Emerging Market Bond Index (EMBI) elaborado para la República Argentina por el banco de inversión estadounidense JP Morgan Chase.

Para determinar el valor a considerar se calculó el promedio del EMBI+ Argentina post-acuerdo con los holdouts y levantamiento de la medida cautelar contra la República Argentina, es decir, el promedio del EMBI+ Argentina correspondiente al período comprendido entre el día 22 de abril de 2016 y el 30 de septiembre de 2016, el cuál arroja un valor de 5,01% (ver ANEXO 2).

ES COPIA FIEL

V. PRIMA DE RIESGO DE MERCADO

La Prima de Riesgo de Mercado (en adelante, "PRM"), también llamada *Equity Risk Premium*, representa el rendimiento que espera un inversor por sobre la tasa libre de riesgo al invertir en una cartera diversificada de activos, es decir, es la prima de rendimiento esperada por un inversor por asumir el riesgo de mercado (también llamado riesgo sistemático o riesgo no diversificable).

Cabe aclarar que esta prima de rendimiento es de carácter general, es decir, independiente del activo en particular que se esté analizando y representa el rendimiento esperado al invertir en un grupo amplio de activos que conforman la cartera utilizada como referencia.

La estimación de la PRM es motivo de extensos debates y planteos diversos entre los profesionales de las finanzas. Estos planteos se centran principalmente en la metodología a emplear para estimar la prima y, consecuentemente, en el valor de la misma.

Las discrepancias principales se refieren a:

- empleo de promedios históricos versus estimación a partir de expectativas futuras.
- criterios a utilizar al calcular la PRM en base a valores históricos:
    i. cartera de referencia a utilizar para estimar la PRM.
    ii. activo libre de riesgo a utlizar para estimar la PRM.
    iii. características del promedio: aritmético versus geométrico.
    iv. período histórico apropiado.

Promedios históricos versus expectativas futuras

Teniendo en consideración que la PRM y los demás componentes del costo de capital esperado serán aplicados sobre proyecciones de flujos de fondos futuros (*forward looking*), desde un punto de vista teórico pareciera tener asidero la estimación de una PRM que contemple las expectativas futuras de los inversores.

Dado que los valores "históricos" de la PRM no necesariamente reflejan expectativas "futuras", algunos autores proponen estimar la PRM a partir de los rendimientos implícitos en los precios de las acciones (*ex-ante*). Para ello, sugieren inferir el rendimiento resultante de invertir en dichos activos de riesgo a partir de los flujos de fondos esperados de las compañías con oferta pública de acciones y de sus precios de mercado.

Si bien desde un punto de vista conceptual el planteo resulta razonable, desde una perspectiva práctica la estimación de la PRM mediante esta alternativa resulta excesivamente compleja. Esto se debe a que, para aplicarla, resultaría necesario analizar los flujos de fondos de cada una de las compañías que integran la cartera de referencia (los cuales se estiman sobre la base de múltiples supuestos) y a partir de ellos proceder al cálculo de los rendimientos esperados de cada empresa.

Por otra parte, existen quienes proponen realizar encuestas a efectos de estimar dichas expectativas futuras. Lógicamente, este método adolece de una elevada dosis de subjetividad y su resultado dependerá primordialmente de las características de la encuesta realizada.

El nivel de complejidad que involucra la estimación de rendimientos implícitos a partir de los precios de acciones y la subjetividad presente en la realización de encuestas, pueden ser en parte los motivos por los cuales generalmente se observa la utilización de valores históricos como referencia para inferir rendimientos futuros. Lógicamente, este procedimiento trae aparejado una serie de aspectos a definir, los cuales se detallan en las secciones siguientes de este capítulo.

Cabe señalar que en Gran Bretaña, el organismo regulador del gas y la electricidad, OFGEM, cita la conclusión a la que arriba la Monopolies and Mergers Commission sobre compañías de teléfonos celulares Cellnet y Vodafone, acerca de que las estimaciones más confiables de la prima de riesgo futura debe basarse en el promedio de rendimientos históricos[7].

Cartera de referencia a utilizar para estimar la PRM

Desde un punto de vista estrictamente teórico, la cartera de referencia a utilizar debiera ser aquella que incluye a todos los activos de riesgo en los que podría invertir un individuo, ponderados por factores que resulten representativos de dicho portafolio óptimo. Como lo destaca FIEL[8], dicha cartera debería incluir hasta la inversión en capital humano, dado que siempre es una alternativa de inversión disponible para cualquier individuo.

En el caso del presente trabajo, como se está introduciendo por separado un rendimiento asociado al riesgo país, resulta posible centrarse en el rendimiento de los activos de riesgo de un mercado

[7] Fiel – Daniel Artana. *Determinantes y propuestas sobre el Costo de Capital – Informe preparado para el proyecto de consultoría para la metodología general correspondiente a la II Revisión Quinquenal de Tarifas de transporte y distribución de gas natural*

[8] Fiel – Daniel Artana. *Determinantes y propuestas sobre el Costo de Capital – Informe preparado para el proyecto de consultoría para la metodología general correspondiente a la II Revisión Quinquenal de Tarifas de transporte y distribución de gas natural*

ES COPIA FIEL

internacional (habitualmente se utilizan los rendimientos de los activos de riesgo de Estados Unidos).

Dentro de este marco, una práctica habitual observada en el mercado internacional consiste en emplear como referencia el índice de acciones S&P 500. Este índice refleja apropiadamente la cartera de mercado a la que hace referencia el modelo CAPM, dado que incorpora los diferentes sectores que integran la economía y posee una extensa historia como indicador que permite disponer de series de tiempo largas y representativas.

A los efectos de calcular la PRM, la metodología a utilizar para la estimación de los rendimientos históricos debe contemplar no solamente las variaciones en el precio de las acciones resultantes de la compra-venta de las mismas, sino que adicionalmente debe considerar los pagos de dividendos, los *split* de acciones y cualquier otro hecho que tuviera un impacto en el valor de los activos analizados y en su rendimiento.

Activo libre de riesgo a utilizar para estimar la PRM

A efectos de mantener un criterio consistente con el rendimiento libre de riesgo utilizado en la determinación del costo de capital esperado, se debe seleccionar el mismo activo libre de riesgo para realizar la estimación de la PRM, es decir, por ejemplo no resulta razonable utilizar el modelo CAPM proponiendo como activo libre de riesgo un título emitido por el Tesoro de Estados Unidos de corto plazo y al mismo tiempo estimar la PRM respecto de un título emitido por el Tesoro de Estados Unidos de largo plazo.

En función de ello, entendemos que la metodología apropiada sería estimar la PRM como la diferencia de rendimientos entre el índice S&P 500 y el activo libre de riesgo utilizado para estimar el rendimiento del activo sin riesgo a emplear en el CAPM.

Promedios aritméticos versus promedios geométricos

Un aspecto que debe definirse al estimar la PRM en base a valores históricos es el tipo de promedio a utilizar (independientemente del plazo empleado para estimar dicho promedio, lo cual se discute en la sección siguiente).

En efecto, existen opiniones disímiles sobre si el promedio a utilizar debe ser el "aritmético" o el "geométrico". El promedio "aritmético" consiste en calcular una media considerando cada uno de los rendimientos observados en el período analizado. El segundo consiste en calcular el rendimiento

total entre el momento inicial y el final del período analizado, ignorando las variaciones ocurridas dentro de dicho período.

Independientemente de las divergencias de criterio sobre las características del promedio a utilizar, generalmente la mayoría de los autores sostiene que la media aritmética resulta entre 100 puntos básicos y 200 puntos básicos superior a la media geométrica, dependiendo ello de la duración del período considerado para estimar el promedio.

El promedio geométrico es el verdadero estimador de la rentabilidad pasada o histórica, mientras que el promedio aritmético constituye, desde un punto de vista estadístico, un mejor estimador de los rendimientos "futuros" esperados por los inversores.

Entre los defensores del promedio aritmético se encuentran Tom Copeland, Tim Koller y Jack Murrin[9] quienes sostienen que: "*La diferencia entre la media aritmética y geométrica reside en que la primera infiere rentabilidades esperadas al suponer independencia, y la segunda trata a la secuencia histórica observada como una única mejor estimación del futuro ... la media aritmética ofrece la mejor estimación de la rentabilidad futura esperada ya que a todas las posibles secuencias [de valores anuales] les da igual ponderación...*"

Igual argumento es presentado por IbbotsonAssociates[10] al señalar que: "*the arithmetic average equity risk premium can be demonstrated to be most appropriate when discounting future cash flows. For use as the expected equity risk premium in either the CAPM or the building block approach, the arithmetic mean or the simple difference of the arithmetic means of stock markets returns and risk less rates is the relevant number. .... The geometric average is more appropriate for reporting past performance, since it represents the compound average return.*

Si bien consideramos que resulta apropiada la estimación de la PRM a través de la utilización de un promedio histórico aritmético, resulta oportuno destacar que el empleo de promedios geométricos de rendimientos históricos ha sido propuesto en diversos casos, entre ellos[11]:

- Revisión Quinquenal de Tarifas I del ENARGAS.
- Ente Nacional de Regulación de la Electricidad (ENRE) para Transener.
- Ente Tripartito De Obras Y Servicios Sanitarios (ETOSS) para Aguas Argentinas.

---

[9] Copeland, Tom; Koller, Tim; Murrin, Jack. *Valoración. Medición y Gestión del Valor.* Ediciones Deusto. 2004. España.

[10] IbbotsonAssociates. Stocks, Bonds, Bills, and Inflation. *Valuation Edition. 2005 Yearbook.*

[11] Azicri, Andrés. *Determinación del costo de capital para la industria del gas en la Argentina.*

ES COPIA FIEL

- Monopolies and Mergers Commission en diversos trabajos.

Período histórico apropiado

El valor de la PRM depende, entre otros factores, de la amplitud temporal de la serie de datos empleados para calcular la prima.

Cuando se estima la PRM en función de valores históricos, debe definirse la cantidad de años a considerar para calcular el promedio. Mientras que algunos practicantes se inclinan por el empleo de períodos cortos, otros lo hacen por períodos largos, no existiendo unanimidad de criterio en torno a la cuestión.

Los autores que se inclinan por la utilización de períodos cortos sostienen que la aversión al riesgo de los inversores se ha modificado con el transcurso del tiempo, por lo que al estimar el valor promedio histórico de la PRM deben considerarse períodos no mayores a 10-20 años.

Por otra parte, los defensores de la utilización de períodos largos sostienen que disminuye el error de medición al aumentar el tamaño de la muestra, por lo tanto, al considerar períodos largos se incorporan valores que incluyen una amplia variedad de contextos económicos y financieros, lo cual difícilmente es contemplado al utilizar períodos cortos.

IbbotsonAssociates[12], uno de los principales defensores de los períodos largos indica que: *"A proper estimate of the equity risk premium requires a data series long enough to give a reliable average without being unduly influenced by very good and very poor short-term returns. When calculated using a long data series, the historical equity risk premium is relatively stable. Furthermore, because an average of the realized equity risk premium is quite volatile when calculated using a short history, using a long series makes it less likely that the analyst can justified any number he or she wants".*

Las series estimadas por IbbotsonAssociates se inician en el año 1926, siendo este año el inicio del período base a partir del cual se realiza la mayoría de las estimaciones correspondientes a series largas.

[12] IbbotsonAssociates. Stocks, Bonds, Bills, and Inflation. *Valuation Edition. 2005 Yearbook.*

Observación de practicantes

Como se pudo apreciar en las secciones previas de este capítulo, el grado de dispersión de opiniones respecto a cómo estimar la PRM es significativamente amplio, lo cual queda corroborado en la encuesta realizada por Pereiro y Galli:

Mercado de referencia para estimar la PRM

	Corp.	Asesores financieros & PEFs	Bancos & Co. Seguros
Merval	18%	36%	50%
Burcap	0%	0%	0%
Dow Jones	3%	9%	0%
S&P 500	24%	36%	33%
Otros	8%	9%	0%
NA	47%	18%	33%

Tipo de promedio para estimar la PRM

	Corp.	Asesores financieros & PEFs	Bancos & Co. Seguros
Prom. aritmético	24%	9%	50%
Prom. geométrico	8%	9%	17%
Otro	5%	9%	0%
NA	63%	73%	33%

ES COPIA FIEL

PRM empleada

	Corp.	Asesores financieros
Tasa fija entre 4-5%	11%	10%
Tasa fija entre 5-6%	37%	-
Tasa fija entre 7-7,4%	-	50%
Media geométrica	4%	10%
Media aritmética	4%	-
Media aritmética y geométrica	-	10%
Promedio histórico	4%	-
Estimación del asesor financiero	15%	-
Prima sobre t-bonds	7%	10%
Estimación de Value Line	7%	-
N/A	15%	10%

Asimismo, incluso en el ámbito académico existe una amplia diversidad de opiniones respecto a la determinación de la PRM dado que se trata de una variable que resulta independiente del activo en particular que está siendo analizado, no obstante, si se utiliza para su cálculo la mayor serie disponible (desde el año 1926 hasta el año 2008), el valor no queda expuesto a modificaciones significativas.

Propuesta

Se recomienda utilizar como PRM el valor determinado por el profesor Aswath Damodaran (disponible en su sitio web http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/) correspondiente al diferencial entre el promedio aritmético del rendimiento del índice bursátil S&P 500 durante el período comprendido entre los años 1928 y 2015 y el promedio aritmético del rendimiento del bono a 10 años del Tesoro de USA durante igual período, diferencial que arroja un valor de 6,18% (ver ANEXO 3).

VI. NIVEL DE APALANCAMIENTO

Considerando que el WACC es un promedio ponderado del costo del financiamiento propio y el costo del financiamiento de terceros, se debe determinar una estructura de capital para ponderar los costos de ambas fuentes de financiamiento y reapalancar el coeficiente Beta ajustado promedio obtenido a partir de las empresas de distribución y transporte de gas de USA.

Dada la elevada dispersión existente cuando se observa el nivel de apalancamiento de las Licenciatarias, consideramos adecuado aplicar una estructura de financiamiento objetivo que proporcione a las Licenciatarias una señal acerca del mix de financiamiento considerado adecuado en función de las características del contexto macroeconómico en el cual desarrollan sus actividades.

Durante los últimos once ejercicios económicos el nivel de apalancamiento promedio (calculados a valor libros) de las distribuidoras y transportadoras se ubicó en 27% y 50% respectivamente. Sin embargo, el nivel de dispersión actualmente existente entre los apalancamientos de las distintas Licenciatarias resulta amplio, con empresas que se financian exclusivamente con recursos propios y empresas que utilizan un 50% de financiamiento con deuda financiera (ver ANEXO 4).

Propuesta

Recomendamos utilizar ratios de apalancamiento del 25% para las distribuidoras y del 35% para las transportadoras, es decir, proponemos utilizar niveles de ponderadores "target" que se ubican por debajo de los niveles de apalancamiento que utilizan las empresas reguladas prestadoras de servicios públicos en países que presentan un mayor grado de desarrollo económico y estabilidad de precios.

ES COPIA FIEL

VII. COEFICIENTE BETA (β)

Introducción

Para determinar la contribución de un título individual al riesgo de una cartera diversificada, no resulta suficiente conocer el riesgo del título individual, sino que se necesita medir su sensibilidad respecto a los movimientos del mercado. Esta sensibilidad se mide a través del coeficiente Beta (β).

El coeficiente Beta es una medida que es *relativa* al mercado adoptado como referencia, es decir, no es un coeficiente único en términos absolutos, de modo que, para una misma empresa, se obtendrán tantos β como mercados de referencia se adopten.

En términos generales, se considera que el Beta de un activo captura riesgos relacionados con tres aspectos principales:

- el riesgo vinculado al sector en el que la empresa opera.
- el riesgo vinculado al apalancamiento operativo de la empresa.
- el riesgo vinculado al apalancamiento financiero de la empresa.

El coeficiente Beta que refleja los tres riesgos mencionados es denominado habitualmente *Beta apalancado* (β_L). Por otra parte, es posible referirse a un coeficiente Beta que refleje solamente los dos riegos vinculados con la operación y no el vinculado al financiamiento, y se lo denomina *Beta sin apalancar* o *Beta desapalancado* (β_U).

Existen diversas fórmulas que relacionan el β_L y el β_U, las cuales difieren entre sí en función de los supuestos implícitos en las mismas. La más conocida y empleada de dichas fórmulas es la siguiente:

$$\beta_L = \beta_U x \left(1 + \frac{D}{E} x(1-t)\right)$$

Donde:

β_L: Beta apalancado

β_U: Beta sin apalancar

t: *Alicuota de impuesto a las ganancias*

D: *Valor de mercado de la deuda de la empresa*

E: *Valor de mercado del capital propio de la empresa*

Resulta importante aclarar que esta fórmula asume que el financiamiento de la empresa es libre de riesgo, en otras palabras, que el Beta de la deuda (β_D) es nulo.

En base a la fórmula anterior, para estimar el Beta de una empresa cuyo capital accionario no cotiza públicamente, es habitual emplear una metodología consistente en considerar Betas desapalancados de empresas similares y luego asumir que el promedio de dichos Betas es un valor representativo del Beta del sector, y consecuentemente de la empresa bajo análisis. Este proceso se denomina "Bottom-Up Beta" y se realiza de la siguiente manera:

1. Se debe identificar la industria en la que opera la empresa.
2. Dentro de la industria se deben analizar las empresas con cotización pública de acciones y seleccionar aquellas empresas que resultan operativamente comparables.
3. Se debe calcular el coeficiente Beta desapalancado de cada empresa seleccionada.
4. A continuación, se debe realizar un promedio ponderado de los Betas desapalancados de cada una de las empresas consideradas sobre la base de sus respectivas capitalizaciones bursátiles.
5. Posteriormente se debe adicionar, si corresponde, la prima por riesgo regulatorio al promedio ponderado de las Betas desapalancadas (para reflejar eventuales diferenciales de riesgo entre diversos sistemas regulatorios).
6. Finalmente se debe reapalancar el coeficiente Beta desapalancado promedio ajustado por la prima de riesgo regulatorio en función del nivel de endeudamiento previsto para el grupo de empresas cuyo Beta se está estimando.

De este modo, en la práctica se requiere estimar, a partir de las series estadísticas existentes, los coeficientes Betas de empresas similares que operan en USA y extrapolar los resultados obtenidos a las Licenciatarias. Adicionalmente, resulta necesario evaluar la necesidad de aplicar un ajuste que considere las diferencias de sistemas regulatorios que existen entre ambos mercados (lo cual se realiza adicionando una "*prima por riesgo regulatorio*"), ello así dado que mientras que en USA la regulación de los servicios de distribución y transporte de gas se basa en el sistema denominado "*rate of return*", en la República Argentina la regulación se rige por el sistema denominado "*price cap*" o sistema de "*tarifas máximas*".

El sistema de regulación "*price cap*" involucra teóricamente un mayor riesgo empresario ya que la empresa regulada bajo este sistema está presionada a ser eficiente para reducir costos e incrementar consecuentemente su margen de rentabilidad, situación a la que no se enfrentan las

ES COPIA FIEL

empresas reguladas bajo un sistema *"rate of return"* las cuales, ante la eventualidad de un incremento de costos, reclaman al organismo regulador un incremento tarifario que les permita volver a registrar la rentabilidad determinada originalmente por el regulador.

De este modo, para realizar la estimación del coeficiente Beta de las Licenciatarias resulta necesario analizar los siguientes aspectos:

- Relevancia y aplicabilidad de los datos propios de las Licenciatarias.
- Mercados de referencia y datos a utilizar.
- Betas de empresas similares de otros países.
- Ajuste de Betas por diferencias en los sistemas de regulación.
- Diferencia entre coeficientes Betas de los segmentos de distribución y transporte de gas natural.

Relevancia y aplicabilidad de los datos propios de las Licenciatarias

A pesar de que la situación ideal consistiría en la utilización de datos propios de las Licenciatarias, existen ciertas restricciones que hacen que ello no sea aconsejable:

- no todas las Licenciatarias tienen cotización pública, es decir, no todas poseen acciones que cotizan en los mercados de capitales.
- algunas empresas cuyas acciones tienen cotización pública, presentan características de iliquidez tal que, en determinadas ruedas bursátiles, registran escasas operaciones de compraventa.
- dado que los coeficientes Betas se estiman generalmente sobre la base de datos históricos correspondientes a períodos de entre tres y cinco años, la alta volatilidad del mercado accionario argentino registrada desde el año 2002 hace que los precios de las acciones no resulten estimadores confiables del riesgo involucrado en el negocio de transporte y distribución de gas natural.

La sumatoria de los factores mencionados precedentemente determina que resulta más apropiada la estimación de los coeficientes Betas de las Licenciatarias a partir de los coeficientes Betas de empresas similares de Estados Unidos.

Mercados de referencia y datos a utilizar

La definición del mercado de referencia a utilizar, como así también la frecuencia utilizada en los valores a emplear (rendimientos anuales, mensuales o diarios), inciden de manera directa en el valor del coeficiente Beta. De este modo, si para una misma empresa se estiman Betas relativos a diferentes mercados y empleando distintas frecuencias de cálculo de rendimientos, los resultados obtenidos difieren generalmente de manera significativa.

En la práctica profesional existen diferentes criterios respecto del mercado a utilizar como referencia. Como se observa en los resultados de la encuesta realizada por Pereiro & Galli, para la estimación de costo de capital en Argentina se utilizan diferentes mercados, sin embargo, el Standard & Poor's 500 Index (S&P 500) y el Merval suelen ser los índices más empleados.

	Corp.	Asesores financieros & PEFs	Bancos & Co. Seguros
Merval	18%	36%	50%
Burcap	0%	0%	0%
Dow Jones	3%	9%	0%
S&P 500	24%	36%	33%
Otros	8%	9%	0%
NA	47%	18%	33%

Fuente: Pereiro, L.; Valuation of Companies in Emerging Markets *A Practical Approach*; Wiley, 2002

En el presente caso bajo estudio, entendemos que resulta más apropiado el empleo del S&P 500, teniendo en consideración que:

1. la metodología utilizada para estimar la tasa WACC de las Licenciatarias consiste en calcular, en primer término, la tasa WACC de empresas del sector de gas del mercado americano, para luego ajustarlo por la prima de riesgo país y por la prima de riesgo regulatorio.
2. no existen evidencias suficientes como para considerar que, para los accionistas de las Licenciatarias, una cartera de activos constituida por el Merval sea más representativa de su eventual cartera de inversiones que una compuesta por activos del S&P 500.

ES COPIA FIEL

Betas de empresas similares de otros países

Desde el punto de vista metodológico, cuando se construye una tasa de rendimiento utilizando CAPM resulta conveniente seleccionar los coeficientes Betas de empresas que estén incluidos dentro del índice utilizado para determinar la prima de riesgo de mercado. De este modo, resultaría adecuado considerar los coeficientes Betas de las empresas listadas en el S&P 500.

Considerando que el sector de gas es una industria regulada, sería necesario seleccionar 0empresas que estén expuestas al mismo riesgo por sistema regulatorio, sin embargo, en la República Argentina se utiliza un sistema de regulación "price cap" mientras que en Estados Unidos se usa el sistema de regulación "rate of return".

De este modo, a pesar que desde una perspectiva regulatoria las empresas del Reino Unido serían más asimilables a las empresas de la República Argentina para ser consideradas como empresas comparables, la posibilidad de ajustar la diferencia entre ambos sistemas a través de la aplicación de una "*prima por riesgo regulatorio*" hace que resulte conveniente utilizar como comparable a las empresas de Estados Unidos debido a que el resto de las variables utilizadas para determinar el CAPM corresponden al mercado estadounidense.

Definido el país de referencia, se debe determinar cuáles serán las empresas que se incluirán en la cartera de empresas comparables. Desde el punto de vista del riesgo, dos empresas son comparables si presentan similitudes respecto a su riesgo operativo, el cual está asociado a los mercados/segmentos en que operan las mismas, a sus tamaños, y a su relación costos fijos versus costos variables. A pesar de diferir respecto a su riesgo financiero, es decir, a pesar de poseer distintas estructuras financieras, las Betas pueden ser corregidas mediante la técnica de desapalancamiento / reapalancamiento.

Ajuste de Betas por diferencias en los sistemas de regulación

La utilización de una cartera de empresas comparables de Estados Unidos lleva implícito el problema de las diferencias de riesgo regulatorio. Dado que el riesgo regulatorio presenta estabilidad en el tiempo, consideramos adecuado mantener la propuesta realizada por Azicri al determinar el costo de capital de la industria de gas natural en Argentina: "*Al utilizar Betas de la industria Americana para componer el promedio de la industria que se utilizará para el CAPM, sugerimos que los Betas de los activos de dichas compañías serán ajustados por un rango de coeficientes de entre 0.20 y 0.3, que surge del menor riesgo regulatorio de estas compañías respecto de las compañías que operan en Argentina*".

La propuesta realizada oportunamente por Azicri se sustenta en un trabajo realizado por Alexander, Mayer y Weeds que procura medir el diferencial entre los coeficientes Betas de activos de empresas reguladas por distintos métodos[13].

Propuesta

Se recomienda determinar los coeficientes Beta de las empresas de distribución y transporte a través del siguiente procedimiento:

- ***Considerar una muestra de cinco empresas distribuidoras de gas natural de USA.***
- ***Calcular los coeficientes Betas desapalancados de cada distribuidora.***
- ***Determinar un coeficiente Beta promedio ponderado desapalancado para las empresas distribuidoras y transportadoras de USA.***
- ***Ajustar el coeficiente Beta promedio ponderado desapalancado obtenido para las empresas distribuidoras y transportadoras de USA adicionándole el diferencial de riesgo regulatorio entre los sistemas "price-cap" y "rate of return".[14]***
- ***Reapalancar el coeficiente Beta promedio ponderado ajustado por riesgo regulatorio, utilizando los coeficientes D/E que surgen de los niveles de apalancamiento seleccionados como ponderadores para las empresas distribuidoras y transportadoras de la República Argentina.***

Los resultados obtenidos del procedimiento recomendado precedentemente son los siguientes:

- ***Se calculó el coeficiente Beta promedio ponderado desapalancado para las empresas distribuidoras y transportadoras de USA en un valor de 0,40.***

[13] Alexander, Mayer, Weeds, "Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms", Policy Research Working Paper 1698, World Bank 1996.

[14] Promedio del diferencial de Betas entre las empresas de gas consideradas Intermediate y Low Powered en el trabajo de Alexander, Mayer, Weeds mencionado precedentemente.

ES COPIA FIEL

- ***Se adicionó un valor de 0,28 correspondiente al diferencial de riesgo regulatorio entre los sistemas "price-cap" y "rate of return".***[15]
- ***Se determinó un coeficiente Beta ajustado por riesgo regulatorio de 0,68 para las empresas distribuidoras y transportadoras de gas de USA.***
- ***Se reapalancó el coeficiente Beta ajustado por riesgo regulatorio utilizando un coeficiente D/E de 33,33% para las distribuidoras (ratio de apalancamiento objetivo de 25%) y un coeficiente D/E de 53,85% para las transportadoras (ratio de apalancamiento objetivo de 35%).***
- ***Se obtuvieron coeficientes Betas apalancados de 0,83 para las empresas de distribución de gas y de 0.92 para las empresas de transporte de gas (ver ANEXO 5).***

VIII. COSTO DEL ENDEUDAMIENTO FINANCIERO (K_D)

Dado que en primera instancia el procedimiento de cálculo seleccionado propone determinar la tasa WACC nominal en dólares, consideramos que el costo del financiamiento de terceros debería establecerse sobre la base de los rendimientos nominales de una cartera de bonos corporativos emitidos en USD por empresas americanas prestadoras de servicios públicos.

Para ello, en primera instancia se seleccionaron los rendimientos de los instrumentos de deuda no garantizados emitidos por las empresas americanas listadas dentro del sector "Gas Utility – Local Distribution" y los rendimientos de los instrumentos de deuda no garantizados emitidos por las empresas americanas listadas dentro del sector "Gas Utility – Pipelines".

Posteriormente se aplicó un nuevo filtro para considerar exclusivamente los instrumentos de deuda que tuvieran una modified duration (ModD) de +/- 1 año respecto de la modified duration del título emitido por el Tesoro de USA utilizado para medir el rendimiento libre de riesgo.

Como resultado de los sucesivos filtros aplicados, se seleccionaron solamente 41 instrumentos de deuda de los 674.201 observados inicialmente.

Propuesta

Se recomienda determinar el costo del endeudamiento financiero (Kd) antes de impuestos utilizando como base el rendimiento de los instrumentos de deuda (Notes y Bonds) de las empresas de transporte y distribución de gas de USA, adicionando a dicho rendimiento la prima de riesgo país (PRP) determinada para la República Argentina, resultado que arroja un valor Kd antes de impuestos del 9,29% anual (ver ANEXO 6).

ES COPIA FIEL

IX. CONVERSIÓN DE LA TASA WACC NOMINAL EN DOLARES A UNA TASA WACC REAL EN PESOS

La metodología de cálculo seleccionada propone inicialmente determinar una tasa WACC nominal en dólares para finalmente transformarla en una tasa WACC real en pesos. De este modo, se realizan dos ajustes para completar la conversión:

1. Se ajusta la tasa WACC nominal en dólares transformándola en una tasa WACC nominal en pesos.
2. Se ajusta la tasa WACC nominal en pesos transformándola en una tasa WACC real en pesos.

Ajuste de la tasa WACC nominal en dólares para transformarla en una tasa WACC nominal en pesos

Dado que el diferencial de tasas de interés entre dos países es igual al diferencial esperado de sus tasas de inflación[16], se utiliza esta equivalencia para convertir el WACC nominal en dólares a un WACC nominal en pesos.

De este modo:

$$(1 + r_{ARG}) = (1 + r_{USA}) x \frac{(1 + \pi_{ARG*})}{(1 + \pi_{USA*})}$$

donde:

r_{ARG}: *tasa de interés en pesos en Argentina.*

r_{USA}: *tasa de interés en dólares en USA.*

π_{ARG*}: *inflación esperada en Argentina.*

π_{USA*}: *inflación esperada en USA.*

Para establecer las tasas de inflación esperadas en USA y Argentina, se utilizaron respectivamente las proyecciones elaboradas por el Congressional Budget Office del Congress of the United States

[16] Brealey, Myers, Allen, "Principios de Finanzas Corporativas", Mc Graw Hill.

y las incluidas en el Proyecto de Ley del Presupuesto General de la Administración Nacional para el ejercicio fiscal del año 2017 preparado por el Ministerio de Economía de la República Argentina.

Para determinar la tasa de inflación de USA aplicable se determinó el promedio del deflactor de GDP proyectado para el quinquenio 2017-2021, el cuál arrojó un valor de 1,86% anual.

En cambio, para determinar la tasa de inflación de Argentina, dado que no existen proyecciones quinquenales, se determinó el promedio del deflactor de PBI proyectado para el trienio 2017-2019, el cuál arrojó un valor de 14,07% anual.

Ajuste de la tasa WACC nominal en pesos en una tasa WACC real en pesos

Las tasas nominales determinadas incluyen expectativas inflacionarias, por lo tanto, para obtener tasas WACC en términos reales resulta necesario sustraer el efecto correspondiente a la variación nominal de precios.

La conversión de las tasas WACC nominales en pesos en tasas WACC reales en pesos se realiza a partir de la aplicación de la fórmula ideada por Irving Fischer, según la cual:

$$WACC_{real\,\$} = \frac{(WACC_{nominal\,\$} - \pi_{ARG\$})}{(1 + \pi_{ARG\$})}$$

La aplicación del ajuste mencionado transforma la tasa WACC nominal en pesos de 24,71% correspondiente a la Distribuidoras en una tasa WACC real en pesos de 9,33% y también convierte la tasa WACC nominal en pesos de 24,33% correspondiente a las Transportadoras en una tasa WACC real en pesos de 8,99%.

ES COPIA FIEL

ANEXO 1 – Tasa libre de riesgo

Fuete: Oficina de Presupuesto del Congreso de los Estados Unidos.[17]

	2017	2.018	2019	2020	2021
10y Treasury Notes	2,30%	2,80%	3,20%	3,20%	3,60%
Promedio					3,02%

[17] Documento original disponible en el Anexo 9.

ANEXO 2 – Prima de Riesgo País

Fuente: Ministerio de Economía de la Nación.

Emerging Markets Bonds Index (EMBI)

Indicador de riesgo - Frecuencia Diaria.

Fuente: Bloomberg

Fecha	Argentina	Fecha	Argentina	Fecha	Argentina
22-abr-16	382	17-jun-16	530	12-ago-16	487
25-abr-16	385	20-jun-16	513	15-ago-16	470
26-abr-16	380	21-jun-16	511	16-ago-16	466
27-abr-16	488	22-jun-16	506	17-ago-16	478
28-abr-16	534	23-jun-16	498	18-ago-16	468
29-abr-16	545	24-jun-16	518	19-ago-16	473
02-may-16	540	27-jun-16	532	22-ago-16	482
03-may-16	547	28-jun-16	529	23-ago-16	482
04-may-16	565	29-jun-16	518	24-ago-16	487
05-may-16	566	30-jun-16	518	25-ago-16	489
06-may-16	559	01-jul-16	519	26-ago-16	480
09-may-16	562	04-jul-16	519	29-ago-16	478
10-may-16	569	05-jul-16	523	30-ago-16	481
11-may-16	573	06-jul-16	528	31-ago-16	447
12-may-16	569	07-jul-16	532	01-sep-16	457
13-may-16	561	08-jul-16	530	02-sep-16	454
16-may-16	582	11-jul-16	517	05-sep-16	447
17-may-16	548	12-jul-16	507	06-sep-16	446
18-may-16	535	13-jul-16	512	07-sep-16	438
19-may-16	549	14-jul-16	501	08-sep-16	436
20-may-16	547	15-jul-16	497	09-sep-16	449
23-may-16	545	18-jul-16	498	12-sep-16	448
24-may-16	538	19-jul-16	498	13-sep-16	455
25-may-16	531	20-jul-16	495	14-sep-16	468
26-may-16	530	21-jul-16	501	15-sep-16	461
27-may-16	521	22-jul-16	499	16-sep-16	463
30-may-16	521	25-jul-16	502	19-sep-16	454
31-may-16	522	26-jul-16	508	20-sep-16	445
01-jun-16	514	27-jul-16	526	21-sep-16	430
02-jun-16	518	28-jul-16	522	22-sep-16	427
03-jun-16	521	29-jul-16	521	23-sep-16	437
06-jun-16	509	01-ago-16	522	26-sep-16	447
07-jun-16	510	02-ago-16	522	27-sep-16	447
08-jun-16	537	03-ago-16	514	28-sep-16	438
09-jun-16	520	04-ago-16	517	29-sep-16	445
10-jun-16	531	05-ago-16	512	30-sep-16	441
13-jun-16	538	08-ago-16	507		
14-jun-16	543	09-ago-16	507		
15-jun-16	537	10-ago-16	499	**Promedio**	**501**
16-jun-16	530	11-ago-16	489		

ES COPIA FIEL

ANEXO 3 – Prima de Mercado

Fuente: Damodaran Online[18].

	Retorno Anual sobre inversiones en		
Año	*S&P 500*	*3-meses T.Bill*	*10-años T. Bond*
1928	43,81%	3,08%	0,84%
1929	-8,30%	3,16%	4,20%
1930	-25,12%	4,55%	4,54%
1931	-43,84%	2,31%	-2,56%
1932	-8,64%	1,07%	8,79%
1933	49,98%	0,96%	1,86%
1934	-1,19%	0,32%	7,96%
1935	46,74%	0,18%	4,47%
1936	31,94%	0,17%	5,02%
1937	-35,34%	0,30%	1,38%
1938	29,28%	0,08%	4,21%
1939	-1,10%	0,04%	4,41%
1940	-10,67%	0,03%	5,40%
1941	-12,77%	0,08%	-2,02%
1942	19,17%	0,34%	2,29%
1943	25,06%	0,38%	2,49%
1944	19,03%	0,38%	2,58%
1945	35,82%	0,38%	3,80%
1946	-8,43%	0,38%	3,13%
1947	5,20%	0,57%	0,92%
1948	5,70%	1,02%	1,95%
1949	18,30%	1,10%	4,66%
1950	30,81%	1,17%	0,43%
1951	23,68%	1,48%	-0,30%
1952	18,15%	1,67%	2,27%
1953	-1,21%	1,89%	4,14%
1954	52,56%	0,96%	3,29%
1955	32,60%	1,66%	-1,34%
1956	7,44%	2,56%	-2,26%
1957	-10,46%	3,23%	6,80%

[18] Información disponible en http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histretSP.xls.

	Retorno Anual sobre inversiones en		
Año	*S&P 500*	*3-meses T.Bill*	*10-años T. Bond*
1958	43,72%	1,78%	-2,10%
1959	12,06%	3,26%	-2,65%
1960	0,34%	3,05%	11,64%
1961	26,64%	2,27%	2,06%
1962	-8,81%	2,78%	5,69%
1963	22,61%	3,11%	1,68%
1964	16,42%	3,51%	3,73%
1965	12,40%	3,90%	0,72%
1966	-9,97%	4,84%	2,91%
1967	23,80%	4,33%	-1,58%
1968	10,81%	5,26%	3,27%
1969	-8,24%	6,56%	-5,01%
1970	3,56%	6,69%	16,75%
1971	14,22%	4,54%	9,79%
1972	18,76%	3,95%	2,82%
1973	-14,31%	6,73%	3,66%
1974	-25,90%	7,78%	1,99%
1975	37,00%	5,99%	3,61%
1976	23,83%	4,97%	15,98%
1977	-6,98%	5,13%	1,29%
1978	6,51%	6,93%	-0,78%
1979	18,52%	9,94%	0,67%
1980	31,74%	11,22%	-2,99%
1981	-4,70%	14,30%	8,20%
1982	20,42%	11,01%	32,81%
1983	22,34%	8,45%	3,20%
1984	6,15%	9,61%	13,73%
1985	31,24%	7,49%	25,71%
1986	18,49%	6,04%	24,28%
1987	5,81%	5,72%	-4,96%
1988	16,54%	6,45%	8,22%
1989	31,48%	8,11%	17,69%
1990	-3,06%	7,55%	6,24%
1991	30,23%	5,61%	15,00%
1992	7,49%	3,41%	9,36%
1993	9,97%	2,98%	14,21%

ES COPIA FIEL

	Retorno Anual sobre inversiones en		
Año	*S&P 500*	*3-meses T.Bill*	*10-años T. Bond*
1994	1,33%	3,99%	-8,04%
1995	37,20%	5,52%	23,48%
1996	22,68%	5,02%	1,43%
1997	33,10%	5,05%	9,94%
1998	28,34%	4,73%	14,92%
1999	20,89%	4,51%	-8,25%
2000	-9,03%	5,76%	16,66%
2001	-11,85%	3,67%	5,57%
2002	-21,97%	1,66%	15,12%
2003	28,36%	1,03%	0,38%
2004	10,74%	1,23%	4,49%
2005	4,83%	3,01%	2,87%
2006	15,61%	4,68%	1,96%
2007	5,48%	4,64%	10,21%
2008	-36,55%	1,59%	20,10%
2009	25,94%	0,14%	-11,12%
2010	14,82%	0,13%	8,46%
2011	2,10%	0,03%	16,04%
2012	15,89%	0,05%	2,97%
2013	32,15%	0,07%	-9,10%
2014	13,52%	0,05%	10,75%
2015	1,36%	0,21%	1,28%

Promedio Aritmético

1928-2015	11,41%	3,49%	5,23%

Prima de Riesgo de Mercado	S&P 500 - T.Bonds a 10 años	**6,18%**

ANEXO 4 – Estructura Financiera de las Licenciatarias

Fuete: Información provista por las Licenciatarias al ENARGAS.

D/V	2005	2006	2007	2008	2009	2010
DISTRIBUIDORAS	0,38	0,24	0,22	0,22	0,21	0,05
TRANSPORTADORAS	0,59	0,44	0,39	0,38	0,40	0,41
LICENCIATARIAS	0,49	0,35	0,31	0,30	0,31	0,27

D/V	2011	2012	2013	2014	2015	Promedio
DISTRIBUIDORAS	0,25	0,30	0,23	0,36	0,47	**0,27**
TRANSPORTADORAS	0,54	0,49	0,55	0,61	0,76	**0,50**
LICENCIATARIAS	0,40	0,40	0,42	0,52	0,65	**0,40**

ES COPIA FIEL

ANEXO 5 – Coeficiente Beta

Fuete: Thomson Reuters Eikon.

Empresa	Actividad	País	Ticker	Beta 5M	D/E	Tax	Unlevered Beta	Mark Cap	Ponderación en cartera	Unlevered Beta Ponderado
ATMOS Energy Corp	Distribución	EEUU	ATO US Equity	0,30	0,38	0,35	0,24	7.733.709,50	0,39	0,10
NORTHWEST NATURAL GAS CO	Distribución	EEUU	NWN US Equity	0,36	0,51	0,35	0,27	1.656.030,50	0,08	0,02
PIEDMONT NATURAL GAS CO	Distribución	EEUU	PNY US Equity	0,78	0,39	0,35	0,62	4.731.300,00	0,24	0,15
SOUTH JERSEY INDUSTRIES	Distribución	EEUU	SJI US Equity	0,69	0,61	0,35	0,49	2.342.428,50	0,12	0,06
WGL HOLDINGS INC	Distribución	EEUU	WGL US Equity	0,57	0,40	0,35	0,45	3.201.462,00	0,16	0,07
CARTERA DE ACCIONES										0,40

	DIST	TRANS
β comparable desapalancada	0,40	0,40
Diferencial compensatorio de sistema regulatorio	0,28	0,28
β desapalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	0,68	0,68
D/V	25%	35%
β apalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	0,83	0,92

ANEXO 6 – Costo de la Deuda

Fuete: Thomson Reuters Eikon.

	Issuer Name	ISIN	Yield to Maturity %	Mod Duration Maturity
1	Brooklyn Union Gas Co	US114259AN42	2,720	8,002
2	Southern California Gas Co	US842434CQ33	2,460	8,404
3	Keyspan Gas East Corp	USU49143AB39	2,727	8,381
4	Keyspan Gas East Corp	US49338CAB90	2,700	8,498
5	Spectra Energy Partners LP	US84756NAH26	3,300	8,408
6	Washington Gas Light Co	US93884PCN87	3,650	8,062
7	Washington Gas Light Co	US93884PCP36	3,650	8,051
8	Washington Gas Light Co	US93884PCQ19	3,650	8,147
9	Northwest Natural Gas Co	US66765RAZ91	3,550	8,077
10	Indiana Gas Company Inc	US45475QAL77	4,160	8,209
11	Washington Gas Light Co	US93884PCR91	3,700	8,286
12	Southern California Gas Co	US84243QAH65	3,892	8,457
13	Washington Gas Light Co	US93884PCS74	3,700	8,306
14	Northern Illinois Gas Co	US665228BQ47	3,850	8,275
15	Bay State Gas Co	US07261LBA98	3,740	8,350
16	Washington Gas Light Co	US93884PCT57	3,700	8,315
17	Washington Gas Light Co	US93884PCU21	3,700	8,330
18	Indiana Gas Company Inc	US45475QAP81	4,210	8,412
19	Northwest Natural Gas Co	US66765RBB15	3,600	8,378
20	Indiana Gas Company Inc	US45475QAQ64	4,210	8,456
21	Southern Connecticut Gas Co	US84263PAE07	4,620	8,408
22	Cascade Natural Gas Corp	US14733XAQ51	4,720	8,617
23	Laclede Gas Co	US505S88AY99	3,760	8,795
24	Panhandle Eastern Pipe Line Company LP	US12589YAF60	6,040	8,396
25	Piedmont Natural Gas Company Inc	US72018QAG64	3,990	8,714
26	Indiana Gas Company Inc	US45475QAR48	4,260	8,974
27	Washington Gas Light Co	US93884PCY43	3,750	9,241
28	Northwest Natural Gas Co	US66765RBG02	3,700	9,256
29	Northwest Natural Gas Co	US66765RBH84	3,700	9,235
30	Laclede Gas Co	US505588BA05	3,760	9,371
31	El Paso LLC	US28368EAA47	6,070	8,806
32	Southern Natural Gas Company LLC	US843452AY97	5,272	9,231
33	Williams Companies Inc	US969457BD16	6,035	8,948
34	El Paso LLC	US28368EAD85	5,360	9,265
35	El Paso LLC	US28368EAE68	5,502	9,387

ES COPIA FIEL

	Issuer Name	ISIN	Yield to Maturity %	Mod Duration Maturity
36	Southern Natural Gas Company LLC	US843452AZ62	5,382	9,491
37	Williams Companies Inc	US969457BM15	6,204	9,098
38	El Paso Natural Gas Company LLC	USU5326AAA89	5,609	9,059
39	Tennessee Gas Pipeline Company LLC	US880451AW92	5,732	9,272
40	El Paso Natural Gas Company LLC	US283695BK98	5,652	9,299
41	El Paso Natural Gas Company LLC	US283695BJ26	5,602	9,316
	Promedio		**4,283**	**8,683**

7

ANEXO 7 – Inflación Proyectada Local

Fuete: Presupuesto de la Administración Nacional[19].

Var %	2017	2.018	2019
PBI Nominal	23,60%	18,30%	12,30%
PBI Real	3,50%	3,50%	3,50%
Deflactor del PBI	19,42%	14,30%	8,50%
Promedio			14,07%

[19] Comunicado de Prensa Disponible en el ANEXO 10.

ES COPIA FIEL

ANEXO 8 – Inflación Proyectada EE.UU.

Fuete: Oficina de Presupuesto del Congreso de los Estados Unidos.[20]

Var %	2017	2.018	2019	2020	2021
PBI Nominal	4,30%	3,90%	3,60%	3,60%	4,00%
PBI Real	2,40%	2,10%	1,70%	1,70%	2,00%
Deflactor	1,86%	1,76%	1,87%	1,87%	1,96%
Promedio					1,86%

[20] Documento original disponible en el Anexo 9.

ANEXO 9 – The Economic Outlook- CBO.

ES COPIA FIEL

CHAPTER

2

The Economic Outlook

If current laws governing federal taxes and spending generally remain in place, the Congressional Budget Office estimates, the economy's real output (that is, its output adjusted to remove the effects of inflation) will expand by 2.0 percent in 2016, as measured by the change from the fourth quarter of 2015 (see Table 2-1). Real gross domestic product (GDP) rose at an annual rate of just 1.0 percent in the first half of 2016. CBO expects a stronger second half, however, mainly because major forces restraining the growth of investment in the first half—such as a decline in oil prices that reduced mining investment—have begun to wane. The 2.0 percent rate of growth that CBO anticipates for 2016 is roughly the same as the rate of growth experienced in 2015. The agency also projects that output will increase by 2.4 percent in 2017, by 2.1 percent in 2018, and slightly more slowly through 2026. (CBO's economic projections were completed in early July and therefore do not reflect recently released economic data; see Box 2-1.)

CBO projects that the economic expansion over the next two years will reduce the quantity of underused resources, or "slack," in the economy. One sign of slack at the end of 2015 was that actual GDP was about 1.8 percent smaller than CBO's estimate of potential (that is, maximum sustainable) GDP. CBO expects that gap to narrow to less than its historical average by 2018. As a result, CBO projects that the improving economy will spur further hiring, reducing the unemployment rate from 4.8 percent in the second quarter of 2016 to 4.5 percent in 2017 and putting upward pressure on workers' wages and benefits. The increases in employment and in wages and benefits will increase participation in the labor force—both encouraging people who were out of the labor force because of weak job prospects to enter it, and encouraging people who were considering leaving the labor force to remain in it.

The reduced slack in the economy will increase inflation over the next year and push up interest rates over the next few years. CBO expects the rate of inflation—as measured by the growth in the price index for personal consumption expenditures (the PCE price index)—to rise to the Federal Reserve's goal of 2 percent in 2017. CBO also expects the interest rate on 3-month Treasury bills to go up, rising from an average of 0.3 percent in the first half of 2016 to 1.0 percent by the end of 2017 and stabilizing at 2.8 percent by the end of 2020. Long-term interest rates are expected to rise as well, partly in response to the increase in short-term rates and partly in response to an expected increase in global interest rates as foreign economic growth improves. CBO projects that the rate on 10-year Treasury notes will increase from an average of 1.8 percent in the first half of 2016 to 2.5 percent by the end of 2017 and to 3.4 percent by the end of 2020.

Unlike its projections for the next few years, which reflect predictions of business cycle fluctuations, CBO's projections for the 2021–2026 period are based primarily on projections of underlying trends in such variables as the size of the labor force, the number of hours worked, capital investment, and productivity—that is, trends that those variables follow after the effects of business cycle fluctuations are removed. Real output will grow more quickly through 2026 than it has done over the past decade, CBO expects, because business investment will be stronger and because the economy's total factor productivity (TFP), the average real output per unit of combined labor and capital services, will grow more quickly. Nevertheless, slower growth in the nation's supply of labor is projected to keep the growth of output slower than it was during the 1980s, 1990s, and early 2000s. In CBO's projections, the economy grows by 2.0 percent per year, on average (as measured on a fourth-quarter-to-fourth-quarter basis), between 2021 and 2026.

Recognizing the uncertainty of economic forecasts, CBO constructs its projections so that they fall in the middle of

Table 2-1.

CBO's Economic Projections for Calendar Years 2016 Through 2026

	2016	2017	2018	Annual Average 2019–2020	Annual Average 2021–2026
			Percentage Change From Fourth Quarter to Fourth Quarter		
Gross Domestic Product					
Real[a]	2.0	2.4	2.1	1.7	2.0
Nominal	3.5	4.3	3.9	3.6	4.0
Inflation					
PCE price index	1.5	2.0	2.0	2.0	2.0
Core PCE price index[b]	1.8	1.9	2.0	2.0	2.0
Consumer price index[c]	1.8	2.3	2.3	2.4	2.4
Core consumer price index[b]	2.3	2.2	2.3	2.3	2.3
GDP price index	1.5	1.8	1.8	1.9	2.0
Employment Cost Index[d]	2.8	3.1	3.3	3.1	3.1
			Fourth-Quarter Level (Percent)		
Unemployment Rate	4.6	4.5	4.7	5.0 [e]	4.9 [f]
			Percentage Change From Year to Year		
Gross Domestic Product					
Real[a]	1.9	2.4	2.2	1.7	1.9
Nominal	3.2	4.2	4.0	3.6	4.0
Inflation					
PCE price index	1.2	1.9	2.0	2.0	2.0
Core PCE price index[b]	1.7	1.8	2.0	2.0	2.0
Consumer price index[c]	1.4	2.4	2.3	2.3	2.4
Core consumer price index[b]	2.3	2.2	2.3	2.3	2.3
GDP price index	1.3	1.8	1.8	1.9	2.0
Employment Cost Index[d]	2.6	3.0	3.3	3.2	3.1
			Annual Average		
Unemployment Rate (Percent)	4.8	4.5	4.6	4.9	4.9
Payroll Employment (Monthly change, in thousands)[g]	175	123	24	25	64
Interest Rates (Percent)					
Three-month Treasury bills	0.3	0.7	1.4	2.4	2.8
Ten-year Treasury notes	1.8	2.3	2.8	3.2	3.6
Tax Bases (Percentage of GDP)					
Wages and salaries	44.3	44.4	44.4	44.4	44.3
Domestic economic profits	8.7	8.4	8.2	7.8	7.3

Source: Congressional Budget Office.

Economic projections for each year from 2016 to 2026 appear in Appendix B.

GDP = gross domestic product; PCE = personal consumption expenditures.

a. Nominal GDP adjusted to remove the effects of inflation.

b. Excludes prices for food and energy.

c. The consumer price index for all urban consumers.

d. The employment cost index for wages and salaries of workers in private industries.

e. Value for the fourth quarter of 2020.

f. Value for the fourth quarter of 2026.

g. Calculated as the monthly average of the fourth-quarter-to-fourth-quarter change in payroll employment.

ES COPIA FIEL

Box 2-1.

Recently Released Economic Data

In late July, the Bureau of Economic Analysis (BEA) released its annual revision of the national income and product accounts, as well as new data about economic growth during the first half of 2016. The revision incorporates new data from various sources, as well as some changes in methods and definitions.[1] The Congressional Budget Office completed its forecast before BEA released that new information, but an initial review of the revised and newly released data does not suggest any substantial change to CBO's economic or budget projections.

Revisions to Historical Data

BEA slightly increased its estimate of the growth of real output (that is, output adjusted to remove the effects of inflation) between 2013 and 2015. It now estimates that real output grew by 2.2 percent, rather than 2.1 percent, during that period. It also estimates that national income grew 0.3 percentage points faster than it estimated previously. Two components of that income are important for forecasting revenues: corporate profits, which BEA revised downward by $4.5 billion in 2013, upward by roughly $80 billion in 2014, and upward again by roughly $80 billion in 2015; and wage and salary disbursements, which were revised upward by about $7 billion for the whole 2013–2015 period. (Most of the upward revision to income over the past three years reflected higher corporate profits, so although wages were also revised upward, their share of total income fell.) The revision left most measures of inflation—including the price index for personal consumption expenditures, the core version of that price index, and the gross domestic product (GDP) price index—largely unchanged. (The revision does not affect another measure of inflation, the consumer price index for all urban consumers or CPI-U.)

Growth in 2016

BEA also revised its estimate of GDP for the first quarter of 2016 and released its initial estimate for the second quarter. The new data indicate that real GDP grew at an average annual rate of 1.0 percent in the first half of 2016—well below the 1.7 percent rate that CBO used in constructing its economic forecast. Most of that difference resulted from unexpected weakness in business fixed investment (that is, investment in non-residential structures, equipment, and intellectual property products) and from a sharp drop in private inventory investment.

An initial review of the new data for the first half of 2016 indicates that economic growth for the year may prove to be slightly slower than CBO projected in early July. However, because a number of factors suggest that the underlying momentum in economic activity may be stronger than the recent growth of real GDP suggests, output growth in 2016 may in fact be close to CBO's projection. For one, consumer spending during the first half of the year was slightly stronger than CBO had anticipated. Also, the latest data about the labor market suggest continued growth in employment and labor income. And inventory investment will swing back if firms find that they need to replenish their inventories to meet future demand.

Implications for Future Years

Beyond 2016, the general contours of CBO's projections are unaffected by the revised and newly released data. For example, though the data indicate slightly faster growth in real GDP and slightly weaker growth in business investment in fixed capital during the past three years, they do not call for a significant change to CBO's estimates of potential GDP in the recent past or in the future. More will be known about how CBO might adjust those estimates when BEA releases its revised estimates of capital stock later this year.

1. See Bureau of Economic Analysis, "National Income and Product Accounts—Gross Domestic Product: Second Quarter 2016 (Advance Estimate)—Annual Update: 2013 Through First Quarter 2016" (press release, July 29, 2016), http://go.usa.gov/xTcJH (PDF, 1.9 MB).

the distribution of possible outcomes, given current law and the economic data that are available when the projections are prepared. Nevertheless, many developments—such as slower-than-expected growth in business investment, faster-than-expected growth in productivity, or weaker-than-expected economic growth abroad—could make outcomes differ substantially from what CBO has projected.

CBO's current economic projections differ in some significant respects from its last projections, which were published in January 2016. For example, CBO now projects slower growth of real GDP in 2016, largely because of the weaker-than-anticipated growth during the first half of the year. Also, the agency's projections of potential and actual GDP in 2026 are now roughly 1½ percent lower than they were in January. Those revisions were made on the basis of new data and a reassessment of future growth in TFP. In addition, CBO has reduced its projections of interest rates on Treasury securities; by 2026, those rates are roughly one-half of a percentage point lower than CBO projected in January. That revision reflects CBO's reassessment of the future demand for Treasury securities, in light of lower-than-anticipated interest rates in financial markets and recent global economic developments that point to less demand for foreign assets; it also partly reflects the revisions to projected GDP growth.

The economic projections in this report do not differ much from those of most other forecasters. They are generally similar to the *Blue Chip* consensus forecast, which was published in August, though CBO's projection of real GDP growth is higher. The agency's projections of economic activity are also generally similar to the forecasts developed by the Federal Reserve, which were presented at the Federal Open Market Committee's June 2016 meeting.

The Economic Outlook for 2016 Through 2020

Since the end of the 2007–2009 recession, real GDP has grown faster than potential GDP, on average, reducing the gap between the two and hence the amount of slack in the economy. CBO expects that gap to keep narrowing as real GDP grows more quickly in the second half of this year and next year than it did during the first half of this year (see Figure 2-1). However, growth in real GDP is expected to slow in 2018 and to fall below but remain close to the growth of potential GDP in 2019 and 2020.

In CBO's projections, developments in the federal tax and spending policies specified in current law have a small negative effect on economic growth over the next few years, on net. By contrast, monetary policy continues to support growth over the next few years, albeit less and less so as the economy nears its potential output and the labor market tightens.

Most of the growth of output during the coming five years will be driven by consumers, businesses, and home builders, CBO anticipates. Demand from federal, state, and local governments and from foreign customers will contribute much less to economic growth.

CBO expects that slack in the labor market will nearly disappear over the next year. In the agency's projections, increased demand for workers reduces the unemployment rate and draws more workers into the labor force. Reduced slack in the labor market and the economy will help boost the rate of inflation to the Federal Reserve's target rate of 2 percent.

Unlike CBO's projections for the 2016–2018 period, those for 2019 and 2020 do not reflect expected cyclical developments in the economy. Rather, they serve as transitions to the values that CBO projects for the 2021 2026 period—which themselves are not based on predictions of business-cycle fluctuations.

Federal Fiscal Policy

If current laws remained generally the same, changes in federal spending and revenues would modestly dampen aggregate demand for goods and services over the next few years.[1] Those changes would also slightly reduce the supply of labor in the economy. Together, the changes in aggregate demand and in the supply of labor would restrain the growth of output through 2020.

Specifically, in CBO's projections, four broad changes in federal spending and revenues that would occur under

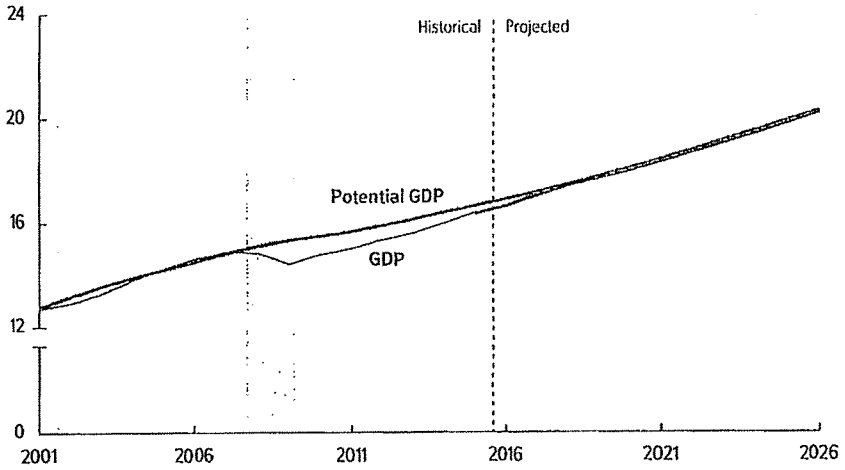
1. Aggregate demand refers to total purchases by consumers, businesses, government, and foreigners of a country's output of final goods and services during a given period. All else being equal, changes in aggregate demand affect businesses' decisions about whether to increase production, invest in equipment, and hire workers, which in turn affect income, demand, and output.

ES COPIA FIEL

Figure 2-1.

GDP and Potential GDP

Trillions of 2009 Dollars



In CBO's projections, the gap between the economy's actual and potential output is largely eliminated by the end of 2017 and then returns to its historical average—about one-half of one percent of potential GDP—by 2020.

Sources: Congressional Budget Office; Bureau of Economic Analysis.

Potential GDP is CBO's estimate of the maximum sustainable output of the economy.

Data are annual. Values for GDP from 2001 through 2015 (the thin line) reflect revisions to the national income and product accounts that the Bureau of Economic Analysis released on July 29, 2016. Values for GDP from 2015 through 2026 (the thick line) and all values for potential GDP reflect the data available and projections made before July 29.

GDP = gross domestic product.

current law reduce growth in aggregate demand over the next five years:[2]

- Partly because of statutory caps limiting the growth of discretionary spending, the federal government's real purchases of goods and services decline, slightly reducing real GDP growth through 2018.[3] Real federal purchases provide negligible contributions to growth in 2019 and 2020.
- The phasing out of various provisions of law governing the taxation of investment spending reduces businesses' incentives to invest, tempering the growth of their investment in structures and equipment from 2018 through 2020.
- Growth in real income pushes some households into higher tax brackets, raising effective marginal tax rates—that is, tax rates on an additional dollar of income earned by those households. That effect, which is known as real bracket creep, slightly increases households' tax liabilities, reducing their disposable (that is, after-tax) income and slightly dampening the growth of consumer spending over the next few years.
- The stimulus provided by automatic stabilizers—the automatic decreases in revenues and increases in outlays that occur when the economy weakens—continues to diminish over the next few years as the economy improves.[4]

2. The effects of those changes are incorporated into CBO's projections, but the agency has not separately quantified the impact of each.

3. Discretionary spending consists of the outlays that result from budget authority provided by appropriation acts.

4. All else being equal, automatic stabilizers affect aggregate demand because they are changes in the amount of taxes that households and businesses pay and in the transfer payments that households receive. For more discussion of automatic stabilizers, see Congressional Budget Office, *The Budget and Economic Outlook: 2016 to 2026* (January 2016), Appendix C, www.cbo.gov/publication/51129; and Frank Russek and Kim Kowalewski, *How CBO Estimates Automatic Stabilizers*, Working Paper 2015-07 (Congressional Budget Office, November 2015), www.cbo.gov/publication/51005.

Fiscal policy also reduces the supply of labor in CBO's projections. The increase in effective marginal tax rates described above would reduce the incentive to work, thus diminishing the amount of labor that people choose to supply. CBO also expects elements of the Affordable Care Act, such as the phasing out of health insurance subsidies as people's income rises, to reduce the amount of labor supplied over the next few years, as people adjust their employment circumstances in response and as more people choose to participate in health insurance marketplaces.[5]

Monetary Policy and Interest Rates

CBO expects that as the economy improves, and as the rate of inflation approaches the Federal Reserve's longer-run goal of 2 percent, the central bank will gradually reduce the extent to which its monetary policy supports economic growth. At its December 2015 meeting, the Federal Reserve's Federal Open Market Committee began that process, raising its target range for the federal funds rate—that is, the interest rate that financial institutions charge each other for overnight loans of their monetary reserves. The range is now 0.25 percent to 0.50 percent. In light of two developments—slow domestic growth in the first half of the year, and the United Kingdom's recent vote to leave the European Union, which has exacerbated uncertainty about global economic growth and financial stability—CBO expects the target range to remain at its current level until the fourth quarter of 2016. CBO expects the federal funds rate to then rise gradually, reaching 1.1 percent in the fourth quarter of 2017 and 1.8 percent in the fourth quarter of 2018 (see Figure 2-2).

As the federal funds rate rises, interest rates on federal borrowing will also rise gradually over the next few years, CBO projects. The interest rate on 10-year Treasury notes fell from 2.2 percent in the fourth quarter of 2015 to 1.8 percent in the second quarter of 2016. That rate is projected to begin increasing in the second half of 2016, reaching 1.9 percent in the fourth quarter of 2016, 2.9 percent in the fourth quarter of 2018, and 3.4 percent in the fourth quarter of 2020.

Those projected increases reflect three factors. First, CBO anticipates that the interest rate on 3-month Treasury bills will rise (to 0.4 percent in the fourth quarter of 2016, 1.7 percent in the fourth quarter of 2018, and 2.8 percent in the fourth quarter of 2020) as the Federal Reserve gradually reduces the extent to which monetary policy supports the growth of aggregate demand.[6] Such increases in short-term rates boost longer-term rates because the latter are partly determined by investors' expectations of the former. Second, foreign economic growth is expected to improve, pushing up rates abroad and in the United States. In CBO's assessment, the interest rate on 10-year Treasury notes fell over the first half of 2016 partly because falling interest rates abroad put downward pressure on rates here; improving foreign economic growth is expected to reverse that effect.

And third, CBO expects an increase in the term premium—the extra return paid to bondholders for the added risk associated with holding long-term Treasury securities (after average expected interest rates on shorter-term securities are accounted for). Several factors have pushed the term premium on U.S. Treasury securities to historically low levels in recent years. One is limited long-term investment opportunities abroad, which may have prompted global investors to shift their holdings out of foreign bonds and into longer-term U.S. Treasury securities, keeping interest rates on those securities down. Other factors are investors' heightened concern about global economic growth and their perception that the value of long-term Treasury securities rises when growth is weak (which implies that those securities may provide a useful hedge against such risks). CBO projects that the term premium will rise over the next several years as the factors that have recently suppressed it dissipate. However, because those factors are expected to dissipate slowly, CBO expects the interest rate on 10-year notes to rise more slowly than the rate on 3-month bills and to stabilize slightly later.[7]

5. For more information, see Edward Harris and Shannon Mok, *How CBO Estimates the Effects of the Affordable Care Act on the Labor Market*, Working Paper 2015-09 (Congressional Budget Office, December 2015), www.cbo.gov/publication/51065.

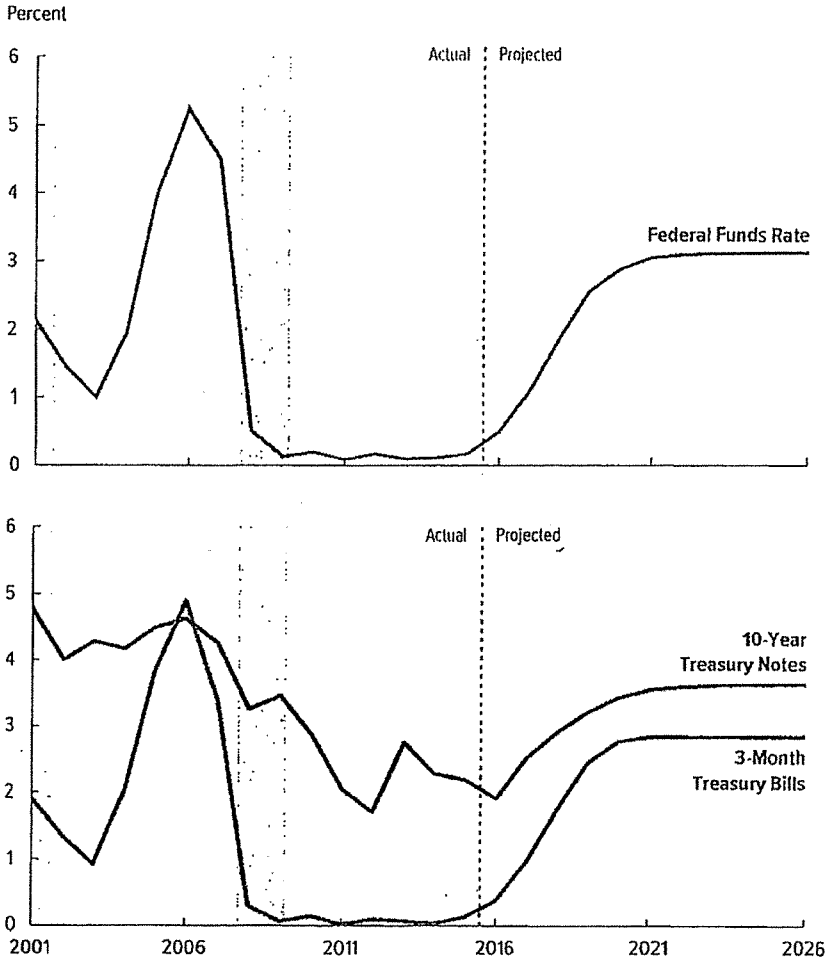
6. CBO expects the interest rate on 3-month Treasury bills to be lower than the federal funds rate over the next 10 years, as it has generally been in the past. The reason for that historical difference is that Treasury securities are free of default risk, whereas the overnight unsecured loans made at the federal funds rate carry a small risk of default.

7. In addition, long-term rates have probably been held down by the influence of the Federal Reserve's large portfolio of long-term assets. CBO expects the size of that portfolio to gradually diminish, beginning next year; that development will put upward pressure on the term premium and the 10-year rate. CBO's expectation that the reduction in the size of the Federal Reserve's portfolio will begin later than the resumption of increases in the federal funds rate is another reason that the interest rate on 10-year Treasury notes is expected to rise more slowly than the rate on 3-month bills and to stabilize slightly later.

ES COPIA FIEL

Figure 2-2.

Interest Rates



CBO expects the Federal Reserve to start increasing the federal funds rate on a sustained basis in December 2016.

In CBO's projections, interest rates on Treasury securities rise steadily over the next few years, reflecting continued economic improvement and increases in the federal funds rate.

Sources: Congressional Budget Office; Federal Reserve.

The federal funds rate is the interest rate that financial institutions charge each other for overnight loans of their monetary reserves.

Data are annual and are fourth-quarter values. Actual data are plotted through 2015.

Despite CBO's expectation that the 10-year rate will rise, the agency does not expect it to return to the levels seen in the two decades before the 2007–2009 recession. Several factors discussed below will probably continue to suppress interest rates throughout the 10-year projection period (see "The Economic Outlook for 2021 Through 2026" on page 51).

Contributions to the Growth of Real GDP

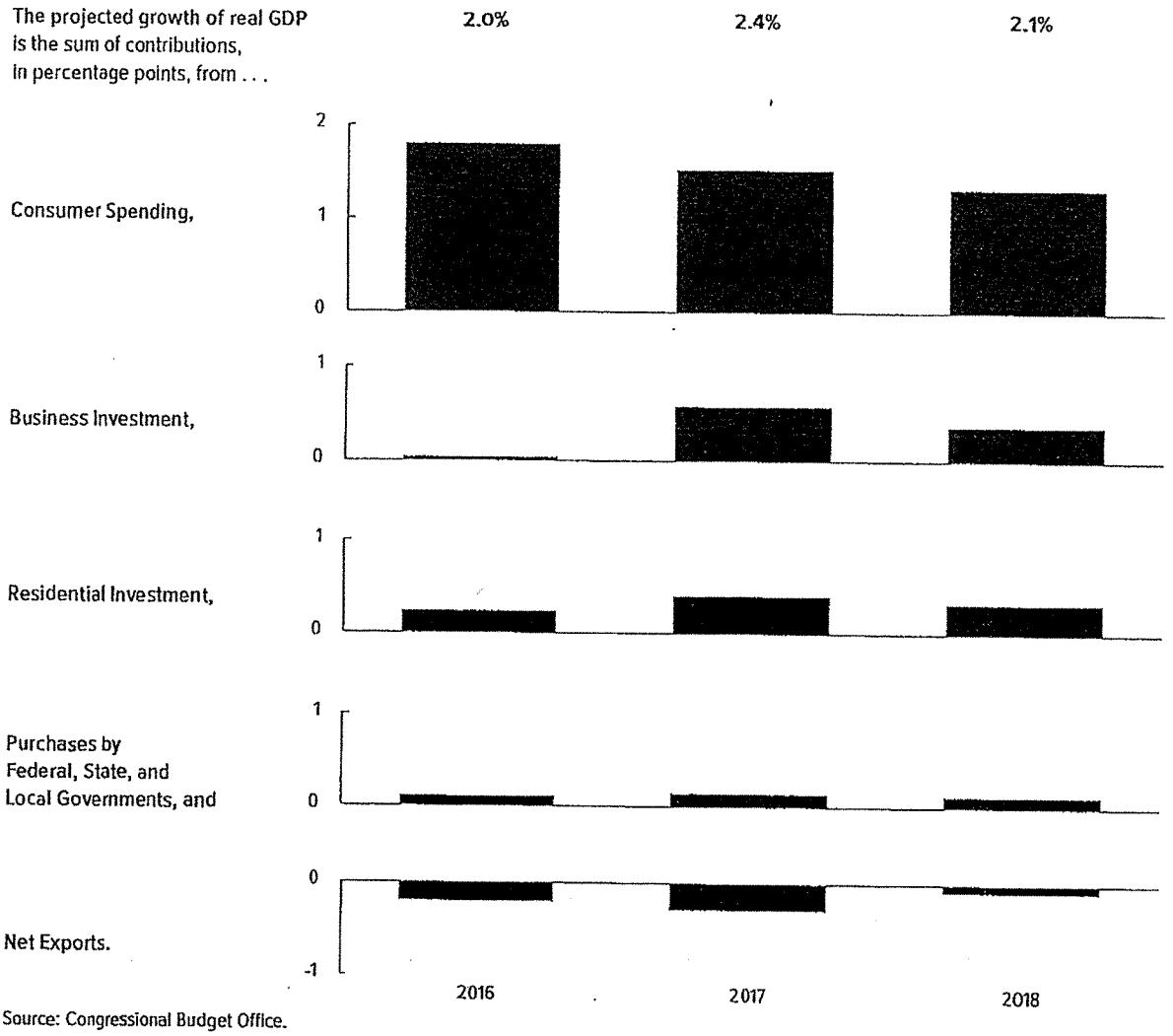
CBO expects that consumer spending, business investment, and residential investment will drive the growth of real GDP over the next few years (see Figure 2-3).[8]

Consumer spending is expected to provide the largest contribution to that growth, as it has generally done in the past. However, the anticipated pickup in growth in the second half of 2016 and in 2017 stems largely from faster growth in investment—particularly in business equipment and structures—as the growth in spending by consumers slows (see Table 2-2). On net, total purchases by governments are projected to have a small positive effect on the growth of GDP through 2020. In contrast,

8. Those components' contributions to real GDP growth reflect their growth rate weighted by their share of nominal GDP.

Figure 2-3.

Projected Contributions to the Growth of Real GDP



Source: Congressional Budget Office.

The values show the contribution of the major components of GDP to the projected growth rate of real GDP (that is, GDP adjusted to remove the effects of inflation). Consumer spending consists of personal consumption expenditures. Business investment comprises purchases of equipment, nonresidential structures, and intellectual property products, as well as the change in inventories. Residential investment comprises the construction of single-family and multifamily structures, manufactured homes, and dormitories; spending on home improvements; and brokers' commissions and other ownership-transfer costs. Purchases by federal, state, and local governments are taken from the national income and product accounts. Net exports are exports minus imports.

Data are annual. Changes are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next.

GDP = gross domestic product.

CBO

ES COPIA FIEL

Table 2-2.

Projected Growth in Real GDP and Its Components

Percent

	2016	2017	2018
Real GDP	2.0	2.4	2.1
Consumer Spending	2.6	2.2	1.9
Business Investment	0.4	4.6	2.9
Business fixed investment	1.4	4.9	3.3
Residential Investment	6.7	10.9	8.0
Purchases by Federal, State, and Local Governments	0.6	0.8	0.7
Federal	-0.8	-0.4	-0.7
State and local	1.5	1.6	1.5
Exports	2.2	3.7	3.0
Imports	3.2	4.9	3.0
Memorandum:			
Net Exports (Change in billions of 2009 dollars)	-38.5	-56.3	-17.3

Source: Congressional Budget Office.

Real GDP is the output of the economy adjusted to remove the effects of inflation. Consumer spending consists of personal consumption expenditures. Business investment comprises business fixed investment—purchases of equipment, nonresidential structures, and intellectual property products—and the change in inventories. Residential investment comprises the construction of single-family and multifamily structures, manufactured homes, and dormitories; spending on home improvements; and brokers' commissions and other ownership-transfer costs. Purchases by federal, state, and local governments are taken from the national income and product accounts. Net exports are exports minus imports.

Data are annual. Changes are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next year.

GDP = gross domestic product.

net exports (exports minus imports) will restrain growth from 2016 through 2019 but contribute slightly to growth thereafter, CBO projects.

Consumer Spending. CBO expects consumer spending on goods and services, which accounts for over two-thirds of economic output, to be a major component of the growth of real GDP through 2020. It is expected to contribute nearly all—1.8 percentage points—of the 2.0 percentage-point growth of real GDP this year. However, CBO estimates that the contribution of consumer spending to real GDP growth will recede to 1.5 percentage points in 2017 and decline somewhat thereafter.

In CBO's projections, the main factor explaining the slowing growth of consumer spending over the next few years is slowing growth in real disposable personal income—which, in turn, largely reflects slowing growth in employees' real compensation (see Figure 2-4). The growth rate of real compensation diminishes, notably in 2017 and 2018, as the growth in employment slows; that moderation outweighs an acceleration in compensation per hour. Also reducing the projected growth of real disposable income are CBO's expectations that energy prices will continue to rebound through the end of 2017 (reducing some of the extra purchasing power that consumers gained in recent years) and that factors such as real bracket creep will slightly increase personal tax liabilities.

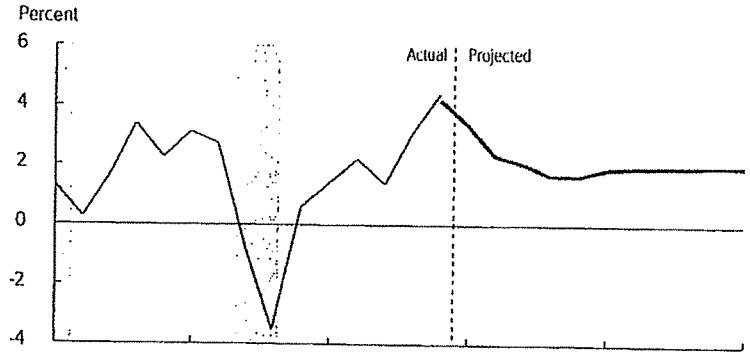
Nevertheless, CBO expects consumer spending to grow—by 2.6 percent in 2016 and by smaller amounts in later years. One factor projected to support consumer spending is further increases in housing prices, which will help raise household wealth. Another is improvements in households' access to credit and creditworthiness. As employment and disposable income rise further, CBO expects banks to continue to increase their willingness to make consumer loans. Households' debt and debt-service payments have fallen markedly as a percentage of disposable personal income since the recession ended in 2009, and delinquency rates on consumer loans are historically low, by some measures. Lighter debt burdens give families greater capacity to borrow for major purchases. Although interest rates are likely to rise in the future, their effect on debt-service burdens will be muted, because the rates are expected to remain low by historical standards.

Business Investment. CBO projects that real business investment will contribute 0.1 percentage point to the

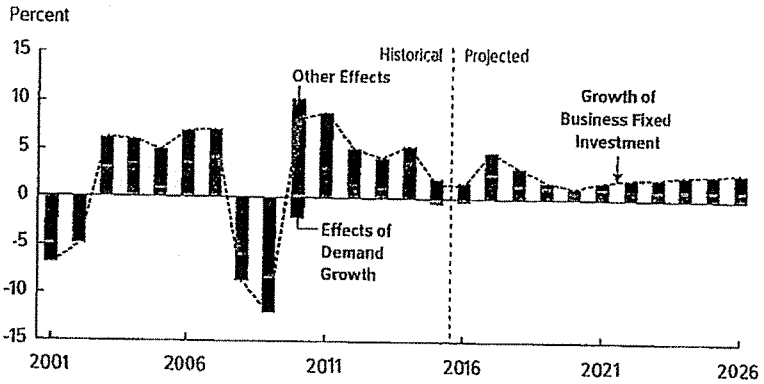
Figure 2-4.

Factors Underlying the Projected Contributions to the Growth of Real GDP

Slowing growth in the total amount of employees' real compensation is projected to slow the growth of consumer spending in the next few years.



Over the next few years, in CBO's assessment, businesses' response to the past and expected growth of demand will drive the growth of their real fixed investment. However, the faster growth of investment projected for 2017 is due to other effects, such as the end of a prolonged drop in the price of crude oil.



Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Economic Analysis, the Census Bureau, and the Federal Reserve.

The total amount of employees' real compensation is the sum of wages, salaries, and supplements divided by the price index for personal consumption expenditures. Percentage changes in employees' real compensation are measured from the average of one calendar year to the next. Values from 2001 through 2015 (the thin line) reflect revisions to the national income and product accounts that the Bureau of Economic Analysis released on July 29, 2016. Values from 2015 through 2026 (the thick line) reflect the data available and projections made before July 29.

The effects of demand growth are the estimated effects of the past and expected growth of demand for businesses' output on the growth of real business fixed investment (purchases of equipment, nonresidential structures, and intellectual property products, adjusted to remove the effects of inflation). That is, businesses buy new capital both to meet the growth of demand for their goods and services since the last time they purchased capital and to meet the expected future growth of demand. (They also replace worn-out or obsolete capital.) The other effects on business fixed investment include such factors as taxes and the cost of financing investments. Percentage changes are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next. Values reflect the data available before the Bureau of Economic Analysis released its revisions to the national income and product accounts on July 29, 2016.

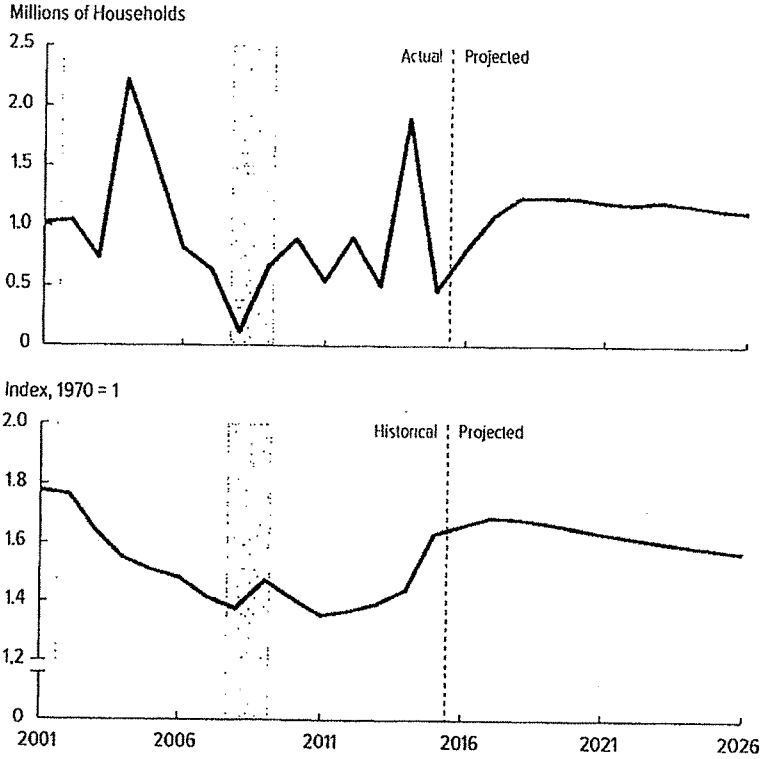
Continued

growth of real GDP in 2016, the result of a negative contribution in the first half of the year and an expected positive one in the second half. Real business investment is projected to make a larger contribution to real GDP growth in 2017, 0.6 percentage points, and that increase accounts for much of the projected rise in the growth of GDP next year. Investment contributes 0.4 percentage points to the projected growth of output in 2018 and less after that. All of those contributions will be from business fixed investment—that is, investment in nonresidential structures, equipment, and intellectual property products—rather than from investment in inventories. Inventory investment is expected to make a small negative contribution to growth in 2016, largely because it slowed during the first half of the year, and thereafter to make neither a positive nor a negative contribution.

ES COPIA FIEL

Figure 2-4. Continued

Factors Underlying the Projected Contributions to the Growth of Real GDP



A projected increase in household formation will contribute to faster growth in residential investment during the next two years.

The continued appreciation of the exchange rate of the U.S. dollar this year is projected to contribute to lower net exports this year and next.

Household formation is the change in the number of occupied housing units from the fourth quarter of the previous year to the fourth quarter of the year indicated.

The measure of the exchange rate of the dollar is an export-weighted average of exchange rates between the dollar and the currencies of the United States' leading trading partners. Data are calendar year averages.

Actual and historical data are plotted through 2015.

GDP = gross domestic product.

Businesses' response to the past and expected growth of demand for their output will drive the growth of their fixed investment over the next few years, in CBO's view (see Figure 2-4). In addition to replacing worn-out or obsolete capital assets, businesses invest in new assets to meet unexpected demand for their goods and services in the past and expected demand in the future. Although the current level of nonmining investment is roughly compatible with businesses' need to keep pace with expected new demand, in CBO's estimation, businesses still need to make up for some investment forgone during the recession and slow recovery—when sluggish consumer spending, residential construction, and spending by state and local governments curtailed investment. For example, both the national office vacancy rate and the national industrial availability rate are near the lows reached during the last business cycle.[9] CBO expects that the growth in demand will continue to significantly boost investment through 2018 but that it will slow and provide a smaller boost in later years.

A number of other factors contribute to the projected increase of business investment next year. For one, CBO anticipates that the price of crude oil will rise. During

9. The office vacancy rate is the amount of vacant office space for lease divided by the total square footage of office space. The industrial availability rate is the supply of available space in large industrial buildings as a percentage of the total amount of such space.

2015 and early 2016, falling oil prices sharply reduced real investment in mining structures and mining equipment; modestly higher oil prices are expected to boost mining-related investment next year. Also, factors that contributed to the weakness in real investment in nonmining equipment at the end of last year and during the first half of this year—declining productivity (which reduced the profitability of new investment) and weaker business confidence—will wane, in CBO's view.

Some factors temper CBO's projections of business investment after next year. Partial-expensing provisions in the tax code, which encourage investment by letting businesses deduct new capital expenses from their taxable income more rapidly than they could otherwise, will gradually expire during the 2018–2020 period. The increase in interest rates anticipated in CBO's forecast will also exert some downward pressure on investment, but not enough to offset the influence of the ongoing economic expansion.

Residential Investment. CBO expects real residential investment to keep growing rapidly over the next few years, even as mortgage interest rates rise.[10] The fact that the sector is small will limit its contribution to the growth of real GDP, but CBO expects that contribution to be noticeably larger than the historical average. CBO projects that residential investment will contribute 0.2 percentage points to the growth of real GDP in 2016—slightly less than in 2015, because the growth of housing starts slowed this year.[11] As such growth picks up, residential investment is projected to contribute 0.4 percentage points to GDP in 2017 and a smaller amount thereafter.

CBO anticipates that the construction of new homes will be the primary contributor to residential investment, mainly because of stronger household formation (see Figure 2-4).[12] Aside from a puzzling surge in 2014, household formation has been unusually weak since the 2006 peak of the housing boom, averaging only about 750,000 net new households per year over the past 10 years—far lower than the annual average of 1.23 million over the 20 years before that. Some of the recent weakness probably stems from a sharp tightening of mortgage lending standards from 2007 to 2009. Even though those standards remain tighter than they were before 2007, they have begun loosening over the past few years; as they continue to loosen and as employment continues to improve, household formation will gradually return to historical averages, CBO expects.

CBO anticipates that stronger growth in demand for housing will put upward pressure on house prices. In 2015, house prices rose by 5.9 percent.[13] CBO projects that they will increase by 4.2 percent in 2016 and by about 2.5 percent per year, on average, over the 2017–2020 period. (That projection incorporates an expected increase in the supply of housing units, which will temper the price increases resulting from stronger housing demand.)

Government Purchases. During each of the next three years, if current laws governing federal fiscal policies generally remained in place, total real purchases of goods and services by federal, state, and local governments would contribute 0.1 percentage point to the growth of real output, roughly the same amount as in 2015, CBO projects. The projected growth of the real value of total government purchases in 2016 results from an estimated 0.8 percent decrease in federal purchases and an estimated 1.5 percent increase in state and local purchases. CBO projects similar changes for 2017 and 2018, assuming that the statutory caps on funding for discretionary programs would cause reductions in real purchases by the federal government in both of those years. (See Chapter 1 for a discussion of how the caps affect projected outlays.) In later years of the projections, real purchases by the federal government change little.

In 2019 and 2020, real government purchases are projected to contribute 0.2 percentage points annually to the growth of real output, almost entirely because of growth in real purchases by state and local governments. CBO projects that state and local purchases will grow throughout the 2016–2020 period because, in its view, state and local governments will increase spending as their tax revenues continue to grow.

10. Residential investment consists mostly of the construction of single-family and multifamily residences, residential improvements, and real estate agents' commissions and other ownership transfer costs.

11. Housing starts are the number of new housing units on which construction has begun in a given period.

12. Household formation is the change in the number of occupied housing units.

13. That increase, which is on a fourth-quarter-to-fourth-quarter basis, was calculated from the Federal Housing Finance Agency's price index for home purchases.

ES COPIA FIEL

Net Exports. CBO expects real net exports to fall from 2016 through 2019, extending the decline of the past two years.[14] The projected decline reflects CBO's expectation that real imports will grow faster than real exports, on average. The decline in real net exports reduces projected GDP growth by 0.2 percentage points in 2016, by 0.3 percentage points in 2017, by 0.1 percentage point in 2018, and by a negligible amount in 2019. In 2020, real net exports are expected to rise slightly, making a very small contribution to growth.

CBO's projection of real net exports is strongly influenced by a significant increase in the exchange value of the dollar during the past two years and by the agency's forecast of that value (see Figure 2-4). From mid-2014 through the second quarter of this year, the trade-weighted U.S. dollar appreciated by approximately 20 percent.[15] In CBO's estimation, that appreciation occurred because long-term interest rates declined among the United States' leading trading partners, particularly in Europe and Asia, and because the outlook for foreign growth deteriorated. Those developments boosted the dollar by increasing demand for dollar-denominated assets relative to assets denominated in other currencies. More recently, after the United Kingdom's vote to leave the European Union, the dollar rose significantly against the British pound and the euro, implying that the expected return on assets from the United Kingdom and the European Union fell in relation to the expected return on dollar-denominated assets. In CBO's projections, foreign central banks' efforts to boost aggregate demand in response to such factors continues to increase the exchange value of the dollar over the next two years, making U.S. exports more expensive abroad and thus tending to reduce net exports.

CBO also expects that stronger growth in the United States than in its trading partners will weaken net exports over the next two years. In particular, prices for oil and other commodities, which are lower than their averages over the past 10 years, are dampening growth in Canada and Mexico. The United Kingdom's pending exit from the European Union will probably reduce growth in European economies and especially in the British economy over at least the next few years. In addition, China's economic output is projected to keep decelerating as its economy shifts to depend less on investment and more on consumption.

In later years, however, as commodity prices rebound, CBO expects faster growth among the nation's major trading partners—especially Canada and Mexico, and to a lesser extent China. As a result, net exports are projected to decline less in 2019 than in previous years and to start rising in 2020. Moreover, CBO expects that as growth strengthens and inflation rises in foreign economies, central banks will gradually tighten their monetary policies—pushing up interest rates in those countries, reducing the exchange value of the dollar, and leading to an increase in U.S. net exports in 2020 (and beyond).

The Labor Market

The labor market continued to improve in the first half of 2016. The primary measure that CBO uses to assess the amount of slack in the labor market—the estimated shortfall in employment from its potential amount—fell by about 1 million people between the end of 2015 and June 2016, when it stood at 1.4 million people. (For more discussion of the current amount of slack, see Box 2-2.) That decline reflected both a drop in the unemployment rate and an increase in the labor force participation rate.[16]

According to CBO's estimates, the growth of aggregate demand will increase demand for labor, shrinking the employment shortfall to about three-quarters of a million people by the end of 2016 and eliminating it by the middle of 2017 (see Figure 2-5). That projection reflects two expectations that partly offset each other: first, that the labor force will be smaller than its estimated potential size during that period; second, that the unemployment rate will fall below the estimated natural rate of unemployment (the rate that arises from all sources except fluctuations in

14. Net exports are currently negative, meaning that the United States imports more than it exports. A decrease in net exports indicates that imports are increasing more than exports.

15. CBO's measure of the exchange value of the dollar is an export-weighted average of the exchange rates between the dollar and the currencies of leading U.S. trading partners. Similarly, CBO calculates the economic growth of leading U.S. trading partners as a weighted average of their growth rates, using shares of U.S. exports as weights.

16. The labor force participation rate is the percentage of people in the civilian noninstitutionalized population who are at least 16 years old and are either working or seeking work.

Box 2-2.

Current Slack in the Labor Market

Underused resources, or "slack," remains in the labor market. The Congressional Budget Office bases that assessment on its analysis of the employment shortfall, on various other measures of underused labor, and on such indicators as the growth of compensation and rates of hiring and quitting.

The employment shortfall, CBO's primary measure of slack in the labor market, is the difference between actual employment and the agency's estimate of potential (maximum sustainable) employment. Potential employment is what would exist if the unemployment rate equaled its natural rate—that is, the rate that arises from all sources except fluctuations in aggregate demand for goods and services—and if the labor force participation rate equaled its potential rate. Consequently, the employment shortfall has two components: an unemployment component and a participation component. The unemployment component is the difference between the number of jobless people seeking work at the current rate of unemployment and the number who would be jobless at the natural rate of unemployment. The participation component is the difference between the number of people in the current labor force and the number who would be in the labor force at the potential labor force participation rate. CBO estimates that the employment shortfall was about 1.4 million people in the second quarter of 2016; nearly the entire shortfall (about 1.3 million people) stemmed from a depressed labor force participation rate.

The employment shortfall accounts for the most important sources of slack in the current labor market, but it does not account for all of them. One source of slack that is not accounted for in the employment shortfall is an unusually large percentage of part-time workers who would prefer to work full time. In the second quarter of 2016, about 6 million workers, or about 4 percent of all workers, were employed part time for economic reasons—that is, because employers were offering them part-time jobs, even though they would have preferred full-time jobs. That 4 percent rate was still about 1 percentage point higher than the rate in the fourth quarter of 2007. But it is hard to determine how much of that 1 percentage-point difference represented slack, because part of the increase since 2007 might have been related to structural factors. One such factor is that employment has been shifting to industries that employ a larger fraction of part-time workers, such as service industries. That development may be increasing the share of employees who work fewer hours than they would like.[1]

Another source of slack is the number of people who are marginally attached to the labor force—that is, who are not looking for work now but have looked for it in the past 12 months. That number is larger than it was before the recession—about 1.7 million people in the second quarter of 2016, up from about 1.4 million in the fourth quarter of 2007. Because the elevated number of marginally attached workers is closely related to the depressed rate of labor force participation, it is largely reflected in CBO's measure of the employment shortfall. Marginally attached workers are also included in the U-6 measure of underused labor computed by the Bureau of Labor Statistics, along with the number of unemployed people and the number of people employed part time for economic reasons.[2] In the second quarter of this year, the U-6 measure stood at 9.7 percent, down slightly from 9.9 percent in the fourth quarter of last year but higher than the 8.5 percent observed before the recession.

Some measures of the number of hours worked, such as the average number of hours worked per week, could also indicate slack in the labor market. CBO does not use hours to measure slack because the agency forecasts average hours worked per week for only a portion of the economy (the nonfarm business sector). Nonetheless, by the end of 2015, the average number of hours worked per week had returned to its prerecession level, and in the nonfarm business sector, it had returned to its usual relationship with potential average hours worked per week. That fact suggests that any cyclical influence on the average number of hours worked per week is not currently a significant source of labor market slack.[3]

Other economic indicators offer mixed signals about the amount of slack remaining in the labor market. Hourly labor compensation continued to grow more slowly than labor productivity and inflation in the first half of 2016, indicating slack. But two indicators—the rate at which job seekers are hired and the rate at which workers are quitting their jobs, both measured as a fraction of total employment—show little evidence of slack: Both are currently near their prerecession levels.

1. See Rob Valletta and Catherine van der List, "Involuntary Part-Time Work: Here to Stay?" Economic Letter 2015-19 (Federal Reserve Bank of San Francisco, June 8, 2015), http://tinyurl.com/pbywpck.

2. The U-6 measure is the number of unemployed workers, marginally attached workers, and workers employed part time for economic reasons as a percentage of the labor force plus all marginally attached workers. By contrast, the unemployment rate that is generally reported in the news—the U-3 unemployment rate—is the number of unemployed workers as a percentage of the labor force.

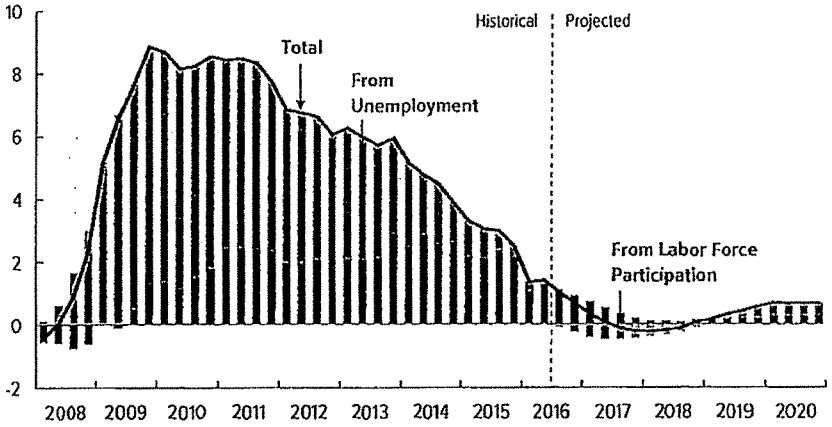
3. The percentage of workers who are working part time for economic reasons is above its prerecession level. Yet the average number of weekly hours worked per job has returned to its prerecession level. The apparent contradiction can be reconciled by noting two developments. First, the number of workers who hold multiple jobs is depressed, so the average number of hours worked per worker is lower than it would be otherwise. Second, the increase in the average number of weekly hours worked per job partly reflects an increase in overtime hours, which may have been concentrated in some jobs even as workers in other jobs would have preferred more hours.

ES COPIA FIEL

Figure 2-5.

The Employment Shortfall

Millions of People



CBO expects the employment shortfall to disappear by the middle of next year.

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics.

The employment shortfall is the sum of two components. The first, the employment shortfall from unemployment, is the number of people who are not employed but would be if the unemployment rate equaled its natural rate (the rate that arises from all sources except fluctuations in aggregate demand for goods and services). That component is projected to fall below zero this year through 2018, reflecting CBO's estimate that the unemployment rate will be below its natural rate during that period. The second component, the employment shortfall from labor force participation, is the number of people who are not employed but would be if the rate of labor force participation equaled its potential.

Data are quarterly.

aggregate demand for goods and services) from mid-2016 until the end of 2018.

Furthermore, the projected drop in the unemployment rate, combined with a labor force participation rate expected to approach its potential value in 2017, leads to a small projected employment surplus—that is, actual employment that is higher than CBO's estimate of potential employment—from the second half of 2017 through 2018. The agency expects the surplus to peak at roughly a quarter of a million people in early 2018. The increased demand for labor and competition for workers, CBO projects, will boost the growth of hourly labor compensation (a measure that includes not only wages and salaries but benefits as well). During 2018, the increase in labor compensation will slightly dampen demand for labor, eliminating the employment surplus by the end of the year, CBO anticipates.

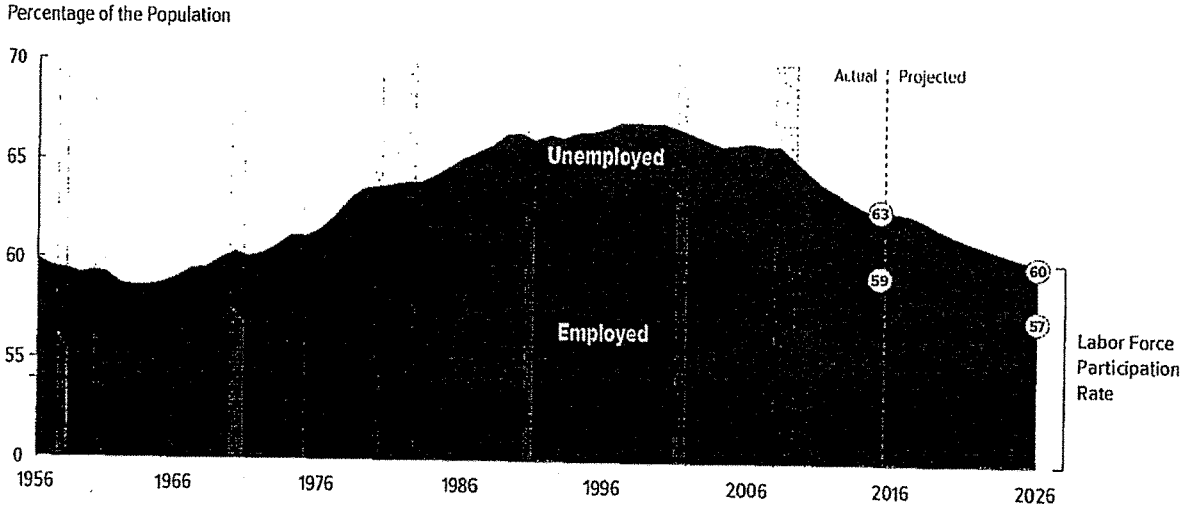
CBO's labor market projections for 2019 and 2020, by contrast, do not reflect expected cyclical developments in the economy. Instead, they serve as transitions to the values that CBO projects for later years, which are based primarily on long-term trends in the supply of labor. Consequently, the unemployment rate is projected to rise slightly in 2019 and 2020 so that it reaches its historical relationship with the natural rate of unemployment, increasing labor market slack to its average level over past decades.

Employment. CBO expects demand for labor to remain healthy. Nonfarm payroll employment rose solidly in the first half of 2016, posting an average increase of 186,000 jobs per month, and the agency expects it to continue to increase, though more slowly, over the next few years—by about 164,000 jobs per month in the second half of 2016 and by about 123,000 jobs per month in 2017. CBO projects that slowdown in employment growth not because it projects a cyclical decline in demand for labor but because it expects the retirement of baby boomers—people born between 1946 and 1964—to slow the growth of the labor force. CBO's employment projections imply that the number of people employed, measured as a percentage of the population, will be roughly unchanged over the next two years. After 2017, however, CBO expects a steady decline in that percentage, as the agency expects the labor force participation rate to fall (see Figure 2-6).

Figure 2-6.

The Labor Force, Employment, and Unemployment

The percentage of the population that is employed is projected to remain roughly unchanged over the next two years and then to decrease through 2026, mainly because baby boomers will be retiring and leaving the labor force.



Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics.

The labor force consists of people who are employed and people who are unemployed but who are available for work and are actively seeking jobs. Unemployment as a percentage of the population is not the same as the official unemployment rate, which is expressed as a percentage of the labor force. Here, the population is the civilian noninstitutionalized population age 16 or older.

Data are annual. Actual data are plotted through 2015.

Labor Force Participation. CBO expects the labor force participation rate to decline slightly next year and more quickly in later years, when its fall would match the fall of the potential participation rate (see Figure 2-7). The actual rate was 62.7 percent in the second quarter of this year—roughly where it has stood since the fourth quarter of 2013, and one-half of a percentage point below CBO's estimate of the potential rate. CBO projects that the actual rate will reach 62.6 percent by the middle of 2017. That rate would be roughly one-tenth of a percentage point below the potential rate, reflecting the long-term relationship between the two rates.

The projected declines in the actual and potential rates of labor force participation reflect several factors. The most important is that members of the baby-boom generation will continue to retire from the labor force in large numbers. The lingering effects of the recession and ensuing weak recovery also continue to push down participation, in CBO's view: Despite recent declines in long-term unemployment, some of the people who lost jobs in the recession left the labor force and will not return.

Furthermore, federal tax and spending policies are expected to lower participation rates slightly over the next several years. In particular, the amount of labor that people are willing to supply is projected to continue to decline over the next few years as people continue adjusting their employment circumstances in response to the provisions of the Affordable Care Act. The structure of the tax code, which pushes some people with rising income into higher tax brackets, will also lower participation rates over the next decade. Finally, long-term trends involving particular groups of people are projected to push down the participation rate slightly. Those trends include, for example, declining labor force participation rates by younger and less educated workers.

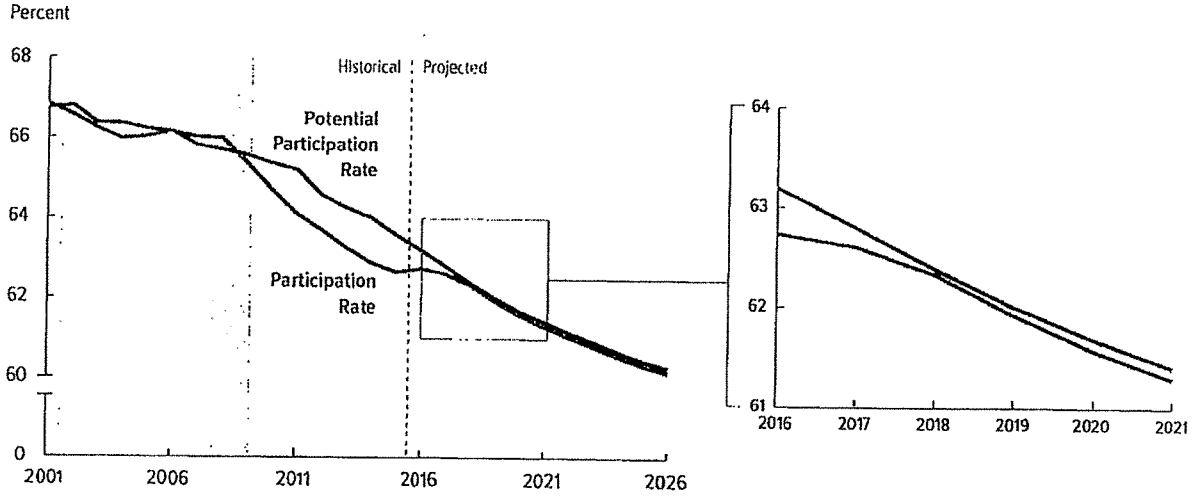
During the next year and a half, the effect of those factors will be largely offset by continued improvement in hiring, as brisk employment growth and rising wages are expected to draw some workers back into the labor force. That improvement explains why the labor force participation rate declines only slightly in CBO's projections through

ES COPIA FIEL

Figure 2-7.

Labor Force Participation Rates

CBO expects the rate of labor force participation to decline slightly next year and more quickly through 2026.



Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics.

The participation rate is the percentage of people in the civilian noninstitutionalized population who are at least 16 years old and in the labor force. The labor force consists of people who are employed and people who are unemployed but who are available for work and are actively seeking jobs. The potential participation rate is what the participation rate would be if not for the effects of the business cycle.

Data are annual. Historical data are plotted through 2015.

2017. Thereafter, the actual labor force participation rate is projected to decline, in tandem with the potential rate, to 61.5 percent in the fourth quarter of 2020.

Unemployment. The unemployment rate fell from 5.0 percent in the fourth quarter of 2015 to 4.9 percent in the middle of 2016. That decline continued the fall that occurred during 2015, when the unemployment rate decreased by nearly three-quarters of a percentage point. Most of the decline over the past two years stemmed from a drop in long-term unemployment (that is, unemployment lasting at least 27 consecutive weeks) as some people who had been unemployed for a long time obtained jobs (see Figure 2-8). That decline suggests that two factors that have perpetuated long-term unemployment in recent years—the stigma associated with it and the erosion of skills that can result from it—have diminished.

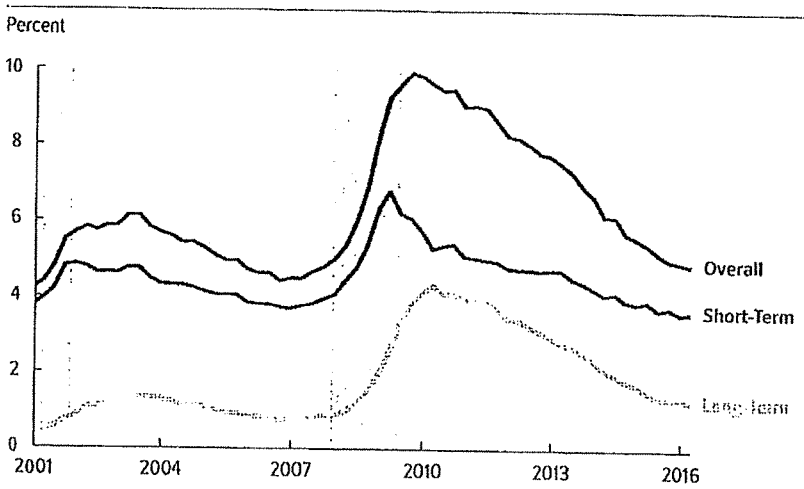
CBO projects that the unemployment rate will fall to 4.6 percent by the end of this year and to 4.5 percent next year, which would be about 0.2 percentage points below the agency's estimate of the natural rate of unemployment. That decline in the unemployment rate reflects a projected increase in demand for labor that would reduce the number of unemployed people. The stronger demand for labor would also encourage people to remain in or rejoin the labor force and seek work, raising the labor force participation rate and moderating the decline in the unemployment rate. Even though the unemployment rate is expected to be relatively low during the coming year, CBO anticipates that some slack will remain in the labor market through the middle of 2017 because fewer people will be participating in the labor market than would do so if the economy was operating at its potential.

CBO expects the natural rate of unemployment to be 4.7 percent from 2018 through 2020. That expectation reflects the rate's decline in recent years—which has occurred as the composition of the workforce has shifted toward older workers, who tend to have lower unemployment rates, and away from less educated workers, who tend to have higher unemployment rates.

Labor Compensation. Hourly compensation rates for workers in private industry, which have grown slowly

Figure 2-8.

Unemployment Rates



Most of the decline in the overall unemployment rate in the past few years reflected a drop in long-term unemployment, suggesting that the effects of stigma and the erosion of skills that can stem from long-term unemployment have diminished.

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics.

The overall unemployment rate is the sum of the short-term unemployment rate and the long-term unemployment rate. The short-term unemployment rate is the percentage of the labor force that has been out of work for 26 weeks or less. The long-term unemployment rate is the percentage of the labor force that has been out of work for at least 27 consecutive weeks. The labor force consists of people who are employed and people who are unemployed but who are available for work and are actively seeking jobs.

Data are quarterly and are plotted through the second quarter of 2016.

since the end of the recession, have recently shown signs of a faster increase. CBO estimates that the employment cost index (ECI) for those workers grew at an average annual rate of 2 percent during the 2010–2015 period but at an average annual rate of 2¾ percent during the first half of this year. The agency projects that the ECI for those workers will grow by more than 3 percent a year, on average, over the next several years (see Figure 2-9). The growth rates of other measures of compensation, such as the average hourly earnings of production and nonsupervisory workers in private industries, are similarly expected to increase.[17]

CBO's projections of labor compensation are based on its projections of demand for workers, slack in the labor market, productivity, and inflation. In the past, growth in labor compensation has been among the last labor market indicators to recover after a recession, picking up only when little slack is left in the labor market. As slack diminishes and firms must increasingly compete for a shrinking pool of unemployed or underemployed workers, growth in hourly compensation will rise, in CBO's assessment.

Inflation

CBO expects inflation to rise through 2017. Diminishing slack in the economy will increase inflation, but widely held expectations of low and stable inflation will restrain the increase.

This year, CBO projects, the rate of inflation in the PCE price index will rise to 1.5 percent, up from 0.5 percent in 2015 (see Figure 2-10). That increase reflects diminishing slack and CBO's forecast of higher prices for crude oil, which will boost prices for energy goods and services; working in the opposite direction is an increase in the value of the dollar in relation to other currencies, which will suppress inflation in the price of many imported goods. In 2017, the rate of inflation is projected to rise to 2.0 percent, the Federal Reserve's longer-run goal. After 2017, CBO expects the rate to remain at 2.0 percent. That projection reflects CBO's judgment that consumers and businesses expect the Federal Reserve to adjust monetary policy to prevent inflation from deviating from its 2 percent target for long. CBO has a similar projection

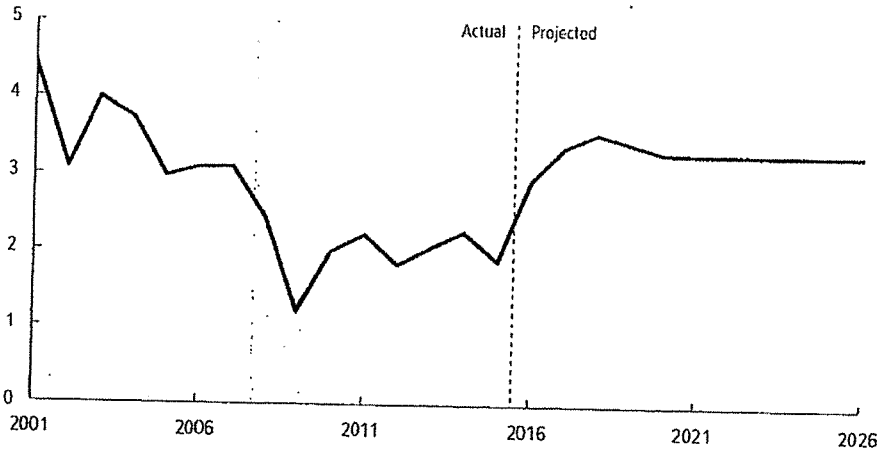
17. An additional indicator of recent acceleration in wage growth comes from the Federal Reserve Bank of Atlanta's Wage Growth Tracker, which measures the median change from year to year in the hourly wages recorded in the Current Population Survey. That indicator shows average wage growth of 3.3 percent in the first half of 2016, compared with 3.1 percent in 2015. See www.frbatlanta.org/chcs/wage-growth-tracker for more details.

ES COPIA FIEL

Figure 2-9.

Hourly Labor Compensation

Percentage Change



CBO projects that reduced slack in the labor market, along with faster growth in productivity and prices, will boost the growth of hourly labor compensation.

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics.

Hourly labor compensation is measured by the employment cost index for the total compensation—wages, salaries, and employers' costs for employees' benefits—of workers in private industry.

Data are annual. Percentage changes are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next. Actual data are plotted through 2015.

for core PCE inflation, which excludes food and energy prices. In CBO's forecast, that inflation rate reaches 1.8 percent this year, 1.9 percent in 2017, and 2.0 percent in 2018, where it remains through 2020.

The consumer price index for all urban consumers (CPI-U) and its core version are expected to increase a little more quickly than their PCE counterparts because of the different methods used to calculate them. CBO projects that the difference between inflation as measured by the CPI-U and inflation as measured by the PCE price index will generally be about 0.4 percentage points per year, which is close to the average difference over the past several decades.

The Economic Outlook for 2021 Through 2026

CBO's projections of GDP, unemployment, inflation, and interest rates for 2021 through 2026—unlike its projections for the next few years—are not based on forecasts of cyclical developments in the economy. Rather, they are based mainly on projections of underlying trends in key variables, such as the size of the labor force, the number of hours worked, capital investment, and productivity. CBO also considers the effects on those variables of the federal tax and spending policies specified in current law.

CBO has made the following projections for the 2021–2026 period:

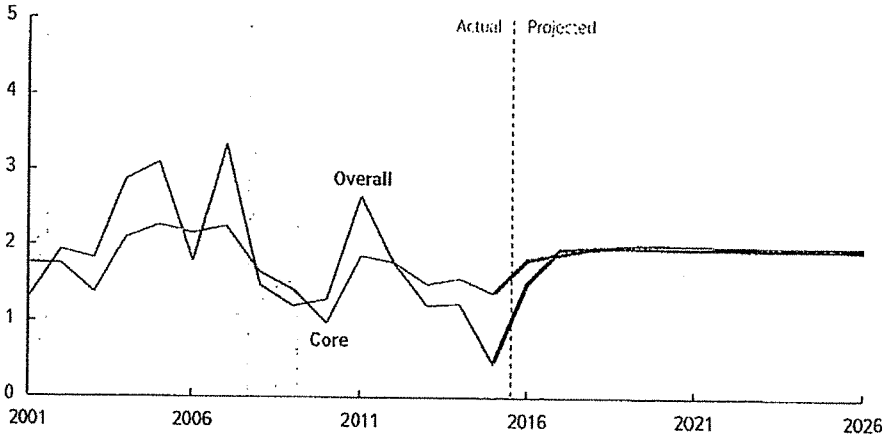
- Actual and potential real GDP grow at an average rate of roughly 2.0 percent per year. Real GDP stays one-half of one percent below real potential GDP, on average—as it has roughly been, on average, over the seven complete business cycles that occurred between 1961 and 2009.[18]
- The unemployment rate remains stable at 4.9 percent, slightly above the estimated natural rate of 4.7 percent. That gap is consistent with the average gap between actual and potential GDP.
- Both overall inflation and core inflation average 2.0 percent per year as measured by the PCE price index, and both are slightly higher as measured by the CPI-U.
- The interest rates for 3-month Treasury bills and 10-year Treasury notes average 2.8 percent and 3.6 percent, respectively.

18. See Congressional Budget Office, *Why CBO Projects That Actual Output Will Be Below Potential Output on Average* (February 2015), www.cbo.gov/publication/49890.

Figure 2-10.

Inflation

Percentage Change in Prices



CBO expects inflation to rise to the Federal Reserve's goal of 2 percent next year—an expectation that is consistent with CBO's projection of diminishing slack in the economy.

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Economic Analysis.

The overall inflation rate is based on the price index for personal consumption expenditures; the core rate excludes prices for food and energy.

Data are annual. Values from 2001 through 2015 (the thin lines) reflect revisions to the national income and product accounts that the Bureau of Economic Analysis released on July 29, 2016. Values from 2015 through 2026 (the thick lines) reflect the data available and projections made before July 29. Percentage changes are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next.

Potential Output

Real output will grow more quickly during the 2021–2026 period than it has during the past decade, CBO expects, because the economy's productivity will grow more quickly and because business investment will be stronger. Nevertheless, slower growth in the nation's supply of labor will probably keep economic growth weaker than it was during the 1980s, 1990s, and early 2000s.

Growth in Potential Output Compared With Growth Since the Last Recession. For the 2021–2026 period, CBO expects potential output to grow by 2.0 percent per year, on average (see Table 2-3). Such growth would be faster than the 1.5 percent per year estimated for the 2008–2015 period. The main reason for the projected increase is that CBO expects potential labor force productivity (the ratio of potential GDP to the potential labor force) to accelerate. By contrast, CBO anticipates that the potential labor force will grow at almost exactly the same rate at which it grew from 2008 through 2015.

In CBO's projections, the pickup in potential labor force productivity is concentrated in the nonfarm business sector, which accounts for about three-quarters of GDP. In particular, CBO expects growth in potential TFP in the nonfarm business sector to quicken from its unusually slow pace of 0.8 percent per year since 2008 to 1.2 percent during the 2021–2026 period.[19]

CBO also projects that capital services, which contribute to labor productivity and potential output, will grow more quickly than they did from 2008 through 2015. The growth of capital services in the nonfarm business sector has been restrained since 2008 because of weak investment, itself partly a response to the cyclical weakness of aggregate demand for goods and services. And in the long term, the growth of capital services generally depends on increases in TFP and hours worked, both of which have grown slowly since 2008. In CBO's projections, most of the increase in the growth of capital services between the 2008–2015 period and the 2021–2026 period comes from faster growth in potential TFP.

19. CBO projects that by 2020, growth in potential TFP will gradually return to a rate equal to the weighted average of the growth rates estimated between 1991 and 2015. The projected rate for 2020 is slightly slower than the unweighted average for the 1991–2015 period because CBO places more weight on the relatively slow growth of TFP during the recession and recovery than on the faster growth rates of the 1990s and early 2000s.

ES COPIA FIEL

Table 2-3.

Key Inputs in CBO's Projections of Potential GDP

Percent

	Average Annual Growth							Projected Average Annual Growth		
	1950-1973	1974-1981	1982-1990	1991-2001	2002-2007	2008-2015	Total, 1950-2015	2016-2020	2021-2026	Total, 2016-2026
Overall Economy										
Potential GDP	4.0	3.2	3.2	3.2	2.5	1.5	3.2	1.7	2.0	1.8
Potential Labor Force	1.6	2.5	1.6	1.2	1.0	0.5	1.5	0.4	0.5	0.5
Potential Labor Force Productivity[a]	2.4	0.7	1.6	2.0	1.5	0.9	1.7	1.3	1.4	1.4
Nonfarm Business Sector										
Potential Output	4.1	3.6	3.4	3.7	2.8	1.7	3.4	1.9	2.3	2.1
Potential Hours Worked	1.4	2.3	1.6	1.4	0.3	0.5	1.3	0.3	0.5	0.4
Capital Services	3.8	3.8	3.5	3.8	2.8	1.7	3.4	2.3	2.1	2.2
Potential TFP	1.9	1.0	1.1	1.4	1.7	0.8	1.4	0.9	1.2	1.1
Potential TFP excluding adjustments	1.9	1.0	1.1	1.4	1.3	0.8	1.4	0.9	1.2	1.1
Adjustments to TFP (Percentage points)[b]	0	0	0	0.1	0.4	0	0.1	*	*	*
Contributions to the Growth of Potential Output (Percentage points)										
Potential hours worked	0.9	1.5	1.0	0.9	0.2	0.3	0.9	0.2	0.3	0.3
Capital services	1.2	1.2	1.2	1.3	1.0	0.6	1.1	0.8	0.7	0.8
Potential TFP	1.9	1.0	1.1	1.4	1.7	0.8	1.4	0.9	1.2	1.1
Total Contributions	4.0	3.7	3.4	3.6	2.9	1.7	3.4	1.9	2.3	2.1
Potential Labor Productivity[c]	2.6	1.3	1.8	2.3	2.6	1.2	2.1	1.6	1.8	1.7

Source: Congressional Budget Office.

Potential GDP is CBO's estimate of the maximum sustainable output of the economy.

GDP = gross domestic product; TFP = total factor productivity; * = between -0.05 percentage points and zero.

a. The ratio of potential GDP to the potential labor force.

b. The adjustments reflect CBO's estimate of the unusually rapid growth of TFP between 2001 and 2003, as well as changes in the labor force's average level of education and experience.

c. The ratio of potential output to potential hours worked in the nonfarm business sector.

Nonetheless, the projections of the potential labor force, capital services, and potential TFP are dampened because of lingering effects of the recession and slow recovery.

Because of those factors, CBO expects potential labor force productivity for the economy as a whole to pick up to 1.4 percent. That growth rate is substantially higher than the 0.9 percent average rate that CBO estimates for the 2008–2015 period.

Growth in Potential Output Compared With Growth in Previous Business Cycles. Even though CBO's projection of the growth of potential output over the 2021–2026 period represents an acceleration, it is a full percentage point slower than the estimated 3.0 percent average annual growth that the economy experienced between 1981 and 2007. Most of that difference reflects the slower growth of the potential labor force, which will result mainly from the ongoing retirement of baby boomers and from a relatively stable labor force participation rate among working-age women. (That rate increased sharply from the 1960s to the mid-1990s.) Federal tax and spending policies set in current law are also projected to cause some people to work less than in earlier decades (see "The Labor Market" below). The rest of the difference between the growth of potential output projected for the 2021–2026 period and the growth seen between 1981 and 2007 results from a slower increase in potential

labor force productivity (which averaged 1.7 percent from 1981 to 2007). That slowdown is attributable mainly to two further projections of CBO's: slower growth of capital services and slower potential TFP growth in the nonfarm business sector. Those projections mainly reflect CBO's projection of greater federal borrowing, which would crowd out some private investment, and the agency's expectation that some of the very slow growth of TFP since the 2007–2009 recession will persist.

The Labor Market

In CBO's projections, the unemployment rate follows its long-term relationship with the natural rate of unemployment. Specifically, the unemployment rate falls from 5.0 percent in the first quarter of 2020 to 4.9 percent in the fourth quarter of 2026—roughly a quarter of a percentage point higher than the natural rate of 4.7 percent.[20] The natural rate also declines slightly over that period, reflecting the shift in the composition of the workforce toward older workers, who tend to have lower unemployment rates, and away from less educated workers, who tend to have higher ones.

CBO projects a potential rate of labor force participation of 60.3 percent in 2026. That rate is about 1 percentage point lower than what the agency projects for 2021 and about 5½ percentage points lower than the estimated rate at the end of 2007. CBO attributes roughly 4½ percentage points of the decline between 2007 and 2026 to the aging of the population (because older people tend to participate less in the labor force than younger ones do) and to the reduced participation of less skilled workers, and one-quarter of a percentage point to the fact that some workers withdrew from the labor force in response to the recent recession and slow recovery. The rest of the projected decline in potential labor force participation stems from the Affordable Care Act and the structure of the tax code, both of which reduce workers' incentive to supply labor. CBO projects that employment as a percentage of the population will fall to 57 percent in 2026, reflecting that decline in the potential labor force participation rate.

Real compensation per hour in the nonfarm business sector, a measure of labor costs that is a useful gauge of longer-term trends, will grow at an average annual rate of 1.9 percent between 2021 and 2026, CBO projects. That projection is consistent with the agency's projection that the annual growth of labor productivity in that sector will average 1.8 percent over that period, reflecting the close historical relationship between productivity growth and real compensation growth. Although that relationship broke down in the early 2000s, when real compensation per hour grew more slowly than productivity, in recent years the two have grown at similar rates, suggesting that the relationship has been largely restored. CBO expects that it will be maintained in the future. Another measure of hourly labor compensation, the ECI for workers in private industry, shows a similar pattern in the agency's projections.

Inflation

In CBO's projections, inflation as measured by the overall PCE and the core PCE price indexes averages 2.0 percent per year over the 2021–2026 period. That rate is consistent with the Federal Reserve's longer-run goal and is broadly in line with widely held expectations. As measured by the CPI-U and the core CPI-U, projected inflation is higher during that period, at 2.4 percent and 2.3 percent per year, respectively. The CPI-U and the core CPI-U have grown at similar rates, on average, over long periods. But from 2021 through 2026, CBO expects energy prices to rise slightly more quickly than other prices, making the CPI-U grow more quickly than the core CPI-U, on average.

Interest Rates

CBO projects that the interest rates on 3-month Treasury bills and 10-year Treasury notes will average 2.8 percent and 3.6 percent, respectively, throughout the 2021–2026 period. The federal funds rate is projected to be 3.1 percent.

The projected *real* interest rate on 10-year Treasury notes—that is, after the effect of expected inflation (as measured by the CPI-U) is removed—equals 1.2 percent between 2021 and 2026. That rate would be well above the current real rate but well below the average real rate of 2.9 percent between 1990 and 2007. CBO uses that period for comparison because it featured fairly stable expectations of inflation and no severe economic downturns or financial crises.

According to CBO's analysis, average real interest rates on Treasury securities will be lower than they used to be for several reasons, including slower growth in the labor force and slightly slower growth of productivity, both of which

20. The projected gap between the unemployment rate and the natural rate corresponds to the projected gap between output and potential output.

ES COPIA FIEL

will reduce the rate of return on capital. Furthermore, a greater share of total income is expected to go to high-income households, which will increase saving and make more funds available for borrowing. The premium on risky assets is expected to be higher than its average from 1990 to 2007—boosting relative demand for Treasury securities, increasing their prices, and thereby lowering their interest rates. And net inflows of capital from other countries, measured as a percentage of GDP, are also expected to be higher, making more funds available for borrowing.

CBO expects the term premium—the extra return paid to bondholders for the added risk associated with holding long-term bonds—to be smaller from 2021 through 2026, on average, than it was before the late 1990s. Over the past two decades, the prices of long-term Treasury securities and of risky assets in the United States have moved in opposite directions. In other words, periods with weaker economic growth and lower returns in the stock market have been associated with increases in the prices of Treasury securities, which was not the case before the early 2000s. As a result, investors trying to protect themselves from adverse economic surprises may demand long-term Treasury securities to a greater degree than they used to. A related factor pushing down the term premium is that investors may have increased their demand for financial assets, such as long-term Treasury securities, that can protect them from unexpectedly low inflation. Altogether, CBO anticipates, that greater demand for long-term Treasury securities will result in a term premium and long-term interest rates that are lower than they were before the late 1990s.

Other factors are projected to push real interest rates up from their earlier average, but not by enough to offset the factors pushing rates down. Federal debt is projected to grow as a percentage of GDP, increasing the supply of Treasury securities. The country's ratio of older people, who will be drawing down their savings, to younger workers in their prime saving years will be higher than it was before; that will decrease saving, thereby making fewer funds available for borrowing. And a larger share of income will come from capital, increasing returns on capital assets with which Treasury securities compete.[21]

In addition to considering those factors, CBO relies on information from financial markets when it projects interest rates over the long term, and incorporating that information has tended to reduce the agency's projections in recent years. For example, the current interest rate on long-term Treasury securities is determined by investors' expectations of interest rates on shorter-term securities several years into the future. Prices in financial markets indicate that investors expect short-term interest rates to rise only gradually over the next several years, possibly because they expect certain forces putting downward pressure on interest rates in the United States to persist over the next decade. One force is weakness in global financial and monetary conditions, which has resulted in a flight to low-risk securities and currencies, especially U.S. Treasury securities. A second force is low interest rates on foreign assets, which push down rates on U.S. assets that can be substituted for them. Finally, investors may have concluded that obstacles to U.S. economic growth will persist, requiring the Federal Reserve to keep short-term interest rates extraordinarily low. As a result, CBO's projections of long-term rates are lower than they would have been otherwise.

Projections of Income From 2016 Through 2026

Economic activity and tax revenues depend on aggregate income—the total amount of income in the economy—and on its distribution among various categories, such as labor income, domestic economic profits, proprietors' income, and interest and dividend income. CBO therefore projects income in those categories over the next 10 years, estimating each category's share of gross domestic income (GDI, the income earned in the production of GDP).[22] The categories of income that affect revenues most strongly are labor income (especially wage and salary payments) and domestic economic profits.[23]

21. For a more detailed discussion of the factors affecting future interest rates, see Congressional Budget Office, *The 2016 Long-Term Budget Outlook* (July 2016), pp. 100–103, www.cbo.gov/publication/51580.

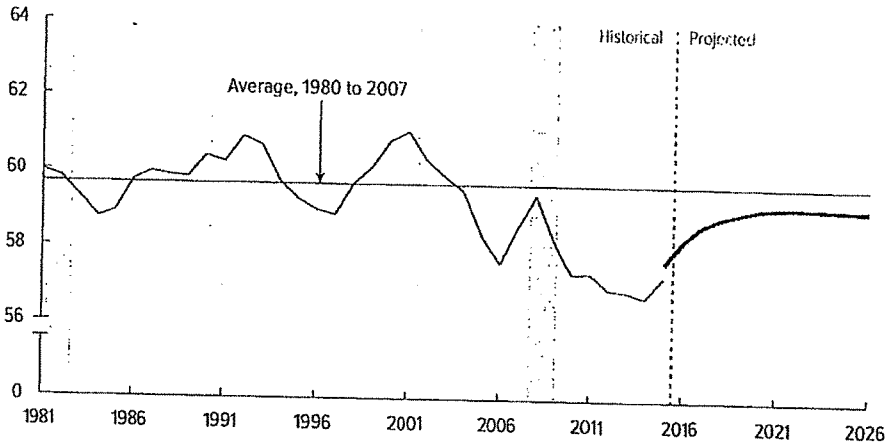
22. In principle, GDI equals GDP because each dollar of production yields a dollar of income; in practice, they differ because of difficulties in measuring both quantities.

23. Calculating domestic economic profits involves adjusting estimates of corporations' domestic profits to remove distortions in depreciation allowances caused by tax rules and to exclude the effects of inflation on the value of inventories. Estimates of domestic economic profits exclude certain income of U.S.-based multinational corporations that is derived from foreign sources, most of which does not generate corporate income tax receipts in the United States.

Figure 2-11.

Labor Income

Percentage of Gross Domestic Income



CBO expects labor's share of income to rise but remain below its 1980–2007 average.

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Economic Analysis.

Labor income is the sum of employees' compensation and CBO's estimate of proprietors' income that is attributable to labor. Gross domestic income is all income earned in the production of gross domestic product. For further discussion of labor's share of income, see Congressional Budget Office, *How CBO Projects Income* (July 2013), www.cbo.gov/publication/44433.

Data are annual. Values from 1981 through 2015 (the thin line) reflect revisions to the national income and product accounts that the Bureau of Economic Analysis released on July 29, 2016. Values from 2015 through 2026 (the thick line) reflect the data available and projections made before July 29.

In CBO's projections, labor income grows more quickly than other kinds of income through 2020, increasing its share of GDI from 57.7 percent in 2015 to 59.1 percent in 2020 (see Figure 2-11). That will happen for two reasons, CBO expects: Employment will rise, and compensation per hour will grow more quickly as slack in the labor market dissipates. As a result, the bargaining power of workers will improve, and the share of income that goes to corporate profits will be smaller. Later in the projection period, however, the growth of hourly compensation is projected to slow slightly, which will stem further rises in labor's share of GDI.

Despite the projected growth of labor's share of GDI, CBO expects some factors that have depressed that share since 2000 to continue during the coming decade. As a result, in CBO's projections, labor's share of GDI does not return to its 1980–2007 average of nearly 60 percent. One such factor is globalization, which has tended to move the production of labor-intensive goods and services to countries with labor costs that are lower than those in the United States. Another factor is technological change, which may have increased returns to capital more than returns to labor.

CBO projects that domestic economic profits, which equaled 9.3 percent of GDI in 2015, will fall to 7.4 percent in 2026. Over the next several years, that decline is expected to occur largely because of a pickup in the growth of labor compensation but also because of an increase in corporate interest payments (the result of rising interest rates) and an increase in the income of sole proprietorships and partnerships. In CBO's projections, while labor's share of GDI rises and domestic economic profits fall as a percentage of GDI, the sum of all categories of income grows less rapidly than output, reversing a trend seen since 2000 and making GDI equal to GDP by the second half of the projection period.

Another measure of overall income, real gross national product (GNP), is projected to grow at an average rate of 1.9 percent per year between 2016 and 2026. Unlike the more commonly cited GDP, GNP includes income that U.S. residents earn abroad and excludes income that foreigners earn in this country. GNP is therefore a better measure than GDP of the resources available to U.S. households.

ES COPIA FIEL

Some Uncertainties in the Economic Outlook

Even if no significant changes were made to the federal policies specified in current law, economic outcomes would undoubtedly differ from CBO's projections. The agency therefore constructs its projections so that they fall in the middle of the distribution of possible outcomes, given current law and the economic data that are available. The economy will inevitably fluctuate, but CBO expects periods of weak and strong economic growth to balance out, on average, in a way that is consistent with its projections over the next 10 years.

It is possible, however, that periods of weak and strong economic growth will not balance out, particularly in a given 10-year period. If a prolonged period of slower-than-projected growth was not offset by a period of faster-than-projected growth, CBO's projections of growth over the entire 10-year projection period would probably turn out to be too high; so would its projections of interest rates and inflation, in all likelihood. Similarly, if a prolonged period of stronger-than-projected growth was not offset by a period of weaker-than-projected growth, CBO's 10-year projections of growth, interest rates, and inflation would probably turn out to be too low. CBO's projections for 2016 through 2020 and its projections for 2021 through 2026 are uncertain for different reasons.

Uncertainty From 2016 Through 2020

Over the next five years, many developments—such as unforeseen changes in the labor market, the housing market, business confidence, or international conditions—could make economic growth and other variables differ considerably from what CBO has projected. On the one hand, the agency's current forecast of employment and output for the 2016–2020 period may be too pessimistic. For example, firms might respond to the expected increase in aggregate demand for goods and services with more robust hiring and investment than CBO anticipates. If so, the unemployment rate could fall more sharply and inflationary pressures could rise more quickly than CBO projects. In addition, a greater-than-expected easing of borrowing constraints in mortgage markets could support more rapid growth of the number of households and residential investment than CBO anticipates, accelerating the housing market's recovery and further boosting house prices. Households' increased wealth could then buttress consumer spending, raising GDP.

On the other hand, CBO's forecast for 2016 through 2020 may be too optimistic. For example, if the increased tightness of labor markets does not lead to increases in hourly wages and benefits, household income and consumer spending could grow more slowly than CBO anticipates. A decline in the rate of economic growth in China could weaken the U.S. economy by disrupting the international financial system and reducing global economic growth; so could increased uncertainty in the United Kingdom and the European Union as a result of the former's vote to leave the latter.

In addition, there is a possibility that the economy will enter a recession in the next few years because of those developments or others. The current economic expansion has lasted 7 years—longer than the average expansion (about 5 years) in the previous 11 business cycles, a series that began in 1945. Over the past 30 years, expansions that have lasted at least 6 years and that are characterized by a relatively low unemployment rate, as the current expansion is, have tended to fall into recession within 2 years. However, the duration of economic expansions has varied greatly. And although the longest expansion over the previous 11 business cycles has been 10 years, no statistical evidence suggests that the length of an expansion alone causes the economy to enter a recession. Some recent indicators, such as a slowdown in the growth of investment spending and a narrowing of the spread between long-term and short-term interest rates, point to a slightly elevated (but still low) risk of recession, while others, such as the growth of nonfarm payroll employment, suggest that the risk of recession has not increased.

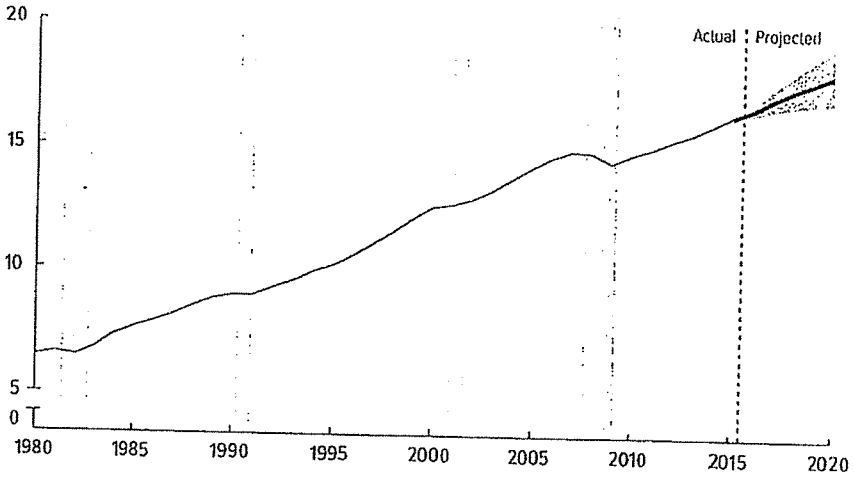
To roughly quantify the degree of uncertainty in its projections for the next five years, CBO analyzed its past forecast errors for the growth rate of real GDP over five-year periods since 1976. Those errors have a standard deviation of 1.3 percentage points.[24] Thus, in CBO's view, there is a two-thirds chance that the average growth rate of real GDP will be between 0.7 percent and 3.2 percent over the next five years (see Figure 2-12). Similarly, CBO's forecast errors for inflation over five-year periods (as measured by the CPI-U) have a standard deviation of 1.5 percentage points, which suggests that there is a

24. For more on the inherent uncertainty underlying economic forecasts, see Congressional Budget Office, *CBO's Economic Forecasting Record: 2015 Update* (February 2015), www.cbo.gov/publication/49891.

Figure 2-12.

The Uncertainty of CBO's Projection of Real GDP

Trillions of 2009 Dollars



In CBO's baseline projections, real GDP grows at an average annual rate of 2.0 percent over the 2016–2020 period—but there is a two-thirds chance that the growth will be between 0.7 percent and 3.2 percent.

Sources: Congressional Budget Office; Bureau of Economic Analysis.

The shaded area around CBO's baseline projection of real GDP (that is, nominal GDP adjusted to remove the effects of inflation) is one way of illustrating the uncertainty of that projection. The area is based on the errors in CBO's one-year through five-year projections from 1976 through 2015. To construct the area, CBO used values that were one standard deviation above and below its baseline projection for each of the years from 2016 through 2020. In other words, there is a two-thirds chance that real GDP will turn out to be within that area in each year.

Data are annual. Values from 1980 through 2015 (the thin line) reflect revisions to the national income and product accounts that the Bureau of Economic Analysis released on July 29, 2016. Values from 2015 through 2020 (the thick line) reflect the data available and projections made before July 29.

GDP = gross domestic product.

two-thirds chance that inflation will average between 0.6 percent and 3.6 percent over the next five years.

Uncertainty From 2021 Through 2026

The factors that will determine the economy's output later in the coming decade are also uncertain. For example, if the labor force grew more quickly than expected—say, because older workers chose to stay in the labor force longer than expected—the economy could grow considerably more quickly than it does in CBO's projections. The natural rate of unemployment could be lower than expected, or productivity could grow more rapidly; those developments would likewise make the economy grow more quickly. By contrast, the economy could grow more slowly than expected—for instance, if the growth rate of labor productivity did not increase from its postrecession level, as it does in CBO's projections.

The recent rise in income inequality adds to uncertainty about output. Economists' findings about how income inequality affects economic growth have been mixed: Some studies conclude that it raises growth, others that it slows growth, and still others that it has no effect. Economists continue to study the issue, and CBO will update its analysis if research yields a more definitive conclusion. In the meantime, CBO's projections include effects of income inequality only implicitly—that is, to whatever extent past changes in inequality have affected economic growth.

Comparison With CBO's January 2016 Projections

In two important respects, CBO's current economic projections differ from those that it issued in January 2016 (see Table 2-4). First, CBO expects real GDP and real potential GDP in 2026 to be 1.6 percent lower than was projected in January. Second, CBO expects interest rates in 2026 to be lower than previously projected—short-term rates by 0.4 percentage points and long-term rates by 0.5 percentage points. Other changes to CBO's projections are modest.

ES COPIA FIEL

Table 2-4.

Comparison of CBO's Current and Previous Economic Projections for Calendar Years 2016 Through 2026

	2016	2017	2018	Annual Average 2016–2020	Annual Average 2021–2026	Annual Average 2016–2026
	Percentage Change From Fourth Quarter to Fourth Quarter					
Real GDP[a]						
August 2016	2.0	2.4	2.1	1.9	2.0	2.0
January 2016	2.7	2.5	2.1	2.2	2.0	2.1
Nominal GDP						
August 2016	3.5	4.3	3.9	3.8	4.0	3.9
January 2016	4.3	4.4	4.0	4.1	4.1	4.1
PCE Price Index						
August 2016	1.5	2.0	2.0	1.9	2.0	1.9
January 2016	1.5	2.0	2.0	1.9	2.0	1.9
Core PCE Price Index[b]						
August 2016	1.8	1.9	2.0	1.9	2.0	2.0
January 2016	1.6	1.9	2.0	1.9	2.0	1.9
Consumer Price Index[c]						
August 2016	1.8	2.3	2.3	2.2	2.4	2.3
January 2016	1.7	2.4	2.4	2.3	2.4	2.3
Core Consumer Price Index[b]						
August 2016	2.3	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3
January 2016	2.0	2.2	2.3	2.2	2.3	2.3
GDP Price Index						
August 2016	1.5	1.8	1.8	1.8	2.0	1.9
January 2016	1.6	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0
Employment Cost Index[d]						
August 2016	2.8	3.1	3.3	3.1	3.1	3.1
January 2016	2.9	3.3	3.4	3.2	3.2	3.2
Real Potential GDP						
August 2016	1.5	1.6	1.7	1.7	2.0	1.8
January 2016	1.6	1.7	1.9	1.9	2.0	2.0
	Annual Average					
Unemployment Rate (Percent)						
August 2016	4.8	4.5	4.6	4.7	4.9	4.8
January 2016	4.7	4.4	4.6	4.7	5.0	4.9
Interest Rates (Percent)						
Three-month Treasury bills						
August 2016	0.3	0.7	1.4	1.5	2.8	2.2
January 2016	0.7	1.6	2.5	2.3	3.2	2.8
Ten-year Treasury notes						
August 2016	1.8	2.3	2.8	2.7	3.6	3.2
January 2016	2.8	3.5	3.8	3.7	4.1	3.9
Tax Bases (Percentage of GDP)						
Wages and salaries						
August 2016	44.3	44.4	44.4	44.3	44.3	44.3
January 2016	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9
Domestic economic profits						
August 2016	8.7	8.4	8.2	8.1	7.3	7.7
January 2016	8.7	8.6	8.3	8.3	7.5	7.8

Source: Congressional Budget Office.

GDP = gross domestic product; PCE = personal consumption expenditures.

a. Nominal GDP adjusted to remove the effects of inflation.

b. Excludes prices for food and energy.

c. The consumer price index for all urban consumers.

d. The employment cost index for wages and salaries of workers in private industries.

CBO

7

Revisions to Projected Output

CBO's lower estimates of economic output reflect new economic data, analysis, and developments that occurred between late December 2015 (when the agency completed its January forecast) and early July 2016 (when the agency completed its current forecast). The largest revision was to CBO's estimate of potential output during the 2016–2026 period. The agency also lowered its estimate of output growth over the next few years.

Growth in Potential Output. In CBO's current projections, the growth of real potential GDP is about 0.1 percentage point per year lower, on average, than it was in the January projections. The downward revision stemmed from slower projected growth in the potential labor force (which is discussed below in "Revisions to Labor Market Projections"), in potential TFP, and in capital services in the nonfarm business sector.

CBO still expects potential TFP growth in the nonfarm business sector to quicken from its unusually slow pace of 0.8 percent since 2008, but the agency now expects it to reach an average pace of about 1.2 percent per year during the 2021–2026 period, down from the nearly 1.4 percent that was projected in January. Over the entire 2016–2026 period, CBO now projects that potential TFP will grow at an annual average rate of 1.1 percent, down from the previous projection of 1.2 percent.

Most of the revision to potential TFP reflects newly released data that indicate significantly weaker growth during late 2015 and early 2016 than CBO had previously expected. As a result, CBO now projects that TFP growth will begin to recover later, and end up lower, than it projected in January.

In addition, CBO made two changes to its method of estimating potential output that had a modest effect on projected potential TFP. First, to estimate underlying trends in key economic variables—that is, trends excluding the effects of business cycle fluctuations—CBO now uses its primary measure of labor market slack, the employment shortfall, rather than the difference between the actual and natural rates of unemployment. That change suggests slightly slower growth of potential TFP. Second, CBO reassessed the relative contributions of labor and capital services to output to make them more consistent with recent trends and the estimates of other leading researchers. That change likewise suggests that potential TFP will grow less than CBO expected in January.

CBO made several changes that lowered its projection of capital services, on net. One, the slower projected growth in potential TFP, reduced estimated demand for capital goods and hence the growth of capital services. That effect is responsible for much of the decline since January in the projected growth of capital services over the 2021–2026 period. Another change also slightly reduced the projected growth of capital services—modestly lower projected growth in the potential number of hours worked in the nonfarm business sector. Two further changes that affect capital services offset each other. CBO projects more federal borrowing than it did in January, which would crowd out funds available for private investment and thus dampen the growth of capital services; but it also projects less demand for investment overseas, which would lead to more net inflows of foreign financial capital to the United States, offsetting the crowding-out effect on private investment of the increased federal borrowing.

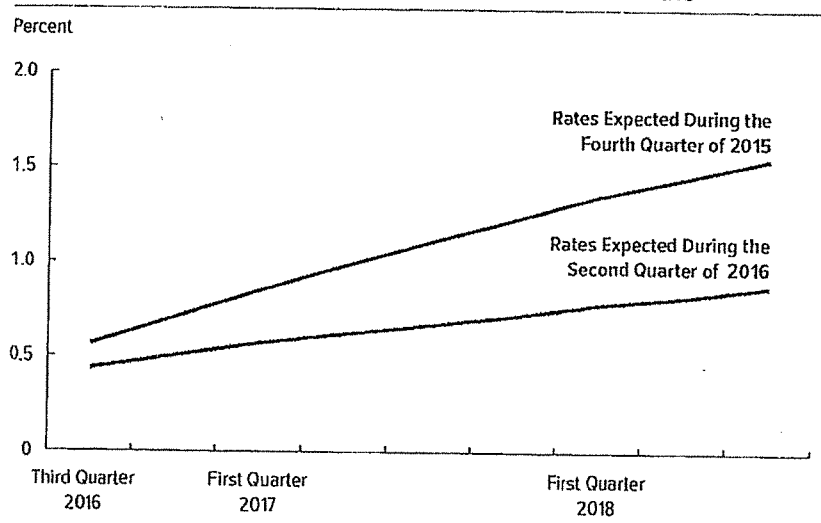
Growth in Output From 2016 to 2020. Surprisingly weak growth in output since late 2015 led CBO to reassess the economy's underlying momentum. As a result, the agency reduced its projections of growth in output over the next few years. CBO currently projects that real GDP will grow by 1.9 percent per year, on average, from 2016 through 2020; in January, the projection was 2.2 percent. That change reflects a downward revision to the average projected growth rate of consumer spending over the period, a revision that was made because CBO now expects income to grow more slowly over the next few years than it did in January. Furthermore, business fixed investment has grown at a surprisingly weak pace in recent quarters, which has contributed to a lower projection for the growth of investment during this year. CBO also revised upward its projections of net exports for the 2016–2020 period, but that revision was not large enough to offset the other reductions; in fact, it was mainly attributable to the downward revision in GDP growth, which slows projected growth in demand for imports.[25] And CBO slightly revised upward the

25. CBO also accounted for the United Kingdom's vote to leave the European Union, which is expected to affect net exports in the United States through an expected strengthening of the dollar over the next few quarters. The effect is projected to be slight, however.

ES COPIA FIEL

Figure 2-13.

Expectations in the Futures Market for the Federal Funds Rate



Participants in the futures market for the federal funds rate have reduced their expectations for that rate since the fourth quarter of 2015.

Source: Congressional Budget Office, using data from Bloomberg.

The federal funds rate is the interest rate that financial institutions charge each other for overnight loans of their monetary reserves.

Data are quarterly averages derived from monthly futures prices.

projected growth of government consumption and investment over the 2016–2020 period.

Revisions to Projected Interest Rates

CBO anticipates that interest rates will be significantly lower, on average, over the coming decade than it projected in January. In CBO's projections for 2016 through 2020, the interest rate on 3-month Treasury bills is 0.8 percentage points lower, on average, than it was in January, and the rate on 10-year Treasury notes (which is partly determined by the expected future rates for 3-month bills) is 1 percentage point lower, on average. From 2021 through 2026, the projections of those two rates are 0.4 percentage points lower and 0.5 percentage points lower, on average, than they were in January.

The revisions for the 2016–2020 period reflect recent economic data and events that point to slower domestic and foreign GDP growth than was expected in January. The growth of real U.S. GDP during the first half of 2016 was slower than CBO and many analysts had expected. That slower growth, coupled with uncertainty about the effects of the United Kingdom's vote to leave the European Union, led CBO to expect that the Federal Reserve would raise the federal funds rate more slowly than projected in January. Probably for similar reasons, participants in the market for federal funds futures have substantially reduced their expectations for the rise in the federal funds rate as well (see Figure 2-13). Federal Reserve officials and private-sector forecasters have also lowered their projections of the federal funds rate.

As a result of its revision to the projected federal funds rate, CBO revised downward its projections for the interest rates on 3-month Treasury bills and, to a smaller degree, on 10-year Treasury notes over the next several years. In addition, CBO considered the impact of low foreign interest rates, which have made U.S. Treasury securities an attractive investment to a greater degree than CBO projected in January. CBO expects that added demand to dampen the rise in interest rates through 2020.

The revisions for the 2021–2026 period primarily reflect upward revisions to the agency's projections of two of the factors that affect interest rates over the longer run—the added return that investors require for holding risky assets, and net inflows of capital from other countries. In CBO's assessment, a higher-than-expected premium on risky assets has partly accounted for the surprisingly low rate of interest so far this year: When that premium is high, it increases relative demand for Treasury securities,

boosting their prices and thereby lowering their interest rates. The agency anticipates that the higher-than-expected premium will persist to some extent through 2026. CBO's higher projection of net inflows of capital from other countries (measured as a percentage of GDP) is the result of the agency's expectation that foreign economies will grow more slowly than was projected in January. Larger net inflows of capital would make more funds available for borrowing and thus reduce interest rates in the United States.

In addition to lowering its projections of short-term and long-term interest rates, CBO lowered its projection of the term premium. The term premium during the 2021–2026 period, calculated as the difference between the 10-year rate and the 3-month rate, fell from 0.9 percentage points in CBO's January forecast to 0.8 percentage points in the current projection. That downward revision was based on an analysis of the relationship over the past two decades between rates of return on Treasury securities and rates of return on equities in the United States, as well as on an analysis of the factors underlying the surprisingly low level of interest rates since January. As in January, CBO expects some of the factors currently suppressing the term premium to dissipate over the 2016–2020 period, but it does not expect the term premium to reach the levels that it achieved before the late 1990s. That is mainly because CBO expects investors to keep wanting Treasury securities as protection against adverse economic outcomes and unexpectedly low inflation. CBO expects those factors to lead to greater demand for long-term securities than it did in January.

Revisions to Labor Market Projections

Since January, CBO has lowered its projections of the labor force participation rate, and consequently of the size of the labor force, for most of the years through 2026. For the next two years, however, CBO projects that the labor force participation rate will be about two-tenths of a percentage point higher than was projected in January. That upward revision reflects recently released data showing that participation was slightly higher than CBO projected earlier in the year; CBO expects the recent uptick to persist for the next two years. After 2018, however, CBO's projection of the labor force participation rate is roughly one-third of a percentage point lower than it was in January. That change is due to a downward revision to the estimated potential labor force participation rate over that period: After reassessing trends, CBO revised downward the expected long-term participation of less educated workers and young workers.

CBO's current projection of the unemployment rate between 2021 and 2026 is slightly lower than it was in January, the result of a downward revision to the natural rate of unemployment from 2015 through 2026. That revision, in turn, was made after CBO more carefully assessed how demographic trends have affected that rate. The share of younger workers in the working-age population has declined over the past two decades; less educated workers have been participating in the labor market at lower rates; and younger workers and less educated workers are more likely to be unemployed than older workers and workers with more education. CBO expects those trends to persist over the next decade. Consequently, the agency has reduced its estimate of the economywide natural rate of unemployment by one-tenth of a percentage point from 2015 through 2026, so that the rate reaches 4.7 percent in 2026. That revision led CBO to lower its estimate of the unemployment rate in 2026 from 5.0 percent to 4.9 percent.

CBO's current projection of growth in nonfarm payroll employment during most of the 2016–2026 period is lower than it was in January. That revision results in modestly lower projected growth in the potential number of hours worked in the nonfarm business sector. The revision stems from the downward revision in projected GDP growth, because slower growth in GDP implies slower growth in demand for labor and employment.

Revisions to Projected Inflation

CBO projects that consumer price inflation through 2026 will be very similar to what was projected in January. Core inflation is expected to be slightly higher in 2016 than it was in CBO's January projection, largely because of faster expected growth in housing costs throughout the year. However, the current projection of overall inflation in consumer prices in 2016 is roughly the same as the one in the January forecast, because lower projections of food and energy prices offset the higher projection of housing costs. Inflation as measured by the GDP price index is expected to be slightly lower in the second half of 2016, in 2017, and in 2018 than CBO expected in January, largely because of lower-than-expected growth in the price of U.S. exports. CBO's projections of inflation in later years have changed little since January.

ES COPIA FIEL

Comparison With Other Economic Projections

The agency's projections of the growth of real GDP, the unemployment rate, inflation, and interest rates in 2016 and 2017 are generally similar to the *Blue Chip* consensus—the average of roughly 50 forecasts by private-sector economists that was published in the August 2016 *Blue Chip Economic Indicators*. CBO anticipates a slightly stronger economy in the short run, projecting real GDP growth that is higher than the middle two-thirds of *Blue Chip* forecasts for 2016 and that is at the top of that two-thirds span for 2017 (see Figure 2-14). The agency also expects a slightly stronger labor market, projecting an unemployment rate in both years that is lower than the *Blue Chip* consensus but within the middle two-thirds of the forecasts. CBO's projections of the interest rates on 3-month Treasury bills and on 10-year Treasury notes also fall within the middle two-thirds of the *Blue Chip* forecasts.

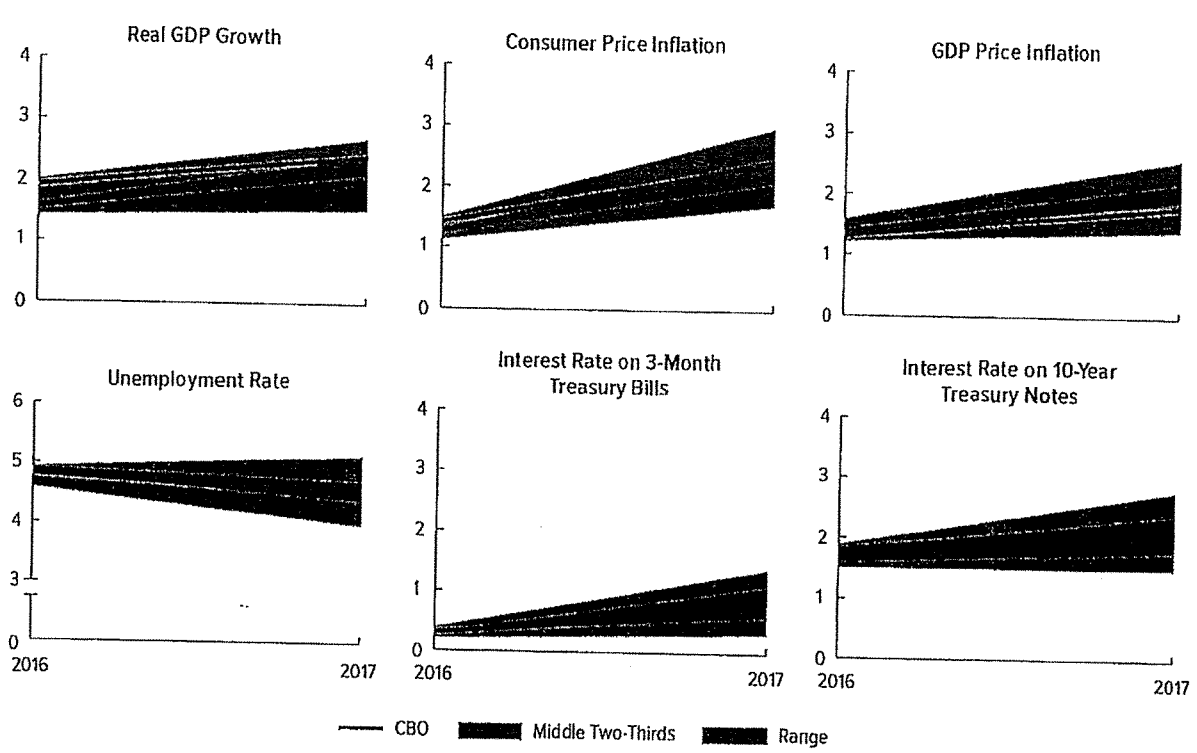
CBO projects faster growth of real output over the coming year than do most of the Federal Reserve officials whose forecasts were reported at the June 2016 meeting of the Federal Open Market Committee (see Figure 2-15). The Federal Reserve reports three sets of forecasts: a median, a range, and a central tendency. The median is calculated from forecasts made by the members of the Board of Governors of the Federal Reserve System and the presidents of the Federal Reserve Banks. The range is based on the highest and lowest of those forecasts. The central tendency is the range without the three highest and three lowest projections. CBO's projections of the growth of real GDP are within the central tendency in 2016 and 2018 and slightly above it in 2017. CBO's projections of the unemployment rate and inflation are within the central tendency in all three years.

CBO's projections probably differ from those of the other forecasters at least partly because of differences in the economic news available when the forecasts were completed and differences in the economic and statistical models used. In addition, other forecasters may be assuming changes in federal policies that are not included in CBO's projections, which are based on current law.

Figure 2-14.

Comparison of Economic Projections by CBO and *Blue Chip* Forecasters

CBO's projections are generally similar to those by *Blue Chip* forecasters, although CBO projects faster growth of real GDP this year and next.



Sources: Congressional Budget Office; Wolters Kluwer, *Blue Chip Economic Indicators* (August 10, 2016).

The full range of forecasts from the *Blue Chip* is based on the highest and lowest of the roughly 50 forecasts. The middle two-thirds of that range omits the top one-sixth of the forecasts and the bottom one-sixth.

Real GDP is the output of the economy adjusted to remove the effects of inflation. Consumer price inflation is calculated with the consumer price index for all urban consumers. Real GDP growth and inflation rates are measured from the average of one calendar year to the next.

The unemployment rate is a measure of the number of jobless people who are available for work and are actively seeking jobs, expressed as a percentage of the labor force. The unemployment rate and interest rates are calendar year averages.

Data are annual.

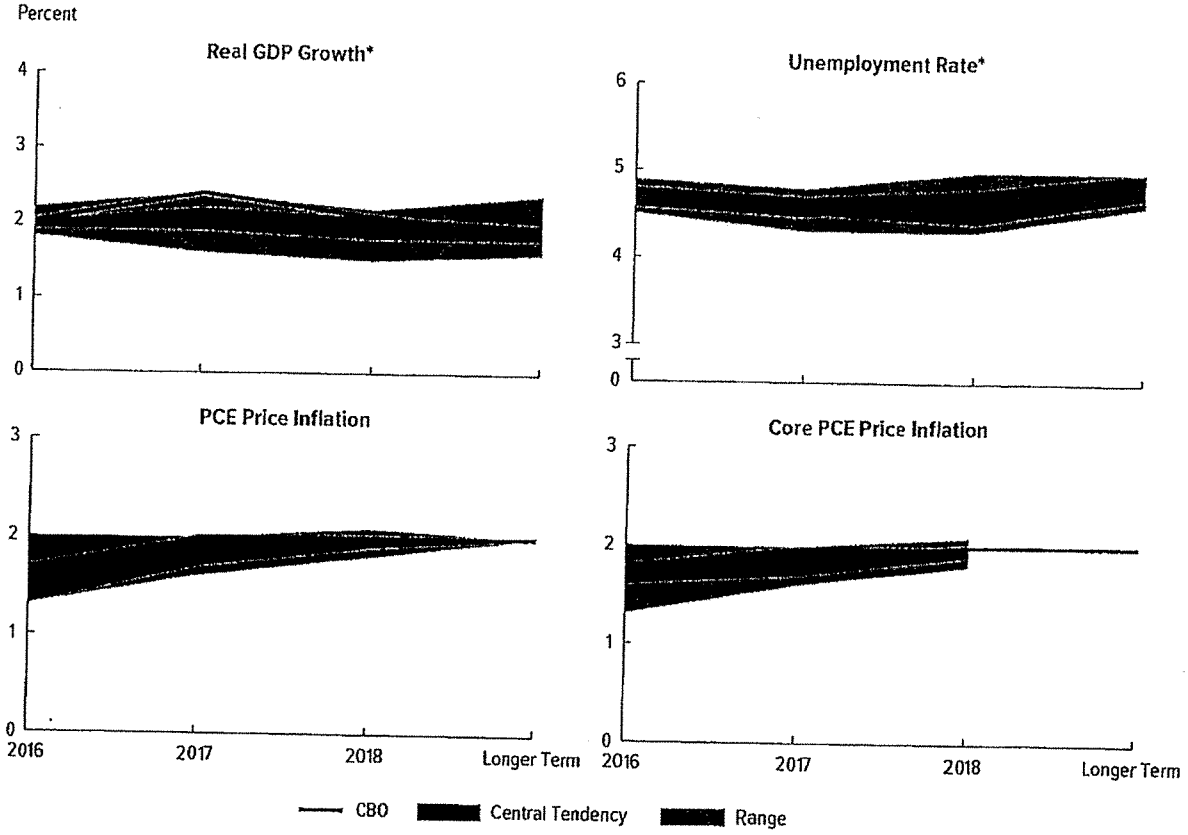
GDP = gross domestic product.

ES COPIA FIEL

Figure 2-15.

Comparison of Economic Projections by CBO and Federal Reserve Officials

CBO's projections of real GDP growth, the unemployment rate, and inflation are generally within the central tendency of forecasts by Federal Reserve officials.



Sources: Congressional Budget Office; Board of Governors of the Federal Reserve System, "Economic Projections of Federal Reserve Board Members and Federal Reserve Bank Presidents, June 2016" (June 15, 2016), http://go.usa.gov/xTWAW (PDF, 165 KB).

The full range of forecasts from the Federal Reserve is based on the highest and lowest of the 17 projections by the Board of Governors and the president of each Federal Reserve Bank. The central tendency is that range without the 3 highest and 3 lowest projections—roughly speaking, the middle two-thirds of the range.

For CBO, longer-term projections are values for 2026. For the Federal Reserve, longer-term projections are described as the value at which each variable would settle under appropriate monetary policy and in the absence of further shocks to the economy.

Real GDP is the output of the economy adjusted to remove the effects of inflation.

The unemployment rate is a measure of the number of jobless people who are available for work and are actively seeking jobs, expressed as a percentage of the labor force.

The core PCE price index excludes prices for food and energy.

Data are annual. Real GDP growth and inflation rates are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next. The unemployment rate is a fourth-quarter value.

GDP = gross domestic product; PCE = personal consumption expenditures.

[*Data for longer-term values corrected on August 24, 2016]

ANEXO 10 – Proyecto de Presupuesto de la Administración Nacional 2017.

ES COPIA FIEL

COMUNICADO DE PRENSA

ASPECTOS RELEVANTES DEL PROYECTO DE

PRESUPUESTO DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL 2017

CONTENIDO

1. Introducción
2. Los supuestos macroeconómicos
3. La estimación de recursos tributarios
4. El gasto público
5. El Presupuesto de la Administración Nacional
6. El Presupuesto del Sector Público Nacional

1. Introducción

Las prioridades de las políticas públicas que se están incluyendo en el Presupuesto de la Administración Pública Nacional para el Ejercicio 2017 responden a los lineamientos del Plan de Gobierno sostenido por el proyecto político que conduce la acción del ESTADO NACIONAL desde el inicio del actual período presidencial, en diciembre de 2015. Con estas políticas se busca generar las condiciones necesarias para lograr el desarrollo del país a través de la generación de empleo y la reducción de la pobreza; reforzar la legislación y tomar las medidas necesarias para combatir el narcotráfico y mejorar la seguridad de los ciudadanos; y fortalecer las instituciones republicanas y la convivencia ciudadana a través de reformas que aumenten la transparencia, la independencia y la búsqueda de consensos en los poderes del Estado. Los múltiples objetivos de gobierno se alcanzarán a partir de programas que pueden atravesar el presupuesto de más de una jurisdicción.

Las políticas presupuestarias para el Ejercicio 2017 referidas a la política social, seguirán siendo la prioridad del Gobierno Nacional, con el objetivo de **avanzar hacia "Pobreza Cero"**. Para esto, se seguirá extendiendo la asistencia del Estado y ampliando el alcance de sus políticas sociales. Las mismas se ven concretadas, tanto a través de subsidios directos como asignaciones familiares, pensiones no contributivas, becas y otras asistencias, como por intermedio de subsidios indirectos, especialmente en materia de transporte, energía y gas, que se traducen en menores tarifas para los usuarios.

Uno de los focos principales de los esfuerzos del Gobierno Nacional continuará siendo el **apoyo a la niñez**. El Plan Nacional de Primera Infancia, lanzado a principios de 2016 por el Gobierno Nacional, busca asegurar el crecimiento y el desarrollo saludable de los niños y niñas de 45 días a 4 años y combatir la desnutrición infantil. Para ello, se puso en marcha la apertura de Centros de Primera Infancia en distintas ciudades del país y Espacios de Prevención y Atención para la Desnutrición en el norte del país. Los Espacios de Primera Infancia están destinados a la estimulación temprana y el cuidado de los chicos. Para que los niños puedan continuar con su desarrollo es fundamental que ingresen al sistema educativo desde sus primeros años. Estadísticas del Censo 2010 indican que existen en la REPÚBLICA ARGENTINA 638.000 niños y niñas de 3 a 5 años sin escolarizar. Para ello, la universalización de la educación desde los 3 años es un paso importante para la inclusión de los niños al sistema educativo, cuyo primer paso significativo ocurrirá en el Ejercicio 2017. En esta dirección, se buscará avanzar en la construcción de 3.000 jardines para el año 2019. Se priorizará también la Educación primaria y secundaria, por considerarla la mejor manera de igualar oportunidades. Por ello se incluye en el presupuesto la mejora de la calidad y el acceso a la educación en toda la REPÚBLICA ARGENTINA.

La **Asignación Universal por Hijo** (AUH) continuará siendo la garantía de un piso mínimo de ingreso para los niños de todo el país. Actualmente alcanza a 3,85 millones de niños y el Gobierno Nacional espera crecer en el tamaño de dicha cobertura. Distintos estudios estiman que existe alrededor de un millón de niños que, a pesar de cumplir con los requisitos legales, no perciben la AUH, por una variedad de razones. El ESTADO NACIONAL se ha comprometido a ir a buscar a estos niños y empezar a brindarles el beneficio que se merecen. En el caso de la Asignación Universal por Hijo (AUH) y por Embarazo (AUE) en diciembre de 2015 se agregó a la prestación un monto compensatorio por única vez de $400. Asimismo, se otorgó en mayo de 2016 una suma de $500. A partir de marzo de 2016 se permite la simultaneidad entre la AUH y otros programas provinciales y municipales.

Para los hijos de trabajadores con ingresos formales, la decisión del Gobierno Nacional es continuar la implementación de la expansión del régimen de **Asignaciones Familiares**. En el presente ejercicio se llevó la cobertura del Estado a más niños y nuevas familias. Todos los hijos de familias con ingresos de hasta 60.000 pesos mensuales pasaron a estar cubiertos por el régimen de Asignaciones Familiares, Asignación por Hijo con Discapacidad y Ayuda Escolar. La elevación del tope amplió la cantidad de niños que reciben Asignaciones Familiares a 4,1 millones de beneficios. Sumado a esto, la incorporación de los trabajadores temporarios a este régimen permite que los hijos de 200.000 trabajadores puedan estar cubiertos a lo largo de todo el año más allá de los meses en los que estén en actividad. Esto implica que para sus hijos el piso mínimo de ingreso está garantizado más allá de que durante algunos meses no presenten actividad laboral. Por otro lado, en otro paso hacia el Ingreso Universal a la Niñez, los hijos de Monotributistas también fueron incluidos en las Asignaciones Familiares. Son 514.000 niños y sus familias que a partir de ahora están comprendidos en la cobertura del Estado.

Los **programas de transferencia de ingresos** continuarán siendo una herramienta esencial para el combate de la pobreza y asegurar un ingreso mínimo a quienes más lo necesiten. Así como se sostiene y amplía el alcance de la Asignación Universal por Hijo, también continúan programas precedentes de transferencia de ingresos como "Argentina Trabaja" y "Ellas Hacen". En el caso de los programas Argentina Trabaja y Ellas Hacen y las Pensiones no Contributivas (PNC) se incrementó un 20% los montos de los beneficios, como así también, los programas de empleo ejecutados por el Ministerio de Trabajo, Empleo y

ES COPIA FIEL

Seguridad Social. Los beneficiarios de PNC recibieron asimismo una suma de $500 en mayo de 2016. El principal criterio para el desarrollo de políticas sociales es orientar los esfuerzos del ESTADO NACIONAL hacia aquellos sectores que más lo necesiten. En ese sentido, la sanción por Ley de la Devolución del IVA para Jubilados, Pensionados y Beneficiarios de Asignación Universal por Hijo y por Embarazo destina la ayuda del Estado específicamente a los sectores de menores recursos, con su consiguiente esfuerzo presupuestario.

En materia previsional, el Estado se ha comprometido en 2016 a un esfuerzo histórico de reparación, al determinarse a culminar con la estafa de décadas que distintas administraciones venían haciendo con generaciones de jubilados. El **Programa Nacional de Reparación Histórica para Jubilados y Pensionados** saldará las deudas con los jubilados que tengan o no reclamos sobre la liquidación de sus haberes, actualizará los haberes jubilatorios de más de dos millones de jubilados y pensionados y calculará de una manera más ventajosa los haberes de los nuevos jubilados.

Por otra parte, el **salario mínimo** establecido en el marco del Consejo Nacional del Empleo, la Productividad y el Salario Mínimo Vital y Móvil, recibirá un incremento del 33% en tres etapas: del valor inicial en 2016 de $6.060 pasará a $6.810 en junio, a $7.560 en septiembre y a $8.060 a partir del mes de enero de 2017. Esto lleva la pauta mínima salarial que debe percibir un trabajador en la REPÚBLICA ARGENTINA por una jornada de 8 horas a $8.060 en un proceso incremental gradual iniciado en junio de 2016. En este sentido, el Estado dispone también de herramientas para acompañar a los trabajadores en la transición entre un empleo y otro. Una de ellas es el Seguro de Desempleo, que después de la actualización realizada en 2016, la primera en 10 años, tuvo un incremento del 650%, pasando a partir de junio la prestación máxima de $400 a $3.000.

En el camino para que cada familia pueda acceder a una vida digna se contempla en la elaboración del presupuesto para el siguiente ejercicio el desarrollo del **Plan Nacional de Vivienda**. En este marco, el objetivo es ofrecer una solución para cada tipo de familia, desde las más vulnerables hasta las de clase media. El plan prevé la construcción de 120.000 viviendas y la entrega de 175.000 créditos subsidiados, que incluyen los créditos de PROCREAR, en los próximos tres años. También se contempla la urbanización de asentamientos, la entrega de microcréditos para refacciones y la escrituración de viviendas para aquellas familias que cuentan con su casa no con el título de propiedad. Se trata de un proyecto que abarcará todo el período de la gestión con avances constantes en todo el país.

Otra de las inversiones orientadas a mejorar la calidad de vida de las personas tiene que ver con el acceso a los servicios básicos. El presupuesto 2017 contempla el desarrollo del **Plan Nacional de Agua**, que en el período 2016-2019 busca extender las redes de cloacas y agua potable a todo el país. Se trata de una iniciativa que al mismo tiempo implica la generación de 500.000 puestos de trabajo distribuidos en toda la geografía nacional. Como se mencionó anteriormente, a la hora de administrar el presupuesto la prioridad es orientar los aportes del Gobierno Nacional a quienes más lo necesitan. Es por eso que la Tarifa Social Federal orienta los subsidios al transporte, el agua, el gas y la electricidad a aquellas personas vulnerables o de escasos recursos en lugar de destinarlos a las empresas proveedoras de dichos servicios.

El **cuidado de la salud** es un aspecto fundamental del desarrollo humano. Es por eso que en la elaboración del presupuesto para el Ejercicio 2017 se prevén fondos para desarrollar acciones y proyectos orientados a los tres ejes centrales del área, que son garantizar el acceso a los servicios esenciales de salud a toda la población, mejorar la eficiencia del sistema de salud optimizando e integrando a los distintos subsectores para reducir la segmentación y la fragmentación, y asegurar altos estándares de calidad en la provisión de servicios de salud. Durante el Ejercicio 2017, se espera la ampliación de la Cobertura Universal de Salud, que dará paulatinamente cobertura formal de salud a los 15 millones de argentinos que hoy no tienen otro tipo de cobertura que no sea la pública. La Cobertura Universal de Salud reorganizará el sistema de salud para hacer de éste uno más armónico y eficiente, y que permita brindar medicamentos y servicios de calidad a los que más los necesitan, sin pasar por dificultades financieras.

Con el **Plan Belgrano**, buscamos saldar la deuda histórica que el país tiene con las provincias del norte, llevando adelante el plan social, productivo y de infraestructura más ambicioso de la historia argentina. En el marco del Plan, invertiremos en obras de infraestructura de transporte, reactivando los Ferrocarriles Belgrano y Mitre y recuperando el transporte de pasajeros, transformando en autopistas las rutas 9 y 34 y repavimentando y realizando obras en cientos de kilómetros de rutas nacionales. Vamos a conectar a las redes de agua potables y de gas a 1,7 millones de hogares en los próximos tres años. También, en el marco de nuestro objetivo de Pobreza Cero, se construirán Espacios de Primera Infancia y jardines de infantes en las diez provincias del norte, así como viviendas sociales.

En cuanto a las políticas presupuestarias para el Ejercicio 2017 referidas a la **política energética**, ésta requiere importantes inversiones tanto públicas como privadas. El país enfrenta una situación compleja

desde el punto de vista energético. Actualmente, casi un tercio de la demanda de energía en el país debe ser satisfecha a través de importaciones. El objetivo de la administración actual es alcanzar la seguridad energética. Esto significa tener la posibilidad de acceder a energía variada, disponible, a precios razonables pero a la vez con una matriz energética que contribuya a mitigar el impacto de la acción humana en el cambio climático. En esta línea, en 2016 se reglamentó la Ley N° 27.191, que aumenta paulatinamente los objetivos de participación de las energías renovables en la matriz energética argentina hasta llegar a un 20% en el año 2025. En este marco, se lanzó el programa RenovAr, que comprende un conjunto de incentivos para la diversificación de la matriz energética. Entre ellas, exenciones impositivas y la creación de un Fondo de Desarrollo de Energías Renovables (FODER).

Otro componente importante de la política energética que el Gobierno está llevando adelante es la reasignación de subsidios y una restructuración del sistema de precios. Por un lado, se inició un progresivo paso, de subsidiar a la oferta a subsidiar a la demanda. Hasta 2016, los subsidios eran asignados de forma indiscriminada y costosa para el Estado. La política de precios artificialmente bajos para el consumo de energía había generado un gran aumento en el consumo y una caída en la producción. Con la reasignación de subsidios y la reestructuración del sistema de precios se apunta a que reciban los subsidios quienes no pueden pagar por el servicio, a brindar estímulo a la inversión en generación y distribución de energía y a generar conciencia sobre el valor real de la energía, a fin de alentar su ahorro.

La reforma en el cuadro tarifario forma parte de un proceso transitorio iniciado en 2006, con la renegociación de contratos de servicios públicos. Los marcos regulatorios de gas y electricidad, cuyo cumplimiento era muy precario hasta el cambio de gobierno, implican la necesidad de una reforma integral de los esquemas tarifarios, que fue compromiso del Gobierno llevar a cabo durante 2016. Las reformas transitorias iniciadas en estos meses sobre el cuadro tarifario ponen especial cuidado en proteger a la población más vulnerable de los aumentos en los precios de los servicios. De esta forma, 3,2 millones de hogares reciben la tarifa social de electricidad y 3,9 millones tienen acceso a la de gas, por vía del subsidio al gas natural de red o del gas licuado de petróleo en garrafas.

Uno de los pilares de la política pública de este gobierno es la inversión en el **sistema de transporte**. Durante el año 2016 se reactivaron grandes proyectos de infraestructura vial poniendo de manifiesto la importancia que tiene para el Gobierno Nacional la inversión en infraestructura, factor fundamental para mejorar la competitividad de la economía, alentar su crecimiento y la generación de empleo y oportunidades productivas. En materia de infraestructura de transporte, nuestro país arrastra una desinversión de mucho tiempo, que se evidenció en crecientes costos para la logística de la producción de las economías regionales, y una creciente incidencia de los siniestros viales. El Gobierno se puso como meta construir 2.800 kilómetros de autopistas en cuatro años, lo cual significa duplicar en cuatro años la extensión de autovías en el país, y mejorar el estado de decenas de miles de kilómetros de rutas en situación precaria.

El Gobierno también planea mejorar el servicio de transporte de pasajeros urbano, lo cual implica un caudal significativo de inversión pública en infraestructura. En lo que hace a los ferrocarriles urbanos, se diseñó un plan de mejora que comprende una batería de inversiones. Se planificaron cambios en el tendido vial, el señalamiento, la accesibilidad de estaciones, electrificación de ramales diesel y renovación de flotas. Además, se lanzó uno de los planes de infraestructura urbana más importantes de que se tenga registro: la Red de Expresos Regionales, que agilizará el transporte de millones de pasajeros y descomprimirá el tránsito en superficie. Las obras de transporte de pasajeros urbanos también incluirán intervenciones en corredores importantes de tránsito en el conurbano bonaerense. Se repararán calzadas para mejorar la circulación de colectivos, se implantarán refugios seguros y veredas para mejorar su espera, se mejorará la iluminación en estos corredores y se pavimentarán todas las calles de tierra por donde aún circulan colectivos. Estas intervenciones, en un total de 45,8 kilómetros, tendrán lugar en 10 municipios bonaerenses. También se inició un ambicioso plan de inversiones en el Ferrocarril Belgrano Cargas, para reducir los altos costos de transporte que enfrentan las economías regionales del Norte argentino. El transporte es un área donde la inversión pública incide de forma directa sobre la competitividad, el crecimiento de la economía y el desarrollo del país. Tras años de desinversión, el plan de inversiones en transporte que diseñó el Gobierno Nacional supone un gran flujo de recursos hacia un sector clave.

En relación con la **obra pública y vivienda**, a los efectos de lograr el acceso a una vivienda digna a la población, se prevé fomentar políticas de construcción de viviendas, diseño de programas de créditos hipotecarios, que no necesariamente tendrán costo presupuestario. Paralelamente se continuará el Programa PROCREAR con los ajustes necesarios para lograr una mayor eficiencia del mismo.

La política de **desarrollo económico** tiene uno de sus focos principales en la apuesta por las pequeñas y medianas empresas (PyMEs). Para ello se han tomado en el presente ejercicio una serie de medidas de alivio fiscal y a partir del 1° de junio de 2016, las PyMEs empezaron a liquidar el IVA cada 90 días en lugar de los 30 días habituales. Esto les permite tener una capital de trabajo extra de $ 5.000 millones. De este

ES COPIA FIEL

modo el 70% de las PyMEs pasaron a recibir en forma automática un certificado de no retención del IVA. Además se elevaron los umbrales de retención de IVA y ganancias que no se actualizaban desde el año 2000. Por otro lado las PyMEs pasaron a tener un plazo de 365 días para liquidación de divisas de exportación. Esta medida impactará directamente en las PyMEs agroexportadoras y en las economías regionales. Esto quiere decir que en apenas unos pocos meses esta administración ya se hizo más por las empresas pequeñas que en mandatos completos de administraciones anteriores. Además, el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) ideó la línea "Mi primer Crédito" para todas las PyMEs que nunca accedieron al financiamiento. La línea de inclusión financiera es para micro y pequeñas empresas y supone un monto disponible de casi $ 7.000 millones. Además, el ESTADO NACIONAL quiere promover mediante un paquete legislativo la producción mediante la deducción del 8% de la inversión de las PyMEs sobre el impuesto a las ganancias con un tope del 2% de las ventas.

En la **agroindustria** apuntamos a reimpulsar un sector relegado durante muchos años, tanto por su importancia estratégica como por su capacidad de generar empleo. Tenemos como norte metas productivas hacia 2020 que apuntan a aumentar la productividad, la superficie y el stock radicalmente pasando a producir alimentos para 600 millones de personas, lo que a su vez implica un aumento de la producción de alimentos de un 2% anual. De este modo se busca fortalecer el crecimiento del sector en forma sostenible, asegurando el cuidado del capital natural, aumentando el valor agregado del sector, fomentando la instalación de nuevas industrias y posicionando a la REPÚBLICA ARGENTINA como proveedor confiable de productos y servicios agroindustriales. Además buscamos fomentar las economías regionales, contribuyendo al desarrollo local y a la seguridad alimentaria. Por eso se bajaron retenciones a distintos productos para favorecer las economías regionales y para impulsar la producción y la inversión genuina. Apuntamos a proteger la industria láctea, muy golpeada en estos años con el cierre de miles de tambos y por el límite a las exportaciones de la administración anterior que desfinanció el sector. También buscamos promover la industria de la carne. Durante años mientras que otros países se dedicaron a aumentar la producción y la exportación el país se estancó limitando sus exportaciones y reduciendo sus cabezas de ganado, perdiendo terreno en el mercado mundial frente a países como Brasil y Uruguay.

En el ámbito de la **política de telecomunicaciones**, presentamos el Plan Federal de Internet, que llevará internet de calidad a más de 1.100 localidades del país en un plazo de dos años, conectando a éstas localidades a través de ARSAT a la Red Federal de Fibra Óptica. De este modo, reduciremos la brecha digital entre los pequeños y grandes centros urbanos del país, y garantizaremos las mismas oportunidades a todos los argentinos para educarse, informarse y producir, incorporando las nuevas tecnologías.

El **desarrollo de la ciencia y de la tecnología** es una prioridad para los próximos años y por eso es que continuaremos fortaleciendo las políticas de innovación productiva y sustentable, con el objetivo de incrementar tanto la competitividad de nuestra economía como la calidad de vida de los argentinos. En esta dirección, buscaremos aumentar la transferencia de tecnología al sector productivo y social, así como fortalecer el sistema científico tecnológico. La iniciativa de Proyectos Estratégicos permitirá impulsar la investigación y desarrollo de proyectos en temáticas como las tecnologías satelitales, la urbanización de asentamientos, los superalimentos, la acuicultura y la agricultura de precisión. Con el Plan Espacial, vamos a fortalecer las actividades espaciales a través de la exploración y observación terrestre, el desarrollo de proveedores de componentes, la atracción de inversiones y la promoción de exportación de información satelital y satélites.

El **Plan Nacional de Turismo** es un aliado fundamental para alcanzar nuestro gran objetivo de la Pobreza Cero. En estos próximos 4 años buscamos crear 300 mil nuevos empleos y a trabajar para que la REPÚBLICA ARGENTINA se convierta en el principal destino turístico de la región. Vamos a impulsar sitios no tradicionales que tienen un enorme potencial. Lugares que son una gran oportunidad para miles de familias que pueden vivir del turismo. Pero para que el turismo pueda seguir expandiéndose no solo debemos generar el clima necesario para que continúen las inversiones privadas sino también contribuir desde el Estado a construir mejores rutas, trenes, accesos, e infraestructura en general.

La **lucha contra el narcotráfico** es un eje de la política de seguridad y se prevén en el presupuesto importantes inversiones en prevención y seguridad. En este sentido se busca mediante acciones como el programa "barrios seguros", cuyo objetivo principal consiste en reducir presencia de la criminalidad y la violencia en los barrios, distintas coordinaciones a nivel nacional, local y con otros poderes del Estado mediante articulación interministerial para la prevención. Además, otro factor importante es el mercado y el desarrollo económico en estos barrios postergados. Por eso habrá un abordaje desde el mercado de trabajo, desde el sistema educativo y con acuerdos con el mercado. La intervención se dará en tres etapas: diagnóstico y planificación estratégica, intervención y permanencia. Y a los seis meses se retirarán las fuerzas policiales y de seguridad y se transferirá el programa al ámbito provincial. La intervención se dará en 100 barrios en todo el país.

En el ámbito de las **políticas de defensa**, se fortalecerán las políticas de modernización de la formación y de la capacidad operativa de las fuerzas armadas. En lo que concierne a la lucha contra el narcotráfico, se promoverá la colaboración de las fuerzas armadas en el marco de lo permitido por la ley, en el apoyo logístico del control del aire con aviones y radares. También se potenciarán las capacidades de asistencia y de respuestas para casos de emergencias y se continuará apoyando la participación argentina en la Antártida y en misiones de paz.

Por otra parte, el **desarrollo de una administración pública moderna, transparente y profesional** implica la inversión en proyectos que pongan al Gobierno Nacional y sus organismos al servicio de los ciudadanos. Es por esto que el presupuesto para el año 2017 incluye fondos para el desarrollo de proyectos que avancen hacia la digitalización y simplificación de los procesos de la administración pública y para la atención al ciudadano.

El **Plan País Digital** busca promover la inclusión del uso de la tecnología en gobiernos provinciales y municipales de todo el país, prestando servicios digitales de alta calidad. Al mismo tiempo, se busca promover el desarrollo y la utilización de productos y servicios modernos en la relación entre el Estado y los ciudadanos de todo el país. Se apunta a impulsar provincias y municipios interconectados entre sí, trámites en línea y a distancia, plataformas web inclusivas, empleados públicos capacitados en nuevas tecnologías y portales de datos abiertos de la gestión, entre otros proyectos. De esta forma, se busca promover municipios más ágiles, más transparentes, más cercanos y más comprometidos, con la convicción de que el Estado tiene que estar al servicio de la gente para resolver sus problemas concretos haciendo uso de los beneficios y oportunidades que ofrece la tecnología.

Con la **Reforma Electoral**, proponemos que se incorpore la Boleta Única Electrónica, que brindará mayor seguridad al voto de los ciudadanos y aumentará la transparencia democrática. De este modo, se dará mayor agilidad al proceso de elecciones, preservando la inmediatez del voto ciudadano y evitando el robo de boletas.

En el terreno de las **relaciones internacionales**, se continuará con el fortalecimiento de las políticas que permitan posicionar a la REPÚBLICA ARGENTINA como miembro constructivo de la comunidad internacional, construyendo lazos para los temas de la agenda global que se alineen con las prioridades del gobierno, defendiendo el sistema democrático, el respeto de los derechos humanos y la lucha contra el narcotráfico en el sistema internacional, y construyendo relaciones maduras con los países vecinos y otros miembros de la comunidad global. Además, se buscará promocionar las inversiones. El turismo y el comercio exterior, promoviendo la participación del país en ferias y fomentando las políticas de cooperación internacional.

ES COPIA FIEL

2. Los supuestos macroeconómicos

Las proyecciones de las principales variables macroeconómicas, según las cuales es confeccionado el Presupuesto 2017, son las que se presentan a continuación.

	PIB	Consumo Total	Inversión	Exportaciones	Importaciones
2014 Millones de $ corrientes	4.608.745	3.735.008	739.707	659.838	641.132
2015 Millones de $ corrientes	5.838.544	4.902.172	911.185	645.616	693.269
Variaciones reales (%)	2,4%	5,3%	5,5%	-0,4%	5,5%
Variaciones nominales (%)	26,7%	31,2%	23,2%	-2,2%	8,1%
Variación (%) Precios implícitos	23,7%	24,7%	16,7%	-1,7%	2,5%
2016 Millones de $ corrientes	7.887.532	6.568.384	1.257.214	1.079.128	1.203.624
Variaciones reales (%)	-1,5%	-0,9%	-3,5%	6,9%	10,2%
Variaciones nominales (%)	35,1%	34,0%	38,0%	67,1%	73,6%
Variación (%) Precios implícitos	37,2%	35,2%	43,0%	56,4%	57,5%
2017 Millones de $ corrientes	9.749.993	8.117.154	1.723.620	1.402.963	1.591.637
Variaciones reales (%)	3,5%	3,5%	14,4%	7,7%	9,8%
Variaciones nominales (%)	23,6%	23,6%	37,1%	30,0%	32,2%
Variación (%) Precios implícitos	19,4%	19,4%	19,8%	20,7%	20,4%
2018 Millones de $ corrientes	11.536.162	9.571.776	2.176.069	1.752.882	2.037.163
Variaciones reales (%)	3,5%	3,6%	9,5%	6,0%	8,4%
Variaciones nominales (%)	18,3%	17,9%	26,2%	24,9%	28,0%
Variación (%) Precios implícitos	14,3%	13,9%	15,3%	17,8%	18,1%
2019 Millones de $ corrientes	12.954.023	10.749.994	2.554.969	2.039.997	2.447.945
Variaciones reales (%)	3,5%	3,7%	7,6%	5,2%	8,5%
Variaciones nominales (%)	12,3%	12,3%	17,4%	16,4%	20,2%
Variación (%) Precios implícitos	8,5%	8,3%	9,1%	10,6%	10,8%

La caída del PIB de 1,5% para el año 2016 se explica por una contracción del consumo y de la inversión, en conjunción con el aporte negativo de parte de las exportaciones netas. Para los próximos años se espera que las medidas adoptadas durante el inicio de la actual gestión, tendientes a ordenar la macroeconomía en paralelo con la eliminación de las distorsiones que afectaban la eficiente asignación de recursos productivos, redunden en una mejora de la capacidad productiva de la economía, tanto de mediano como de largo plazo. Por ende, la economía mejorará su tasa de crecimiento potencial convergiendo el crecimiento observado a tasas del orden del 3,5% interanual.

Consistentemente, esta senda de crecimiento planteada es explicada por un crecimiento sostenido de la inversión, lo cual dinamiza las importaciones vinculadas al aparato productivo. A su vez, se espera que los sectores más dinámicos y competitivos de la economía generen mayores exportaciones de bienes y servicios, logrando una mayor integración a los mercados internacionales. En tanto, el consumo total crecerá de la mano de la mejora del poder de compra resultante de una senda decreciente y conocida de inflación.

	2015	2016	2017	2018	2019
Tipo de Cambio nominal $/U$S (promedio)	9,66	14,99	17,92	21,21	23,53
Variación anual del Deflactor del PIB (promedio)	23,9%	37,0%	19,4%	14,3%	8,5%
Variación anual del Deflactor del Consumo Total (promedio)	24,7%	35,2%	19,4%	13,9%	8,3%
Variación anual IPC INDEC -Metas-	-	-	12%-17%	8%-12%	3,5%-6,5%
Variación anual IPIM (promedio)	-	-	-	15,4%	9,2%
Exportaciones FOB (millones de dólares)	56.788	58.326	64.278	68.880	73.919
Importaciones CIF (millones de dólares)	59.757	58.972	66.144	72.680	78.848
Saldo Comercial (millones de dólares)	-2.969	-646	-1.866	-3.800	-4.929

El compromiso de las autoridades políticas de generar una senda decreciente de déficits fiscales brindará los grados de libertad requeridos para implementar un programa de metas de inflación que dote de previsibilidad a la dinámica futura del conjunto de precios de la economía. Por ello, se espera que la inflación desciendan gradualmente, cada año dentro de la ventana de valores máximos y mínimos fijados al momento de anunciarse el desmantelamiento del cepo cambiario, hasta alcanzar una tasa de crecimiento interanual del IPC INDEC en el rango de la meta 3.5%-6.5% para el año 2019.

3. La estimación de recursos tributarios

La recaudación de impuestos nacionales y de aportes y contribuciones de la seguridad social alcanzará en el año 2017 los $2.532.186,9 millones de pesos, por lo cual será 26,8% superior a la estimada para el año 2016. En términos del PIB llegará a 25,97%, aumentando respecto del año anterior.

La suba estimada en la recaudación nominal se explica, principalmente, por los aumentos proyectados en la actividad económica, el comercio exterior, la remuneración imponible y los precios y por las mayores ganancias obtenidas tanto por las sociedades como por las personas físicas. En el mismo sentido, incidirán la continuidad en la mejora del grado de cumplimiento de las obligaciones tributarias y los ingresos correspondientes a los regímenes de facilidades de pago.

Del total recursos, $1.638.582,5 millones corresponderán a la Administración Nacional. El monto que financiará a la Nación será 25,2% superior al que ingresará en el año 2016.

Los ingresos originados en el impuesto a las Ganancias llegarán en el año 2017 a los $543.132,1 millones, lo que significará una suba de 27,9% respecto del año anterior. En términos del PIB la recaudación será de 5,57%. La variación de los ingresos se explica, por las subas proyectadas en los niveles de actividad económica, precios, remuneraciones e importaciones -que se manifestarán a través de la mayor recaudación proveniente de los regímenes de retención y percepción -, por el crecimiento de los impuestos determinados en los períodos fiscales 2015 y 2016 - que implicará un aumento en los pagos por anticipos- y por los mayores ingresos correspondientes a los regímenes de facilidades de pago. También incidirá en forma positiva en la comparación, las compensaciones y devoluciones efectuadas en el año 2016 por las percepciones abonadas en carácter de pago a cuenta, tanto por las personas físicas como por las sociedades, por los consumos realizados en el exterior con tarjetas de crédito y débito, por la adquisición de servicios turísticos y pasajes con destino fuera del país y por la compra de moneda extranjera para turismo y tenencia en el país, durante el año 2015. En sentido contrario, la recaudación del año 2017 se verá afectada por el efecto pleno de la eliminación de la retención con carácter de pago único y definitivo sobre los dividendos, y por los beneficios otorgados en la ley 27.264 a las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas.

La recaudación del impuesto al Valor Agregado, neta de reintegros a las exportaciones, se incrementará 26,5% respecto del año 2016, alcanzando los $729.366,3 millones. En términos del PIB, registrará un aumento, pasando de 7,31% a 7,48%. El aumento en el consumo nominal es la principal razón de la variación de la recaudación. También incidirán en forma positiva, los mayores ingresos provenientes de los regímenes de facilidades de pago.

Los recursos originados en los impuestos Internos Coparticipados serán de $67.347,3 millones, subiendo 42,5% con respecto al año anterior. Las variaciones esperadas en las ventas nominales de los productos gravados y el efecto pleno de la suba de la alícuota sobre los cigarrillos explican este incremento.

La recaudación del impuesto sobre los Bienes Personales disminuirá 41%, por lo que será de $11.295,7 millones. Esta baja se explica por el aumento del mínimo a partir del cual se debe pagar el impuesto, por la sustitución del mínimo exento por un mínimo no imponible, por la modificación de las alícuotas y por la exención del impuesto para los contribuyentes cumplidores.

Los ingresos estimados por el impuesto sobre la Naftas serán de $40.699,8 millones, lo que significará un alza de 23,1% respecto del año 2016. La recaudación del impuesto sobre el Gas Oil y otros combustibles presentará un incremento de 25,2%. En ambos casos, las variaciones serán, principalmente, la consecuencia de los aumentos proyectados en las ventas nominales.

Los recursos provenientes de los impuestos que gravan el comercio exterior –Derechos de Importación y Exportación y Tasa de Estadística- llegarán a $186.411,5 millones, monto que será 38,2% superior al obtenido en el año 2016. Los aumentos estimados en las importaciones, las exportaciones del complejo soja y el tipo de cambio nominal son las principales causas de la suba de estos gravámenes.

La recaudación del impuesto sobre los Créditos y Débitos alcanzará a $164.933.2 millones, registrando un alza de 24,9% con relación a la del año anterior, que reflejará, básicamente, el aumento en el monto de las transacciones bancarias gravadas.

Los Aportes y Contribuciones a la Seguridad Social crecerán 24% como producto de los aumentos esperados tanto en los salarios nominales imponibles como en el número de cotizantes efectivos. En términos del PIB, su recaudación se incrementará, llegando a 7,17%.

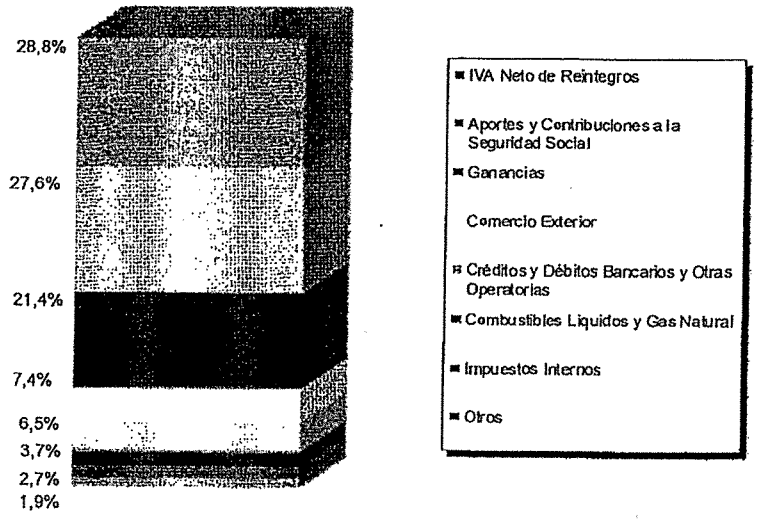
ES COPIA FIEL

SECTOR PÚBLICO NACIONAL
Recaudación Tributaria Total
En millones de pesos y en % del PIB

Concepto	Millones de pesos		En % del PIB	
	2016	2017	2016	2017
Ganancias	424.509,2	543.132,1	5,38	5,57
Bienes Personales	19.141,9	11.295,7	0,24	0,12
IVA Neto de Reintegros	576.749,1	729.366,3	7,31	7,48
Impuestos Internos	47.261,2	67.347,3	0,60	0,69
Ganancia Mínima Presunta	3.128,4	2.567,9	0,04	0,03
Derechos de Importación	57.566,3	80.510,3	0,73	0,83
Derechos de Exportación	76.266,2	104.380,3	0,97	1,07
Tasa de Estadística	1.101,5	1.520,9	0,01	0,02
Combustibles Naftas	33.070,2	40.699,8	0,42	0,42
Combustibles Gasoil	13.145,7	16.460,3	0,17	0,17
Combustibles Otros	30.713,4	37.537,1	0,39	0,38
Monotributo Impositivo	6.768,5	8.570,8	0,09	0,09
Créditos y Débitos Bancarios y Otras Operatorias	132.002,4	164.933,2	1,67	1,69
Otros Impuestos	12.810,3	25.050,6	0,16	0,26
Subtotal Tributarios	**1.434.234,3**	**1.833.372,6**	**18,18**	**18,80**
Aportes y Contribuciones a la Seguridad Social	563.499,6	698.814,3	7,14	7,17
Total	**1.997.733,9**	**2.532.186,9**	**25,33**	**25,97**

SECTOR PUBLICO NACIONAL
Recaudación Tributaria Total

Participación porcentual por impuesto



4. El gasto público

Las prioridades del gasto público se orientan, entre otras, en relación con la **política de seguridad social**. Una de las primeras medidas tomadas por la actual gestión de gobierno fue la de otorgar un subsidio extraordinario a beneficiarios de jubilaciones y pensiones mínimas, y de asignaciones para protección social en el mes de diciembre de 2015, y otro en el mes de mayo de 2016, a fin de priorizar la atención de las familias que presentan mayor vulnerabilidad.

Con la finalidad de garantizar un adecuado nivel de cobertura para cada nivel etario de la población, con especial énfasis en los niños, se han implementado diversas medidas extendiendo el alcance de las Asignaciones Familiares y de la Asignación Universal por Hijo para Protección Social (AUH).

Una de estas medidas fue la de duplicar el ingreso familiar máximo para percibir asignaciones familiares. A través del Decreto N° 492 de fecha 16 de marzo de 2016 se fija en $60.000 este tope, lo que permitió el ingreso al subsistema de alrededor de 1.200.000 niños. Posteriormente, mediante el Decreto N° 592 de fecha 15 de abril de 2016, se ha establecido la continuidad en la percepción de asignaciones familiares para aquellos trabajadores temporarios y discontinuos, que perdían ese derecho en los meses de inactividad.

También con el fin de universalizar la cobertura, el Decreto N° 593 del 15 de abril de 2016 estableció, por una parte, el derecho a la percepción de asignaciones familiares a los trabajadores aportantes adheridos al Régimen Simplificado para Pequeños Contribuyentes que revisten en las categorías con ingresos más bajos, se prevé incluir a alrededor de 500.000 niños. A partir de mayo los monotributistas pueden percibir Asignaciones por Hijo, por Embarazo, por Hijo con Discapacidad y Ayuda Escolar Anual.

También, se aplicó por primera vez en marzo de 2016 el coeficiente de actualización de las prestaciones previsionales (Ley N° 26.417 de Movilidad de las Prestaciones del Régimen Previsional Público) a las asignaciones familiares. El incremento para el periodo marzo-agosto ascendió al 15,35% y en septiembre se actualizaron en un 14,16%. Esta variación se aplica tanto a los montos cuanto a los tramos de ingreso del grupo familiar, en el caso de las asignaciones familiares por hijo.

En otro orden de la Seguridad Social, a través de la Resolución N° 2 de fecha 19 de mayo de 2016 del Consejo Nacional del Empleo, la Productividad y el Salario Mínimo Vital y Móvil, se incrementaron los montos mínimo y máximo de la prestación por desempleo, a las sumas de $1.875 y $3.000, respectivamente. Vale destacar que estos importes no se modificaban desde el año 2006, y que eran de $250 la prestación mínima, y $400 la máxima.

Con respecto a la problemática de la litigiosidad en temas previsionales, el Estado Nacional, por un lado, ha instruido a la Administración Nacional de la Seguridad Social para que no interponga recursos extraordinarios en aquellos supuestos en que el resultado fuera desfavorable de acuerdo a los precedentes jurisprudenciales existentes. Por otro, a través del Decreto N° 807/2016, con el objeto de interrumpir la principal causa de la generación masiva de juicios, se han efectuado las correcciones necesarias para que las remuneraciones que se toman en cuenta para calcular las nuevas prestaciones, se actualicen en forma justa y razonable. Los nuevos índices se utilizan desde el mes de agosto.

Adicionalmente el Estado ha comenzado este año un esfuerzo histórico de reparación, al comprometerse a terminar con la estafa de décadas que distintas administraciones venían haciendo con generaciones de jubilados. El Programa Nacional de Reparación Histórica para Jubilados y Pensionados saldará las deudas con los jubilados que tengan o no reclamos sobre la liquidación de sus haberes, y actualizará sus haberes jubilatorios. Se prevé la suscripción de Acuerdos Transaccionales, y se contempla que más de 2 millones de beneficiarios previsionales podrían adherir a este Programa.

En la misma ley, dado el consenso que existe sobre la necesidad de instituir un derecho ciudadano de alcance universal, no sujeto a condicionamientos temporales, que garantice un piso de protección social para los adultos mayores, se crea la Pensión Universal para el Adulto Mayor destinada a personas de 65 años de edad o más, que no puedan acceder o no cuenten con jubilación, pensión o retiro por carecer de los requisitos necesarios. El monto de dicha prestación se fija en un 80% del haber mínimo del Sistema Integrado Previsional Argentino (SIPA).

Las prioridades del gasto público se orientan también en relación con la **política de inversión pública**. La sustentabilidad del proceso de crecimiento económico depende, entre otros factores, del desarrollo de inversiones significativas que propicien la ampliación de la capacidad de producción, de transporte, de acopio y de distribución para generar un incremento en la productividad de la economía.

Precisamente, el bajo crecimiento económico alcanzado por la República Argentina en los últimos años se

ES COPIA FIEL

debió, en parte, a una tasa de inversión que promedió apenas 19% entre 2008 y 2014. A su vez, la baja tasa de inversión contribuyó a la caída de la productividad observada durante los últimos años y a la escasa generación de empleo privado formal. Así, entre 2008 y 2014, la productividad cayó un 10,3%, en un contexto de desincentivo a la innovación y a la incorporación de tecnología. En el mismo sentido, los altos costos logísticos, sumados a una oferta de energía deficiente y no sustentable, representaron una barrera adicional para un desempeño eficiente de las empresas.

En ese contexto, el Gobierno Nacional ha colocado el foco en la promoción de la inversión como pilar del crecimiento económico. En particular, la inversión pública adquiere una relevancia central como medio para mejorar la infraestructura y reducir los costos logísticos, además de permitir el cumplimiento de funciones del Estado tales como la educación, la asistencia social y la seguridad. Estos objetivos favorecerán la transformación productiva para lograr una integración inteligente al mundo, la generación de empleo privado de calidad, la federalización de la producción y la disminución de las disparidades que caracterizan a la estructura productiva y social argentina.

En el marco de la formulación del Presupuesto de la Administración Nacional, con el objetivo de priorizar el total de proyectos de inversión pública recibidos, se tomaron en cuenta tanto la capacidad de financiamiento como las pautas de definición de políticas públicas. Además, como criterios se consideraron los diagnósticos sectoriales, los impactos que esas inversiones producirán en la estructura productiva en las diferentes regiones del país, y sus efectos sobre actividades demandantes de bienes y servicios, creadoras de empleo y fuente de exportaciones, tanto en forma directa como a través de su efecto multiplicador sobre la actividad económica.

Entre las principales propuestas seleccionadas, se destacan:

- el **Plan Nacional de Agua Potable y Saneamiento (PNAPyS)**, que se propone alcanzar para 2019 niveles de cobertura de 100% en agua potable y de 75% en cloacas en las áreas urbanas del país;
- el **Plan Nacional de Transporte**, cuyo objetivo principal es equilibrar la matriz de transporte de cargas (aumentando el transporte ferroviario y fluvio-marítimo), en aras de mejorar la logística regional e impulsar a las cadenas de valor del Interior;
- las obras en materia de movilidad urbana como la **Red de Expresos Regionales (RER)**;
- la mejora de la infraestructura social, donde sobresale la propuesta de **Obras de Jardines Maternales**, ejecutada a través del Ministerio de Educación y Deportes, y la adquisición de *notebooks* escolares, con la inclusión de nuevos ingresantes al sistema;
- los **proyectos viales**, que prevé una mayor asignación a nivel global y unitario (gasto por iniciativa), disminuyéndose la cantidad de obras a ejecutar en el ejercicio 2017 y concentrándose en proyectos de alto valor público;
- las obras en materia de Ciencia y Técnica, donde se contempla la continuación de las inversiones destinadas al **diseño, construcción, lanzamiento y operación de dos satélites de órbita polar**, la ampliación del laboratorio de ensayos existente en el Centro Espacial Teófilo Tabanera, provincia de Córdoba, la construcción y equipamiento de una base con instalaciones conexas requeridas para poder realizar los lanzamientos de los satélites del Plan Espacial Nacional en territorio argentino, la adquisición de equipos para el desarrollo, construcción, lanzamiento y operación del satélite SARE-II A de observación de la Tierra y la construcción de un inyector satelital de cargas útiles livianas, a cargo de la Comisión Nacional de Actividades Espaciales;
- las inversiones en la **Construcción de los Centros Penitenciarios Federales:** Condenas III – Agote - Mercedes, provincia de Buenos Aires; del Litoral – Coronda, provincia de Santa Fe; de Cuyo, provincia de Mendoza; de Córdoba; de Yuto, provincia de Jujuy; las obras de ampliación de la Unidad Residencial 6 del Centro Penitenciario Federal II de Marcos Paz, de la Colonia Penal de Ezeiza, provincia de Buenos Aires y del Complejo Penitenciario Federal V, Marcos Paz, provincia de Buenos Aires;
- los emprendimientos hidroeléctricos, entre los cuales resulta relevante el **Aprovechamiento Multipropósito Chihuido I** en la provincia de Neuquén.

Con relación a la **política de ocupación y salarios del Sector Público Nacional**, los lineamientos que se instrumenten para el tratamiento de las convenciones sectoriales estarán orientados a obtener un esquema compatible con la sustentabilidad fiscal y, en el marco de dicho proceso de negociación, los criterios a aplicar para el diseño de los distintos regímenes laborales y escalafonarios estarán alineados con los principios generales del Plan de Modernización del Estado, a los efectos de contribuir con la mejora de la gestión pública en términos de calidad y eficiencia y optimizar el empleo público, mediante la implantación de tecnologías de gestión de recursos humanos que permitan concretar una reestructuración integral del capital humano del Estado Nacional, dirigida a una administración con medios eficientes para cumplir eficazmente sus objetivos.

5. El Presupuesto de la Administración Nacional

Los **recursos corrientes y de capital** están compuestos en un 99,8% por ingresos corrientes, los que se estima aumentarán un 22,4% respecto del año 2016. El resto de los recursos corresponde a los de capital, cuyo monto disminuye un 5,3% con respecto al ejercicio anterior.

RECURSOS CORRIENTES Y DE CAPITAL
En millones de pesos

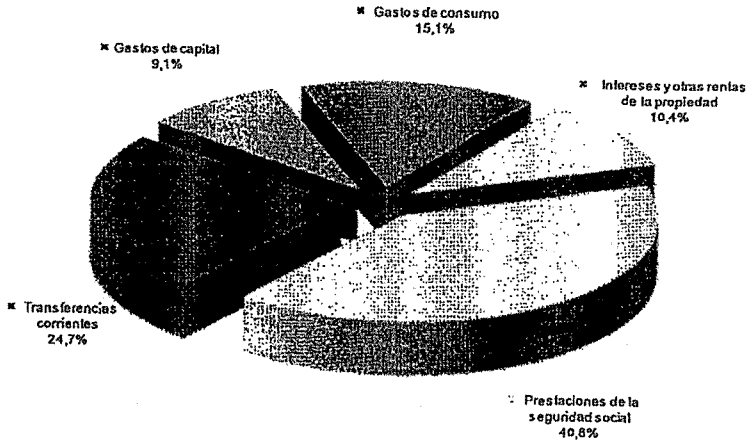
Concepto	Presupuesto 2016	%	Presupuesto 2017	%	Var (%)
Corrientes	1.535.555,6	99,7	1.879.131,1	99,8	22,4
De Capital	3.892,4	0,3	3.687,4	0,2	-5,3
TOTAL	1.539.448,0	100,0	1.882.818,5	100,0	22,4

Los ingresos tributarios y los aportes y contribuciones a la seguridad social constituyen la mayor parte de los **recursos corrientes**; ambos representan el 87,2% del total. Siguen en orden de importancia las rentas de la propiedad y los recursos no tributarios que significan, respectivamente, un 10,3% y un 1,9% del total. El resto de los recursos corrientes corresponde a las ventas de bienes y servicios y transferencias corrientes.

Los **gastos corrientes y de capital** previstos en el Proyecto de Presupuesto para el ejercicio 2017 ascienden a $2.363.619,9 millones, registrándose un incremento del 22,1% respecto del ejercicio en curso. La composición de los gastos en ambos períodos es la siguiente:

ADMINISTRACION NACIONAL
Composición Económica del Gasto

Presupuesto 2017



CONCEPTO	2016	2017	Variación
	Millones de $	Millones de $	%
Gastos corrientes	1.772.788,1	2.148.575,6	21,2
- Gastos de consumo	281.857,0	355.743,1	26,2
- Intereses y otras rentas de la propiedad	186.480,8	246.629,3	32,3
- Prestaciones de la seguridad social	712.389,3	963.181,1	35,2
- Transferencias corrientes	592.000,1	582.945,2	-1,5
- Otros gastos corrientes	60,9	76,9	26,3
Gastos de capital	162.845,5	215.044,3	32,1
- Inversión real directa	47.195,9	65.474,6	38,7
- Transferencias de capital	97.636,1	133.805,1	37,0
- Inversión financiera	18.013,5	15.764,6	-12,5
TOTAL GASTOS CORRIENTES Y DE CAPITAL	1.935.633,6	2.363.619,9	22,1

ES COPIA FIEL

El gasto **primario** se prevé que ascienda a $2.117.006,1 un 21,0% más que en el presente ejercicio. Este concepto excluye de los gastos corrientes y de capital a aquellos correspondientes a Intereses de la Deuda, originados en el financiamiento de ejercicios anteriores, permitiendo así concentrar la atención en aquellos gastos propios del año que reflejan de manera más adecuada las decisiones de política fiscal.

Los **gastos corrientes** representan el 90,9% del total de gastos de la Administración Nacional presupuestado para el año 2017 y se prevé que aumenten un 21,2% respecto del ejercicio en curso, fundamentalmente debido al incremento de las prestaciones de la seguridad social.

Las **remuneraciones** representan un 11,2% del gasto total de la Administración Nacional y registran un aumento del 26,2%. El nivel total por este concepto proyectado para 2017 se destinará a cubrir los niveles salariales vigentes, incluyendo las variaciones vinculadas a la instrumentación del régimen escalafonario de carrera u otras coberturas en el marco del Sistema Nacional de Empleo Público (SINEP) y del resto de los regímenes laborales de la Administración Nacional, así como el efecto anualizado de los aumentos otorgados en 2016.

El gasto en **bienes y servicios** constituye un 3,8% del gasto total de la Administración Nacional y exhibe un crecimiento del 26,3%, influido por la Prevención y Control de Enfermedades Inmunoprevenibles, la Lucha Contra el SIDA y Enfermedades de Transmisión Sexual y la Atención de la Madre y el Niño, a cargo del Ministerio de Salud; el Alistamiento Operacional de las Fuerzas Armadas en el Ministerio de Defesa; y el Impulso al Desarrollo del Sistema Democrático y Relaciones con la Comunidad en el Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda.

El total de gastos por **intereses y otras rentas de la propiedad** alcanza a $246.629,3 millones, de los cuales casi la totalidad corresponde a **intereses de la deuda pública** ($246.613,8 millones), los que para el ejercicio 2016 exhiben un aumento del 32,3% respecto de 2016 y representan un 2,53% del PIB.

Las **prestaciones de la Seguridad Social** abarcan el universo del gasto previsional en jubilaciones, pensiones y retiros, el cual se prevé que ascienda a $963.181,1 millones en el ejercicio 2017, registrándose un incremento de 35,2% respecto del corriente año, en razón del efecto anualizado que tendrán las medidas adoptadas y las previsiones para el próximo ejercicio, en particular por los incrementos de haberes previsionales derivados de la vigencia de la Ley Nº 26.417 de Movilidad de las Prestaciones del Régimen Previsional Público, el Programa Nacional de Reparación Histórica para Jubilados y Pensionados y la creación de la Pensión Universal para el Adulto Mayor (PUAM).

El monto total previsto para 2017 de las **transferencias que financian gastos corrientes** de los sectores privado, público y externo asciende a $582.945,2 millones, monto que representa un 24,7% del total de gastos y se mantienen casi estables respecto del corriente año con apenas un 1,5% de caída.

En el caso en las **transferencias al Sector Privado**, el incremento de las transferencias a las Unidades familiares, se explica principalmente por el aumento de las asignaciones familiares.

Por su parte, las **transferencias para financiar gastos corrientes del Sector Público** aumentan principalmente por las transferencias a las Universidades Nacionales registradas en el programa de Desarrollo de la Educación Superior del Ministerio de Educación y Deportes, cuyo principal componente son los gastos salariales de las Universidades; por las transferencias destinadas a los Fondos Fiduciarios entre los cuales se destaca el correspondiente al Sistema de Infraestructura de Transporte a cargo del Ministerio del Transporte; y las transferencias a empresas públicas, en particular, las correspondientes a la órbita de los sectores transporte y minería y energía.

Por último, las **transferencias al Sector Externo** corresponden mayormente a los gastos en concepto de cuotas que el país debe realizar en su calidad de miembro integrante de distintos organismos internacionales.

Los **gastos de capital** de la Administración Nacional previstos para 2017 ascienden a $215.044,2 millones y registran un incremento del 32,1% respecto de 2016, explicado fundamentalmente por el aumento de las transferencias de capital (5,7% del total de gastos, con un crecimiento de 37,0%) y de la inversión real directa (2,8% del total de gastos, con un crecimiento de 38,7%). Por su parte, la inversión financiera exhibe un disminución del 12,5% en relación al ejercicio en curso.

El comportamiento de la **inversión real directa** y de las **transferencias de capital** muestra la prioridad asignada por el Gobierno Nacional a la inversión pública, previéndose aumentos interanuales de $18.278,7 y $36.168,9 millones, respectivamente.

El monto previsto de **inversión real directa** se encuentra influido principalmente por los proyectos de inversión de la Dirección Nacional de Vialidad comprendidos en la función transporte. También resulta significativa la inversión real directa en el Ministerio de Educación y Deportes, influido principalmente por la Implementación del Plan Nacional de Educación Digital y el Fortalecimiento Edilicio de Jardines Infantiles; como así también es importante la inversión en el Ministerio de Transporte, explicado fundamentalmente por la Modernización de la Red de Transporte Ferroviario y la implementación de Políticas para Transporte Vial y el equipamiento para las Fuerzas de Defensa y Seguridad, las Fuerzas de Paz y los Servicios de Hidrografía.

Las **transferencias de capital** son el componente más importante de los gastos de capital de la Administración Nacional, representando el 62,2% de ese total. Tienen como destino la financiación de la inversión principalmente de Gobiernos Provinciales y Municipales, que reciben un 61,8% del total transferido para gastos de capital aunque, agregando el total de instituciones provinciales y municipales, dicho guarismo alcanza el 67,9%, reflejando un alto grado de descentralización de la inversión pública financiada por el Estado Nacional. Asimismo, se destacan las transferencias de capital a las Empresas Públicas No Financieras, que concentran un 23,7% del total. Por último, un 5,2% de las transferencias de capital será percibido por el sector privado y destinado fundamentalmente a financiar inversiones en materia energética (principalmente redes eléctricas de alta tensión) y, en menor medida, para cooperativas de trabajo que realizan Acciones de Vivienda, Hábitat y Desarrollo Urbano.

La **inversión financiera** representa el 7,3% de los gastos de capital, entre los que se destacan los destinados a los aportes de capital principalmente al Fondo Fiduciario Programa Crédito Argentino del Bicentenario para la Vivienda Única Familiar y, en menor medida, a la Corporación Andina de Fomento (CAF), al Banco Interamericano de Reconstrucción y Fomento (BIRF), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), y el Fondo para la Convergencia Estructural del Mercosur (FOCEM).

En el siguiente cuadro se muestra, de modo comparativo, el gasto primario de la Administración Nacional en términos del PIB; en el mismo se observa que para el año 2017 se prevé una disminución del orden de los 0,47 puntos.

GASTO PRIMARIO DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL
En porcentaje del PIB

CONCEPTO	2016	2017
Gasto de la Administración Nacional	**24,54**	**24,24**
- Intereses de la deuda pública	2,36	2,53
Gasto Primario	**22,18**	**21,71**

Los ingresos y gastos corrientes proyectados para el ejercicio 2017 arrojan un **resultado económico deficitario o desahorro** de $269.444,5 millones, el que resulta mayor en un 13,6% al déficit económico estimado para el actual ejercicio. Por otro lado, el **resultado financiero** de la Administración Nacional previsto para el ejercicio 2017 alcanza un resultado financiero negativo de $480.801,4 millones.

RESULTADO FINANCIERO
En millones de pesos

CONCEPTO	2016	2017
Total Administración Nacional		
1. Ahorro Corriente	-237.232,5	-269.444,5
2. Recursos de Capital	3.892,4	3.687,4
Subtotal 1 + 2	**-233.340,1**	**-265.757,1**
Gastos de Capital	162.845,5	215.044,3
Resultado Financiero Total:	**-396.185,6**	**-480.801,4**

El **resultado primario**, resultado financiero sin contabilizar los intereses de la deuda, se estima será deficitario en $234.187,6 millones para el año 2017, lo que implica un incremento del déficit primario de 11,7% respecto del año 2016, aunque arroja una mejora en términos del PIB de 0,26 puntos. No obstante, si de los recursos se deducen las rentas del Banco Central de la República Argentina y del Fondo de Garantía de Sustentabilidad Fiscal, el déficit primario mejora 0,56 puntos del PIB para la misma comparación interanual.

ES COPIA FIEL

RESULTADO PRIMARIO DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL
En porcentaje del PIB

CONCEPTO	2016	2017
Resultado Financiero	-5,02	-4,93
- Intereses de la deuda	2,36	2,53
Resultado Primario	-2,66	-2,40
Rentas BCRA y FGS	2,14	1,83
Resultado Primario (Sin BCRA y FGS)	-4,80	-4,24

Las fuentes financieras ascienden a $1.735.634,6 millones en el año 2017 incluyendo dos grandes conceptos: el endeudamiento público y la disminución inversión financiera.

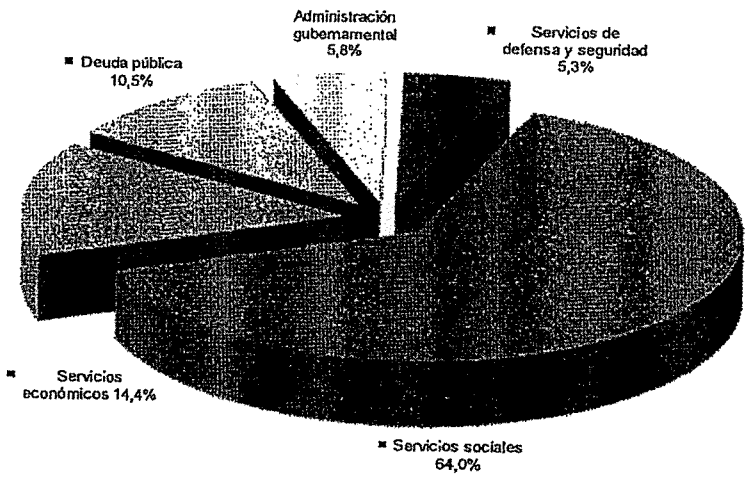
Las aplicaciones financieras ascienden a $1.254.833,2 millones en el año 2017. Dentro de ellas se encuentran la inversión financiera ($212.332,0 millones) y la amortización de la deuda, siendo ésta la más significativa en monto ($1.042.501,2 millones).

Por otra parte, las previsiones de gastos de la Administración Nacional para el ejercicio 2017, comentada en este y anteriores apartados, pueden analizarse desde el **enfoque funcional del gasto.** El 64,0% del gasto total se prevé destinar a la finalidad Servicios Sociales y, dentro de esta finalidad, fundamentalmente a la función Seguridad Social que representa el 47,9% del gasto total. Dentro de esta finalidad, en orden de significación dentro del total del gasto se encuentran las funciones Educación y Cultura (6,8%) y Salud (3,7%).

Con respecto a los Servicios Económicos (14,4% del total del gasto), las funciones más representativas en el total del gasto de la Administración Nacional son Energía, Combustibles y Minería (7,1%) y Transporte (5,4%). En el siguiente gráfico se sintetiza la distribución del gasto por finalidades previsto para 2017.

ADMINISTRACION NACIONAL
Finalidad del gasto

Presupuesto 2017

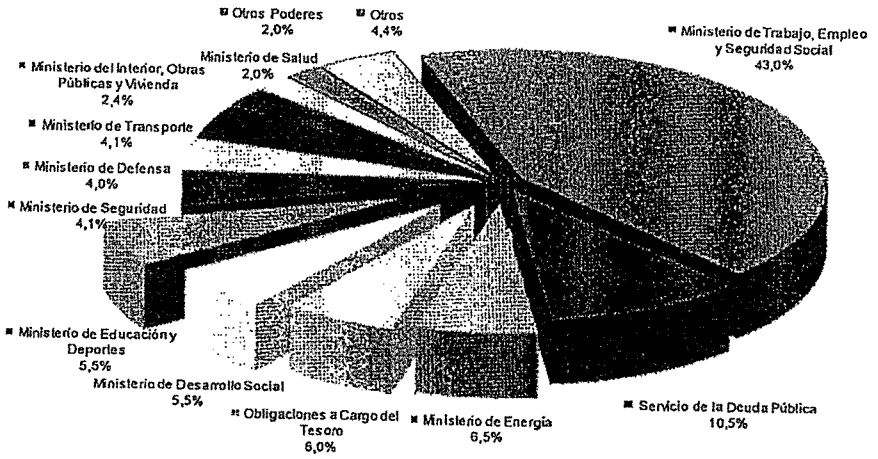


CONCEPTO	2016	2017	Variación
	Millones de $	Millones de $	%
Administración gubernamental	115.976,7	137.690,5	18,7
Servicios de defensa y seguridad	104.283,9	126.309,3	21,1
Servicios sociales	1.171.303,6	1.512.642,1	29,1
Servicios económicos	356.997,6	339.345,9	-4,9
Deuda pública	187.071,8	247.632,1	32,4
TOTAL GASTOS CORRIENTES Y DE CAPITAL	1.935.633,6	2.363.619,9	22,1

Desde Otra perspectiva, a continuación se grafican las previsiones presupuestarias para 2017 del gasto por jurisdicciones de la Administración Nacional.

ADMINISTRACION NACIONAL
Distribución Jurisdiccional del gasto

Presupuesto 2017



Concepto	2016		2017		Var. %
	Millones de $	%	Millones de $	%	
Poder Legislativo Nacional	14.245,9	0,7	15.791,2	0,7	10,8
Poder Judicial de la Nación	23.504,0	1,2	23.805,6	1,0	1,3
Ministerio Público	7.472,7	0,4	7.724,4	0,3	3,4
Presidencia de la Nación	6.806,5	0,4	6.769,3	0,3	-0,5
Jefatura de Gabinete de Ministros	5.727,4	0,3	6.480,7	0,3	13,2
Ministerio de Modernización	1.730,5	0,1	2.055,0	0,1	18,8
Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda	37.729,5	1,9	57.493,8	2,4	52,4
Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto	7.144,4	0,4	8.274,1	0,4	15,8
Ministerio de Justicia y Derechos Humanos	15.207,0	0,8	18.621,3	0,8	22,5
Ministerio de Seguridad	82.688,3	4,3	97.472,6	4,1	17,9
Ministerio de Defensa	76.916,2	4,0	94.031,9	4,0	22,3
Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas	5.120,0	0,3	6.363,3	0,3	24,3
Ministerio de Producción	9.498,0	0,5	9.577,5	0,4	0,8
Ministerio de Agroindustria	16.319,7	0,8	16.784,4	0,7	2,8
Ministerio de Turismo	1.883,4	0,1	2.307,8	0,1	22,5
Ministerio de Transporte	76.642,6	4,0	96.479,0	4,1	25,9
Ministerio de Energía	187.165,3	9,7	153.625,8	6,5	-17,9
Ministerio de Comunicaciones	2.507,8	0,1	2.870,6	0,1	14,5
Ministerio de Educación y Deportes	102.916,1	5,3	130.950,6	5,5	27,2
Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva	12.109,6	0,6	13.956,6	0,6	15,3
Ministerio de Cultura	3.406,1	0,2	3.555,9	0,2	4,4
Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social	770.675,3	39,8	1.015.356,6	43,0	31,7
Ministerio de Salud	44.121,6	2,3	46.267,7	2,0	4,9
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable	3.974,3	0,2	5.744,0	0,2	44,5
Ministerio de Desarrollo Social	103.260,0	5,3	131.178,7	5,5	27,0
Servicio de la Deuda Pública	186.907,7	9,7	247.328,0	10,5	32,3
Obligaciones a Cargo del Tesoro	129.953,7	6,7	142.753,7	6,0	9,8
TOTAL GASTOS CORRIENTES Y DE CAPITAL	1.935.633,6	100,0	2.363.619,9	100,0	22,1

ES COPIA FIEL

6. El Presupuesto del Sector Público Nacional

Los **recursos totales** estimados para el ejercicio 2017 ascienden a $2.068.871,2 millones. Dicho nivel representa el 21,2% del PIB y una ligera baja interanual equivalente a 0,2 puntos del mismo indicador. En tanto, los **recursos totales primarios**, esto es sin considerar la suma de $178.903,4 millones en concepto de rentas financieras originadas en las utilidades distribuidas por el BCRA y las producidas por el Fondo de Garantía de Sustentabilidad del ANSeS, alcanzarían a $1.889.967,8 millones, monto que representa el 19,4% del PIB y una suba interanual de 0,1 punto del producto.

RECURSOS DEL SECTOR PÚBLICO NACIONAL 2016-2017
En millones de pesos y % del PIB

Año	Recursos Tributarios		Recursos sin Rentas del BCRA y FGS		Recursos Totales	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%
2016	1.438.929,1	18,2	1.518.349,8	19,3	1.687.366.6	21,4
2017	1.802.941,8	18,5	1.889.967,8	19,4	2.068.871,2	21,2

Los **gastos totales** consolidados del Sector Público Nacional alcanzan a $2.550.931,3 millones (26,2% del PIB), en tanto que al descontar el gasto por intereses de la deuda pública, el **gasto primario** representa el 23,5% del PIB. Ambos constituyen niveles inferiores a los estimados para 2016 (- 0,2 y – 0,5 puntos del PIB, respectivamente).

Dada la concentración del gasto por intereses en la Administración Nacional, resulta apropiada la ponderación sectorial del gasto medida antes de las transferencias figurativas en términos primarios, resultando así: Administración Nacional 85,6%, Entes ajenos a la misma 7,6%, Fondos Fiduciarios 3,5%, y Empresas Públicas no Financieras 3,3%.

GASTO DEL SECTOR PÚBLICO NACIONAL 2016-2017
En millones de pesos y % del PIB

Año	Gasto Primario		Gasto Total	
	Importe	%	Importe	%
2016	1.891.597,8	24,0	2.084.838,6	26,4
2017	2.295.001,0	23,5	2.550.931,3	26,2

Dentro de los **gastos corrientes** del Sector Público Nacional sobresalen en primer término las **prestaciones de la seguridad social** con una ponderación del 37,8% respecto al gasto total. Cabe notar que, en términos nominales, la variación interanual por estas prestaciones explica el 62,2% de la variación correspondiente al gasto primario del Sector Público Nacional. En orden de importancia, le siguen las **transferencias corrientes** con el 24,8% de los gastos totales, destacándose, en su composición, las dirigidas al sector privado, a las universidades nacionales, y a los gobiernos provinciales por parte de la Administración Nacional, como las previstas realizar desde el INSSJyP en concepto de asistencias médicas y sociales a sus afiliados, y desde el Fondo Fiduciario del Sistema de Infraestructura de Transporte por las compensaciones al transporte automotor de pasajeros y al transporte ferroviario.

Respecto a los **gastos de capital**, por su parte, cabe notar la recuperación que acredita la **inversión real** propia del Sector Público Nacional e inducida a través de las **transferencias** de esta naturaleza a otros niveles de gobierno y al sector privado. En conjunto dichos gastos representan 2,3% del PIB, implicando ello una aplicación adicional de recursos superior a los $58.000 millones.

El Presupuesto del Sector Público Nacional proyecta para el ejercicio fiscal 2017 un **resultado financiero** negativo de $482.060,1 millones (-4,9% del PIB). El **resultado primario sin rentas financieras**, calculado a partir de una medición mesurada de los recursos bajo las consideraciones realizadas sobre las rentas financieras, como así también descontando las asignaciones por intereses de la deuda, alcanzaría a - $405.033,2 millones (- 4,2% del PIB).

RESULTADOS DEL SECTOR PÚBLICO NACIONAL 2016-2017
En millones de pesos y % del PIB

Año	Resultado Primario sin Rentas del BCRA y FGS		Resultado Financiero	
	Importe	%	Importe	%
2016	- 373.248,0	- 4,7	- 397.472,0	- 5,0
2017	- 405.033,2	- 4,2	- 482.060,1	- 4,9

El Costo de Capital

Informe Elaborado para

las Empresas Distribuidoras de Gas

de la República Argentina

por

Ariel A. Casarín
Javier García Sánchez
Lorenzo A. Preve
Virginia Sarria Allende

Octubre 2016

ES COPIA FIEL

Índice de Contenidos

1 Objetivos ____ *3*

2 El costo del capital en industrias reguladas ____ *5*

3 La estructura de capital ____ *8*

3.1 Evidencias académicas ____ 11

3.2 Análisis comparado ____ 13

4 El costo de la deuda ____ *16*

5 El costo del capital propio ____ *20*

5.1 El modelo de crecimiento de los dividendos ____ 20

5.2 El capital asset pricing model (CAPM) ____ 21

5.3 Los modelos multifactoriales – El arbitrage pricing theory (APT) ____ 25

6 Riesgos y el costo del capital en industrias reguladas ____ *26*

6.1 Riesgos simétricos y el parámetro beta ____ 27

6.2 Riesgos asimétricos ____ 30

6.2.1 El riesgo político ____ 34

6.2.2 El riesgo devaluatorio ____ 36

7 La implementación del CAPM para la industria del gas natural ____ *38*

7.1 La tasa libre de riesgo ____ 38

7.2 La prima por riesgo de mercado ____ 40

7.3 El parámetro beta ____ 46

7.3.1 El impacto del endeudamiento en el parámetro beta ____ 48

7.3.2 El sistema de regulación y el parámetro beta ____ 49

7.3.3 Evidencias académicas ____ 52

7.3.4 El riesgo regulatorio del sistema tarifario en la práctica ____ 56

7.3.5 Una estimación del riesgo regulatorio para la distribución de gas natural en Argentina 57

7.3.6 Una estimación del parámetro beta para la industria del gas natural ____ 59

7.4 La prima por riesgo país ____ 64

7.4.1 Ajuste del riesgo país según el sector industrial ____ 67

8 La utilización del WACC en dólares ____ *76*

8.1 Del WACC nominal en dólares al WACC real en dólares ____ 76

8.2 La tasa real en pesos y la prima por riesgo devaluatorio ____ 76

8.3 La utilización de una tasa real ____ 80

9 El costo de capital para la distribución de gas natural ____ *85*

10 El problema de la base tarifaria ____ *87*

1 Objetivos

1. Las empresas Distribuidoras de Gas de la República Argentina, de ahora en adelante las Licenciatarias, nos han solicitado nuestra opinión objetiva e independiente sobre una estimación de la tasa de rentabilidad regulada (en adelante el costo de capital) para esas compañías. En particular, las Licenciatarias nos han requerido que específicamente examinemos cuatro aspectos de esa estimación. En primer lugar, se nos ha solicitado que detallemos las principales metodologías que se emplean para estimar el costo de capital de empresas reguladas. En segundo lugar, las empresas nos han requerido que examinemos las modificaciones que habitualmente se aplican a esas metodologías cuando se emplean en mercados emergentes. En tercer lugar, las Licenciatarias nos han requerido que examinemos las metodologías empleadas por otros reguladores para determinar el costo de capital de compañías reguladas. Finalmente, se nos ha solicitado que realicemos una estimación del costo de capital para la industria. En este informe brindamos nuestra opinión objetiva e independiente sobre estos cuatro puntos.

2. Nuestras opiniones se basan en el análisis de estados financieros, información pública de los mercados financieros, estudios académicos y profesionales, la normativa regulatoria y en los contratos de concesión de las compañías, así como también en nuestro conocimiento detallado del sistema regulatorio de la distribución de gas natural en Argentina y en otros países.

3. El Dr. Ariel A. Casarin es Profesor de la Escuela de Negocios de la Universidad Adolfo Ibáñez, en Chile. Tiene un PhD en Economía y una Maestría en Ciencias en Economía y Finanzas de la Escuela de Negocios de la Universidad de Warwick, y una Maestría en Finanzas de la Universidad CEMA. El Dr. Casarin ha realizado publicaciones académicas en temas regulatorios y de organización industrial. Además de sus actividades académicas, ha sido consultor de la Procuración del Tesoro de la Nación, el Fondo para la Investigación Científica y Tecnológica, el Instituto Argentino del Gas y el Petróleo, el Instituto Mundial para la Investigación en Desarrollo Económico (Finlandia) y el Instituto de Investigación

ES COPIA FIEL

para el Desarrollo Social de las Naciones Unidades (Suiza). El Dr. Casarin ha también asesorado sobre temas regulatorios a empresas, entes reguladores y otras entidades públicas. Anteriormente se desempeño como Profesor del área académica de Empresa, Sociedad y Economía del IAE.

4. El Dr. Javier García Sánchez es Profesor del IAE, la Escuela de Dirección y Negocios de la Universidad Austral. Tiene un PhD en Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad de Navarra, España. Fue miembro del Consejo de Dirección del IAE, como Director de Desarrollo de Personal Académico y como Administrador. Su investigación y docencia está vinculada a temas de Finanzas Corporativas, especialmente en Países Emergentes. Ha realizado diversos trabajos de consultoría, especialmente en el campo de la valoración de empresas y estimación de costo de capital. El Dr. García Sánchez ha también asesorado sobre temas regulatorios a empresas, entes reguladores y otras entidades públicas. Antes de dedicarse a la actividad académica, el Dr. García Sánchez trabajó en el sector financiero.

5. El Dr. Lorenzo Preve es Profesor del IAE, la Escuela de Dirección y Negocios de la Universidad Austral. Tiene un PhD en Finanzas en la University of Texas at Austin, USA. Anteriormente realizó un Executive MBA en el IAE, y es Licenciado en Administración de Empresas por la Universidad Católica Argentina en Buenos Aires. Es director del Área Académica de Finanzas del IAE. La investigación del Dr. Preve se centra en temas relacionados a las finanzas corporativas, más específicamente en temas de gestión de riesgo, estimación de costo de capital en mercados emergentes, financial distress y gestión de capital de trabajo. Además de su actividad académica, el Dr. Preve se ha dedicado a la consultoría en temas de finanzas corporativas y mercados de capitales, desarrollando su actividad en Argentina e Italia.

6. La Dra. Virginia Sarria Allende es Profesora del IAE, la Escuela de Dirección y Negocios de la Universidad Austral. Tiene un PhD en Finanzas en Columbia University, New York, USA. Anteriormente realizó el Postgrado en Economía en

la Universidad Torcuato Di Tella, el Programa de Global CEO para Latino América de Wharton, IESE y CEIBS y los Programa de Desarrollo Directivo y Programa para Directivos Financieros en el IAE. La Dra. Virginia Sarria Allende es Vicedecana del IAE. Ha realizado trabajos de investigación en temas de toma de decisiones financieras en contexto de mercados con fricciones, analizando una amplia gama de los problemas de Finanzas en Países Emergentes. Ha participado también en algunos proyectos de investigación en el Banco Mundial. Además de sus actividades académicas la Dra. Sarria Allende ha trabajado en bancos, en temas relacionados al análisis de riesgo crediticio y medición de la rentabilidad de la gestión financiera.

2 El costo del capital en industrias reguladas

7. El costo de capital es uno de los factores más importantes que los reguladores y las compañías precisan estimar. El costo del capital representa el rendimiento mínimo que debe obtener un proyecto o empresa de manera que los mercados financieros estén dispuestos a proveer recursos a ese proyecto o a comprar una participación en esa compañía. El costo de capital requerido a una empresa por los mercados de capitales debe ser igual a la tasa de rendimiento esperada que prevalece en los mercados de capitales para inversiones alternativas de riesgo similar. Esto indica que el costo de capital de las empresas reguladas, como el de las que no lo están, está determinado por los mercados financieros.

8. El rol principal del costo del capital en los procesos de revisión de tarifas es asegurar que las inversiones sean remuneradas adecuadamente. Para ello es necesario distinguir entre el costo de capital determinado por el mercado y otra medida de rendimiento esperado que puede ser empleada en un proceso de revisión de tarifas. En las industrias reguladas, la interacción entre la tasa de rendimiento considerada aceptable por el regulador y el costo de capital requerido por el mercado es muy importante porque determina el valor de las empresas. Si la tasa de rendimiento establecida por el regulador es menor al costo de capital establecido por el mercado, el valor del capital de la compañía caerá. El uso de

ES COPIA FIEL

una tasa de rendimiento esperada menor al costo de capital reduce las tarifas de los usuarios en el corto plazo, pero tiene efectos no deseados en el largo plazo, porque dificulta a las compañías obtener recursos financieros de los mercados de capitales para mantener los activos actuales y financiar nuevas inversiones.

9. Aunque existen diversas formas por las que las compañías pueden obtener recursos, estas pueden esencialmente clasificarse en dos categorías básicas: deuda y capital de accionistas. El costo del capital puede entonces ser expresado como el promedio ponderado del costo de la deuda y del capital de los accionistas de la siguiente manera:

$$(1) \quad WACC = \frac{E}{D+E} * K_e + \frac{D}{D+E} * K_d$$

donde WACC representa el costo promedio ponderado del capital (en sus siglas en inglés), E es el valor del capital de los accionistas, D el de la deuda y k_e y k_d los costos del capital de los accionistas y de la deuda, respectivamente. Los recursos de deuda y de capital de los accionistas tienen riesgos diferentes, por lo que las tasas de rendimientos requeridas también lo son. La expresión (1) muestra que esos costos se ponderan según su participación relativa en la financiación total. Así, [E / (D+E)] es la proporción del capital de los accionistas sobre el capital total y [D / (D+E)] el de la deuda sobre ese capital total.

10. Como en la gran mayoría de los países, el costo de la deuda k_d (o lo que es lo mismo, los intereses) puede en Argentina ser deducido a los fines del cómputo del impuesto a las ganancias en cabeza de la compañía. Por ese motivo, el financiamiento con recursos de deuda permite a la empresa disminuir el monto de impuestos relativo al que le correspondería pagar si hubiera estado financiada solamente con capital propio. Por lo tanto, el costo efectivo de la deuda no es k_d sino su expresión "después de impuestos", [k_d x (1-t)], donde t la tasa de impuestos. La expresión del costo promedio del capital corregida por el beneficio fiscal de los intereses sería así:

$$(2) \quad WACC = \frac{E}{D+E} * K_e + \frac{D}{D+E} * K_d * (1 - t)$$

Esta expresión muestra que el cómputo del costo promedio ponderado del capital requiere estimar el costo de la deuda, el costo del capital de los accionistas, la combinación entre deuda y capital y la tasa de impuestos. El resto de nuestro informe detalla esos cómputos.

11. El costo del capital puede expresarse en términos nominales o reales, neto del efecto de la inflación. Por razones prácticas, a lo largo de nuestro informe expresamos los cálculos preliminares al cómputo final del costo del capital en términos nominales, ignorando los efectos de la inflación general. Sin embargo, al final de nuestro informe expresamos el costo del capital real, considerando los efectos de la inflación esperada. Esto lo hacemos así por dos motivos. Primero, porque este enfoque permite interpretar la evidencia de manera más sencilla, especialmente para el largo plazo. Segundo, porque las estimaciones en términos reales reflejan la naturaleza de los sistemas regulatorios, que protegen a las compañías de los efectos originados por los cambios en los precios generales.

12. El resto de nuestro informe se organiza de la siguiente manera. La siguiente sección presenta nuestras estimaciones y opinión respecto la estructura de capital. La Sección 4 presenta nuestros cómputos para el costo de la deuda en la industria. La Sección 5 introduce los modelos empleados con más frecuencia para estimar el costo del capital propio, mientras que la Sección 6 discute sobre riesgos y el costo del capital en industrias reguladas. La Sección 7 presenta nuestros cálculos que permiten aplicar el modelo CAPM para estimar el costo del capital propio para la industria de distribución de gas natural, en dólares corrientes. La Sección 8 detalla cómo convertir el costo de capital en dólares corrientes a uno en pesos constantes, tal como lo requiere el regulador. La Sección 9 presenta todos los cálculos para arribar al costo de capital para la industria de distribución de gas natural, en pesos constantes. La última sección comenta algunos aspectos claves vinculados con el costo de capital y la base tarifaria.

ES COPIA FIEL

3 La estructura de capital

13. Existen básicamente dos enfoques para considerar la estructura de capital en la determinación del costo de capital de empresas reguladas. Un enfoque consiste en emplear la estructura de capital *actual* de las empresas, lo que sería razonable en casos donde no existan motivos que permitan suponer un cambio próximo en la estructura de endeudamiento de la firma. El otro enfoque sugiere emplear datos de la estructura de capital promedio de la industria o, incluso, una estructura *objetivo*. Esta postura es la que ha prevalecido en la práctica regulatoria reciente. En nuestra opinión, el uso de una estructura de capital promedio de la industria, o una estructura *objetivo* si ésta fuere razonablemente similar a la observada en promedio, sería el criterio más adecuado para establecer la estructura de capital de las Licenciatarias en la determinación de su costo de capital.[1]

14. Las estructuras de capital óptimas no son observables, por lo que en la práctica es necesario apoyarse en evidencias de trabajos empíricos que señalan los determinantes del proceso optimizador. En líneas generales, esas observaciones sugieren que:

- Firmas que enfrentan mayores riesgos tienen un menor endeudamiento
- Empresas con mayores escudos fiscales generalmente tienen un nivel de endeudamiento mayor
- Empresas con flujos de fondos más predecibles pueden generalmente sostener un mayor nivel de endeudamiento
- El nivel de endeudamiento adecuado para una firma debería estar por debajo de su nivel máximo de endeudamiento, pues así mantiene una capacidad de reserva de endeudamiento adicional
- La estructura de capital está condicionada por la facilidad de acceso a diferentes fuentes de recursos

[1] Este enfoque además es el que predomina en la practica regulatoria.

Nuestra propuesta sobre la estructura de capital a emplear en las estimaciones del costo del capital se apoya en esas observaciones.

15. Hemos computado varios ratios de endeudamiento para las Licenciatarias. En primer lugar, hemos calculado el ratio de endeudamiento a valores contables que llamamos $L_{VALOR\ LIBROS} = D/(D+E)$, donde D asume el valor de los pasivos financieros onerosos y E el valor contable del Patrimonio Neto. En segundo lugar, hemos computado un índice de endeudamiento ajustando por la distorsión en el patrimonio neto, pues su valor contable esta subvaluado porque la re-expresión de los bienes de uso de las empresas se limita a febrero 2003 (y desde entonces la inflación ha sido significativa). Hemos realizado un ejercicio simple de re-expresión de los valores de origen y las inversiones en bienes de uso empleando los criterios de la RT 6 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas y ajustado el patrimonio neto de las empresas según ese ajuste. Para ello empleamos los índices de precios propuestos y elaborados por Cavallo (2013)[2], pues los reportados por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) en gran parte de los últimos años serían poco confiables. Este índice de endeudamiento lo denominamos $_{EQUITY\ AJUSTADO} = (D)/(D+E_A)$, donde E_A es el valor del patrimonio neto ajustado. Finalmente, hemos computado la razón de endeudamiento $_{EQUITY\ BURSATIL}$ para las cuatro empresas que cotizan sus acciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (Metrogas, Gas Natural, Camuzzi y Cuyana), donde en cada año E_A es el promedio anual de la capitalización bursátil diaria para cada empresa.

16. La Tabla 1 resume los resultados de esos cálculos para distintos períodos. Para cada uno de esos tres ratios hemos estimado el promedio simple y también promedios ponderando por el tamaño de los activos de las empresas. Las últimas dos columnas muestran los niveles de endeudamiento en 2015, en el primer caso

[2] Cavallo, A. (2013). Online and official price indexes: measuring Argentina's inflation. Journal of Monetary Economics, 60(2), 152-165.

ES COPIA FIEL

para todas las empresas y en el segundo excluyendo a Metrogas, que evidencia un comportamiento muy distinto al del resto de las Licenciatarias.

17. Los datos de la tabla muestran que los ratios de endeudamiento en general han evolucionado con un patrón de U-invertida. Durante el segundo periodo regulatorio (1998 - 2001), que resulto inconcluso, el endeudamiento promedio de las Licenciatarias era casi 25%, independientemente del indicador que se considere. Sin embargo, los datos muestran que a partir del 2002 los ratios de endeudamiento asumen una tendencia dispar. Evidentemente, LVALOR LIBROS es la noción menos confiable ya que la distorsión en el valor contable del patrimonio neto ha sido significativa (lo que es evidente cuando se la compara con LEQUITY AJUSTADO). La noción EQUITY AJUSTADO corrige las distorsiones contables, pero no captura, en cambio, la valuación bursátil de las compañías, que también señala una supuesta subvaluación importante de los activos. Las tres nociones de endeudamiento varían significativamente entre si como consecuencia de las distorsiones generadas a partir de 2002. En cualquier caso, lo relevante es que en 2015 el nivel de endeudamiento medio en la industria es el menor observado desde 1993, y que, si se excluye Metrogas, es prácticamente cero; a fines de 2015, la mayoría de las empresas no registraban pasivos financieros onerosos.

Tabla 1. La estructura de capital de las Licenciatarias

	1993 1997	1998 2001	2002 2007	2008 2014	2015 todas	2015 sin Metrogas
Promedio Simple						
LVALOR LIBROS	14.0	23.4	18.7	10.9	20.4	1.7
LEQUITY AJUSTADO	14.0	23.4	14.5	2.3	1.7	0.1
LEQUITY BURSATIL	38.7	29.2	32.4	15.3	12.3	0.2
Promedio Ponderado						
LVALOR LIBROS	19.8	26.7	29.6	20.2	45.8	0.7
LEQUITY AJUSTADO	19.8	26.7	23.2	4.1	3.8	0.1
LEQUITY BURSATIL	11.1	20.1	30.8	14.9	14.6	0.1

Fuente: elaboración propia con datos de las distribuidoras.

3.1 Evidencias académicas

18. Una primera aproximación intuitiva indica que, como la deuda en principio es menos onerosa que el capital accionario, una estructura de capital con mayor proporción de deuda seria más conveniente para los usuarios. Los primeros trabajos académicos que estudian la estructura de capital de empresas reguladas sostienen que las empresas también se benefician de una mayor participación relativa de la deuda financiera no solo por la protección regulatoria sino también porque, cuando el nivel de endeudamiento es mayor, los reguladores podrían estar inclinados a fijar tarifas más altas para evitar que la firma incurra en riesgos de quiebra y consecuentes deterioros en el servicio.[3] Esta postura preliminar básicamente refiere a empresas de Estados Unidos, las que típicamente están reguladas con sistemas que remuneran todos los costos. Es todo caso, el punto central aquí es que un nivel alto de endeudamiento es más atractivo para el regulador cuando los costos que resultan son (casi con certeza) cubiertos por el regulador.

19. Sin embargo, evidencias académicas más recientes indican que las empresas reguladas con sistemas de altos incentivos - como el price cap - eligen estructuras de capital en las que la deuda tiene un peso relativo menor. En un sistema price cap con un ciclo regulatorio largo (y compromiso regulatorio que inhibe el riesgo moral), las tarifas típicamente no son ajustadas frente a cambios en la probabilidad de quiebra, lo que entonces reduce la motivación de la empresa por endeudarse. Es decir, el price cap transfiere más riesgo a la empresa, la que entonces adopta un menor endeudamiento para reducir sus posibles costos de quiebra.[4] Esto indica que, todo los demás constante, las empresas reguladas con un price cap favorecerán una estructura de capital con un menor endeudamiento financiero.

---

[3] Ver por ejemplo Taggart, R. A. (1981). Rate- of- Return Regulation and Utility Capital Structure Decisions. The Journal of Finance, 36(2), 383-393; Spiegel, Y., & Spulber, D. F. (1994). The capital structure of a regulated firm.The Rand journal of economics, 424-440; Spiegel, Y., & Spulber, D. F. (1997). Capital structure with countervailing incentives. The RAND Journal of Economics, 1-24.

[4] Ver por ejemplo De Fraja, G., & Stones, C. (2004). Risk and capital structure in the regulated firm. Journal of Regulatory Economics, 26(1), 69-84.

ES COPIA FIEL

20. Algunos trabajos empíricos recientes estudian la relación entre algunas características regulatorias y la estructura de capital. Las evidencias parecen consistentes. En algunos casos, los resultados indican que las empresas reguladas tienen un mayor endeudamiento cuando enfrentan un regulador independiente y predecible.[5] En otros casos, pero con implicancia similar, los estudios encuentran que las empresas reducen su nivel de endeudamiento en respuesta a una mayor incertidumbre regulatoria y de mercado.[6] La experiencia en Latinoamérica indica que los proyectos regulados con price cap realizan proporcionalmente mayores reducciones en su endeudamiento financiero cuando el costo de la deuda aumenta.[7]

21. En resumen, las predicciones teóricas y los resultados empíricos anteriores muestran que las empresas adoptan estructuras de capital mas conservadoras - o sea, con menor deuda financiera - cuando enfrentan un sistema de regulación price cap, los reguladores son menos independientes y la incertidumbre de mercado es mayor. Un corolario importante de lo anterior es que si la empresa puede forzar una revisión regulatoria cuando la probabilidad de quiebra aumenta, el sistema regulatorio explícitamente se manifiesta entonces como uno de bajos incentivos. La experiencia de las Licenciatarias durante los últimos 15 años - que no pudieron renegociar los términos de sus contratos frente a aumentos significativos en los costos de quiebra - hace evidente entonces que el sistema regulatorio en Argentina para la distribución de gas natural por redes es de (muy) altos incentivos, o altamente riesgoso, lo que exige entonces considerar una estructura de capital donde la deuda financiera sea sensiblemente menor a lo observado en otros países.

---

[5] Ver Bortolotti, B., Cambini, C., Rondi, L., & Spiegel, Y. (2011). Capital structure and regulation: do ownership and regulatory independence matter?. Journal of Economics & Management Strategy, 20(2), 517-564.
[6] Ver por ejemplo Ovtchinnikov, A. V. (2010). Capital structure decisions: Evidence from deregulated industries. Journal of financial economics, 95(2), 249-274; y tambien Sanyal, P., & Bulan, L. T. (2011). Regulatory risk, market uncertainties, and firm financing choices: Evidence from US Electricity Market Restructuring. The Quarterly Review of Economics and Finance, 51(3), 248-268.
[7] Moore, A., Straub, S., & Dethier, J. J. (2014). Regulation, renegotiation and capital structure: theory and evidence from Latin American transport concessions. Journal of regulatory economics, 45(2), 209-232.

3.2 Análisis comparado

22. En la práctica, la estructura de capital adoptada por reguladores en todo el mundo se apoya en lo que es considerado una estructura eficiente de endeudamiento para los negocios regulados. La Tabla 2 detalla la estructura de capital determinada por reguladores en revisiones tarifarias previas. En líneas generales, los datos muestran que en su mayor parte los reguladores han establecido estructuras de capital que suponen un ratio de endeudamiento $L_{VALOR\ LIBROS}$ entre 45% y 50% (el promedio es 48%).[8] Sin embargo, esos ratios de endeudamiento objetivo están definidos por reguladores de industrias que operan, en su gran mayoría, en países con una estabilidad macroeconómica notablemente mayor a la de Argentina, y con mercados de capitales más desarrollados y eficientes.

Tabla 2. La Estructura de Capital de Otras Revisiones Tarifarias

ENARGAS	2001	Gas Distcos	Argentina	0.29
OFGEM	2001	Gas Transcos and Distcos	Reino Unido	0.63
CREG	2002	Gas Distcos	Colombia	0.40
CPUC	2006	Distco, gas y electr.	Estados Unidos (Ca)	0.46
OFGEM	2007	Gas Distcos	Reino Unido	0.63
ARSESP	2009	Comgas	Brasil	0.45
BNetzA	2011	Transcos & Distcos, gas y electr.	Alemania	0.60
OFGEM	2012	Gas Distcos	Reino Unido	0.65
AEEGSI	2013	Gas Distcos	Italia	0.38
ACM	2013	Transcos & Distcos, gas y electr.	Holanda	0.50
CREG	2014	Gas Distcos	Colombia	0.40
MPSC	2015	Gas Transcos and Distcos	Estados Unidos (Mi)	0.40
Promedio				**0.48**

Fuente: elaboración propia con datos de los entes reguladores.

23. Es posible también emplear la estructura de capital de empresas o industrias comparables como guía para identificar la estructura de capital de una empresa o industria, teniendo en cuenta las circunstancias financieras propias aplicables a esa empresa o industria. Con ese fin, la Tabla 3 muestra los niveles medios de endeudamiento entre 2011 y 2015 para las distribuidoras de gas natural que prestan servicio en las áreas metropolitanas de Lima, Sao Paulo, Bogotá y Santiago.

[8] En el caso de OFGEM, el ratio refiere a valores de mercado

ES COPIA FIEL

Calidda está regulada con un esquema de cost plus, y por eso es el comparable más lejano. ComGas y Gas Natural ESP enfrentan regulaciones similares a las establecidas originalmente para las Licenciatarias en la Ley del Gas Natural N° 24.076. Finalmente, Metrogas opera sin regulación, pero con la restricción legal de rentabilidad máxima, que si se supera gatilla un proceso regulatorio. En todos los casos empleamos VALOR LIBROS excepto para ComGas, para la cual empleamos LEQUITY BURSATIL porque esta empresa (es la única que) cotiza sus acciones en mercados bursátiles.

24. Los datos muestran que las empresas en la región mantienen un nivel de endeudamiento en promedio mayor al de las Licenciatarias en Argentina. Excepto Calidda, la empresa de menor tamaño de las cuatro, con regulación cost-plus y con metas especificas de expansión de red, el resto de las empresas tienen niveles de endeudamiento relativamente similares, y bajos. Gas Natural y Comgas tienen estructuras de financiamiento con relativamente poca deuda, tal vez debido a la regulación price cap que enfrenta. Metrogas también se apoya sensiblemente en un nivel relativamente bajo de deuda, tal vez porque enfrenta un mercado desregulado con mayor competencia entre combustibles (o porque el tope de rentabilidad que impone su marco legal - que no sería bajo - fomenta el financiamiento con capital propio).

Tabla 3. La estructura de capital de Distribuidoras de Gas en la Región; 2011-2015

	Mínimo	Promedio	Máximo
Calidda. Lima, Perú	49.2	53.6	56.6
ComGas. Sao Paulo, Brasil	26.4	31.3	40.6
GasNatural ESP. Bogotá, Colombia	16.0	22.6	32.9
Metrogas. Santiago, Chile	22.0	27.6	31.2
Promedio	**28.4**	**33.8**	**40.3**

Fuente: elaboración propia con datos de las empresas.

25. En análisis comparado con otras empresas en la región pone en evidencia que, hacia 2015, el nivel de endeudamiento de las Licenciatarias difiere al de otras distribuidoras de gas natural en Sudamérica, que a su vez muestran un nivel del

endeudamiento menor al que en general reflejan los reguladores en sus revisiones tarifarias (y esto a su vez pueda explicarse por los argumentos detallados en la sección anterior). En cualquier caso, las evidencias sugieren que, en la región, las empresas de distribución de gas natural que enfrentan regulación price cap adoptan una estructura de financiamiento en la que la deuda representa entre 20% y 30% del total del capital.

26. Las distribuidoras de gas en Argentina enfrentan un escenario económico más inestable, volátil, en un mercado de capitales menos desarrollado y eficiente. Esas condiciones afectan la capacidad de endeudamiento de las compañías, pues la mayor volatilidad en los ingresos y en los costos, incluidos los del endeudamiento, condiciona dicha capacidad. Por esos motivos, es razonable y prudente que, en esos entornos, la estructura de endeudamiento financiero de las empresas sea menor.

27. En síntesis, el uso de una estructura de capital promedio de la industria o una estructura *objetivo,* si fuere razonablemente similar a la observada en promedio, sería el criterio más adecuado para definir la estructura de endeudamiento de las Licenciatarias. Sin embargo, la experiencia regulatoria de los últimos años y el escaso desarrollo del mercado de capitales en Argentina dificultaría de manera importante a las empresas poder converger en el corto plazo a ratios objetivos muy superiores al experimentado por la industria actualmente. Por esos motivos consideramos que la estructura de capital debe aproximarse en los próximos años a niveles que se acerquen al piso de los valores observados en otros mercados (y mas cercanos a los reflejados por la industria entre 1997 y 2001). En nuestra opinión, el costo de capital de las Licenciatarias debiera estimarse empleando la siguiente estructura de capital.

ES COPIA FIEL

Tabla 4. La estructura de capital propuesta para las Licenciatarias

Año	Deuda	Capital
2017	0%	100%
2018	5%	95%
2019	10%	90%
2020	15%	85%
2021	20%	80%

4 El costo de la deuda

28. Las expresiones (1) y (2) muestran que el cómputo del WACC requiere ponderar el costo total del capital propio (K_e) y costo de la deuda (K_d). Entre estos dos costos, el de la deuda sea probablemente el más fácil de obtener; cuando las empresas tienen instrumentos de deuda que cotizan en los mercados, el costo de la deuda se puede inferir fácilmente calculando el rendimiento de esos bonos a partir de los precios de mercado y las condiciones originales de emisión de los títulos. Sin embargo, es necesario encontrar métodos alternativos para obtener una estimación del costo de la deuda en aquellos casos en que no se existen instrumentos de deuda que coticen en los mercados.

29. Es importante destacar que, en casos en que la empresa no disponga de títulos de deuda con cotización pública, no es posible estimar el costo de deuda (K_d) simplemente usando la tasa a la que fueron pactadas las deudas existentes entre la empresa y los acreedores. Esto no es posible porque esas condiciones reflejan el riesgo crediticio de la empresa y los movimientos del mercado financiero en el momento del otorgamiento del crédito, y no en el momento en el que se realiza el análisis. El costo de capital, por otra parte, se basa en un cálculo de rendimiento esperado que concentra la atención hacia el futuro de la empresa y no hacia el pasado.

30. En nuestro caso, la mayoría de las Licenciatarias no tienen instrumentos de deuda en dólares que coticen en los mercados de valores. Más aún, las empresas

exhiben escasos pasivos financieros onerosos, los cuales se mantienen mayoritariamente con bancos locales, por lo que las condiciones que estos muestran reflejan el riesgo crediticio de la empresa al momento de pactar la deuda con bancos, dadas las condiciones de mercado reinantes en ese momento. Sólo Metrogas tiene deuda cotizando en dólares, pero dicha empresa ha tenido un historial y desempeño financiero reciente que ha impactado su estructura patrimonial y que la distingue del resto de las Licenciatarias.

31. Por lo expuesto en los párrafos anteriores, consideramos por una parte errónea una aproximación muy común entre los analistas que consiste en dividir el monto de intereses anuales sobre el monto promedio de la deuda. Esa aproximación para el costo de la deuda no está basada ni en las condiciones actuales de riesgo crediticio de la empresa ni en las condiciones actuales del mercado. Consideramos que no es acertado realizar una estimación de esas características con el fin de calcular el costo de la deuda de las Licenciatarias.

32. También sobre la base de lo expuesto, no consideramos adecuado partir exclusivamente de la observación disponible, - la información de la deuda pública de Metrogas-, por tratarse de una empresa que se distingue del resto en su trayectoria y situación financiera.

33. Hemos investigado entonces sobre la existencia de instrumentos de deuda de empresas de servicios públicos en Argentina. La mejor aproximación al costo de la deuda de las Licenciatarias podría obtenerse analizando el rendimiento promedio de los bonos emitidos por todas las empresas argentinas de servicios públicos. A diciembre de 2015 existían, además de los de Metrogas, bonos emitidos por Transportadora Gas del Sur (TGS), Transener (la principal empresa transportadora de energía eléctrica de Argentina) y Edenor (empresa distribuidora de electricidad). TGS contaba con dos bonos emitidos, pero uno de ellos tenía una duración modificada menor al año, con lo cual es poco razonable tomarlo como referencia.

ES COPIA FIEL

34. La Tabla 5 presenta la información correspondiente a los títulos emitidos por las cuatro empresas que hemos utilizado como referencia. En nuestro parecer, la selección de esas compañías como comparables permite obtener una estimación razonable del costo de la deuda de las Licenciatarias.

Tabla 5. Deuda de algunas empresas comparables

Empresa	Vencimiento	*MDuration*
Edenor	2022	4,75
Metrogas	2018	2,44
TGS	2020	2,79
Transener	2021	4,03

Fuente: Puente, Bonos Corporativos – Argentina.

35. Si bien persisten diferencias importantes en términos de tamaño y ratios de endeudamiento (las empresas mencionadas son sustancialmente mayores a las Licenciatarias y se encuentran más apalancadas), consideramos que los bonos de esas empresas ofrecen la mejor aproximación al riesgo del negocio que nos ocupa. Si tomásemos información del pool de empresas comparables americanas, encontraríamos desvíos en el mismo sentido, al tiempo que no podríamos medir, directamente, la prima de riesgo adicional que rige para empresas del sector en el mercado argentino. Así y todo, componer el costo de la deuda a partir de información americana (tomando la tasa libre de riesgo, más spread de bonos de empresas de riesgo comparable, más riesgo país) nos lleva a una tasa de 10,33, similar a la que estaremos arribando por el método seleccionado.

36. Para medir el costo de la deuda de las Licenciatarias deberíamos, por tanto, estimar el rendimiento al vencimiento (YTM) de los bonos mencionados a diciembre de 2015. Esto es así, ya que lo que se pretende captar es la evaluación de riesgo que hace el inversor y el rendimiento asociado a ese riesgo. El uso de promedios históricos, en general, no suele ser una buena aproximación. Dado que el inversor mira hacia el futuro en el cual espera recibir el fruto de su inversión (esto

es, el mercado es *forward looking*), la tasa en cada momento del tiempo debería ser el mejor resumen de las expectativas futuras del inversor. La Tabla 6 presenta los datos mencionados.

Tabla 6. El costo del endeudamiento de empresas comparables

Empresa	Vencimiento	*TIR*	*MDuration*
Edenor	2022	10,99	4,75
Metrogas	2018	10,94	2,44
TGS	2020	9,14	2,79
Transener	2021	11,40	4,03
Promedio		10,62	

Fuente: Puente, Bonos Corporativos – Argentina.

37. Los resultados de la tabla indican que deberíamos considerar un costo de la deuda para las Licenciatarias cercano al 10,62%.[9] Naturalmente, dicho costo refleja, como es deseable, la incertidumbre de los mercados imperante en ese momento.

38. En síntesis, consideramos que el costo de la deuda debe computarse a través del rendimiento de los instrumentos de deuda que se observa en los mercados. Debido a que las Licenciatarias no tienen instrumentos de deuda que coticen en mercados de valores, hemos aproximado el costo de su deuda empleando los rendimientos de la deuda de empresas comparables, que sí tienen cotización en los mercados. El valor del costo de la deuda (K_d) que empleamos en nuestra estimación del costo del capital es 10,62%.

[9] TGS tiene parte de su negocio no regulado, lo que posiblemente incide en un menor rendimiento requerido a su deuda.

ES COPIA FIEL

5 El costo del capital propio

39. El cálculo del costo de capital propio es bastante más complejo que el cálculo del costo de la deuda, pues básicamente requiere estimar el rendimiento que los inversores esperan al comprar acciones de una empresa. La teoría financiera ha propuesto diversos modelos para estimar el costo del capital propio. Esos modelos han consistido básicamente en el modelo de crecimiento de los dividendos, el modelo de valuación de activos conocido como CAPM y en varias versiones de modelos multifactoriales. En esta sección presentamos brevemente esos modelos y discutimos su implementación para computar el costo de capital propio para empresas reguladas.

5.1 El modelo de crecimiento de los dividendos

40. Un inversor que adquiere acciones de una empresa acepta que va a recibir los fondos que queden disponibles para repartir luego de que la empresa haya cancelado sus compromisos con los factores operativos de la producción – como los proveedores de mercaderías y los empleados, por ejemplo – y con los acreedores financieros – usualmente los bancos y/o otros tenedores de títulos de deuda. El flujo de fondos disponible para un accionista es así un flujo de fondos residual e incierto. Un accionista obtiene el rendimiento por su inversión en una compañía a través de los dividendos repartidos por la empresa y del aumento del valor de su acción. Ese rendimiento puede representarse con una expresión como la siguiente:

$$(3) \quad R^a = \frac{P_1 - P_0 + Div}{P_0}$$

donde R^a es la rentabilidad obtenida por los inversores, P_1 - P_0 es el precio de la acción a finales y comienzo de un período, respectivamente, y *Div* son los dividendos distribuidos en el mismo período.

41. Los primeros intentos para calcular el costo del capital propio derivaron en el modelo de crecimiento de los dividendos (o "Dividend Growth Model") desarrollado originalmente por Williams (1938) y luego retomadas por Gordon y Shapiro

(1956).[10] En este modelo, el costo del capital propio se deriva de la siguiente expresión:

$$(4) \quad V = \frac{Div*(1+g)}{K_e - g}$$

donde V es el valor de la empresa, *Div* son los dividendos distribuidos en el año, g es la tasa de crecimiento esperada a perpetuidad y K_e la tasa de rentabilidad esperada por los inversores, que es el costo del capital propio que intentamos estimar. En base a la expresión anterior, el costo de capital propio puede escribirse como:

$$(5) \quad K_e = \left[\frac{Div*(1+g)}{V}\right] + g$$

Esta expresión indica que el costo del capital propio depende de la relación entre el nivel de los dividendos, su tasa esperada de crecimiento a perpetuidad, y el valor de la empresa.

42. Este modelo, que ha sido muy empleado algunas décadas atrás, tiene una interesante fundamentación intuitiva pues se basa en un principio central a las finanzas que indica que el valor de un activo es igual al valor actual de los flujos de fondos que origina. Sin embargo, el modelo se apoya en supuestos difíciles de aceptar en la práctica – y que además tienen gran impacto en el cómputo del costo de capital – pues asume que (i) todo el rendimiento obtenido por los accionistas proviene de dividendos, (ii) éstos se mantienen a perpetuidad y (iii) es posible calcular una tasa de crecimiento de los dividendos. Por todos estos motivos, el uso de este modelo ha sido reemplazado por el CAPM, cuyos elementos esenciales presentamos a continuación.

5.2 El capital asset pricing model (CAPM)

43. El rendimiento requerido por los inversores está relacionado con el riesgo asociado a las inversiones, que en el caso específico de los accionistas se vincula con

[10] Williams, J.B., 1938, The Theory of Investment Value, Cambridge, Mass.: Harvard University Press. Gordon, M.J., y E. Shapiro, 1956, "Capital Equipment Analysis: The Required Rate of Profit", *Management Science* 3, pp.102 – 110

ES COPIA FIEL

el riesgo de los flujos de fondos residuales. A pesar de que la noción de riesgo comprende tanto la dispersión de los resultados como la probabilidad y nivel asociado a grandes pérdidas, las finanzas tradicionales han construido sus modelos asociando riesgo a volatilidad (i.e. dispersión). En esta sección presentamos brevemente el CAPM, un modelo que relaciona el rendimiento de los activos con la dispersión de esos rendimientos.

44. La teoría financiera ha demostrado que una parte de la dispersión en los rendimientos puede ser evitada por un inversor mediante la diversificación de su cartera de inversiones. La teoría por eso postula que sólo aquel riesgo (dispersión) que no puede eliminarse a través de la diversificación - comúnmente llamado riesgo no diversificable, o riesgo sistemático - debería ser compensado. Esto es, el rendimiento requerido a las inversiones deberá variar según su correspondiente nivel de riesgo sistemático que, aun teniendo una raíz común (en las oscilaciones globales del mercado), afecta a cada activo con distinta intensidad.

45. Es posible sostener que todo inversor requerirá de una inversión un rendimiento mínimo, que será aquél que podría obtener invirtiendo en otro activo libre de riego, al que luego añadirá un premio que lo compense por el riesgo que resulta de invertir en ese activo riesgoso. Esta relación podría expresarse de la siguiente manera:

$$(6) \quad K_e = R_f + PR$$

donde K_e es la tasa de rendimiento esperada por el accionista, R_f la tasa de rendimiento de un instrumento libre de riesgo y PR la rentabilidad adicional, o prima de riesgo, que se espera recibir por sobre el rendimiento libre de riesgo por invertir en un activo riesgoso.

46. Si bien estrictamente no existe un instrumento libre de riesgo, de hecho cualquier gobierno puede hacer default en sus bonos soberanos, cuando se estudia el

costo de capital en dólares se suele tomar como rendimiento libre de riesgo aquél que ofrecen los bonos del gobierno americano.[11]

47. La prima de riesgo *PR* dependerá del riesgo que se incurre al invertir en un determinado activo. En general, esta prima será mayor cuanto más riesgoso sea el activo. De esa manera, mientras mayor sea el riesgo de los activos, mayor será el rendimiento que se espera de ellos. El cálculo de esa prima por riesgo requiere del cómputo de lo que podríamos definir como sus dos elementos integrantes: la cantidad de riesgo que debe ser compensado y el precio (o premio) que el inversor requiere por tomar ese riesgo.

48. Como vimos, no todo el riesgo relacionado a una inversión será susceptible de ser compensado. Dado que el inversor tiene a su disposición la posibilidad de diversificar su cartera, y de eliminar así gran parte de la volatilidad de rendimientos de una inversión particular, no le será posible obtener un rendimiento adicional por tomar dichos riesgos. En otros términos, el mercado solo compensará al inversor por el riesgo no diversificable que implique su inversión, y para poder estimar el rendimiento asociado a una determinada inversión, necesitamos poder *extraer* la porción de riesgo no diversificable asociado a la misma.

49. El modelo más utilizado en la práctica para lograr ese objetivo es el CAPM. El modelo CAPM indica que el rendimiento esperado de un activo tiene una relación directamente proporcional a un parámetro llamado beta (β), que mide la cantidad de riesgo no diversificable atribuible a una determinada inversión. Ese riesgo no diversificable guarda relación con la sensibilidad del activo a las variaciones generales del mercado.

50. El cómputo de la compensación por riesgo parte de considerar el premio de rendimiento que recibe el mercado, siendo el mercado la cartera más diversificada que se encuentra disponible en el mercado de capitales. La inversión en la

[11] Es importante aclarar que la tasa libre de riesgo es diferente para cada moneda. Para cada moneda se utilizaría la tasa de los bonos emitidos en moneda local del gobierno del país donde se usa la moneda. Esto supone que un gobierno no dejará de pagar deuda en su propia moneda.

ES COPIA FIEL

cartera diversificada del mercado accionario, por ser riesgosa, otorga un rendimiento que supera al rendimiento ofrecido por un instrumento libre de riesgo. Ese rendimiento adicional del mercado se conoce comúnmente como prima de mercado (PM) y constituye el premio que debe ofrecerse a un inversor para que este dispuesto a cambiar una inversión segura por una inversión con riesgo equivalente al del mercado. Una inversión de riesgo superior o inferior al promedio del mercado deberá amplificar o amortiguar dicho premio; este efecto se logra multiplicando el premio del mercado por el coeficiente β. De este modo, el rendimiento requerido por el accionista estimado según este modelo será equivalente a:

$$(7) \quad K_e = R_f + \beta * PM$$

donde β es el coeficiente que mide el riesgo sistemático agregado al portafolio por el inclusión del activo bajo análisis, y PM es el premio de mercado accionario por encima del rendimiento libre de riesgo.

51. Para computar el premio del mercado se debería tomar la diferencia entre el rendimiento del índice de mercado y el rendimiento del activo libre de riesgo $(R_m - R_f)$. No obstante, no es sencillo obtener una estimación insesgada de ese premio. Más adelante discutimos los criterios prácticos que resultan más adecuados para realizar esa valoración. El cálculo del costo del capital para el accionista que propone el modelo CAPM se resume en la siguiente expresión:

$$(8) \quad K_e = R_f + \beta * (R_m - R_f)$$

52. La expresión muestra que un activo con un $\beta > 1$ amplificará las oscilaciones en los rendimientos del mercado, y deberá por tanto ofrecer un rendimiento mayor al premio del mercado. Por el contrario, un activo con un $\beta < 1$ amortiguará las variaciones del mercado y requerirá un premio por riesgo inferior.

53. El CAPM ha sido cuestionado por sus supuestos demasiados simplificadores: los inversores son diversificadores eficientes de inversiones, son aversos al riesgo y tienen expectativas homogéneas, el mercado de capitales es perfecto, etc. La

aplicación del modelo CAPM para estimar el costo del capital de compañías en mercados emergentes también ha sido cuestionado y ha motivado la incorporación de algunos ajustes, siento tal vez el más relevante el ajuste por riesgo país.

54. Es importante observar que el CAPM es frecuentemente utilizado de manera incorrecta por algunos que, probablemente desconociendo su desarrollo teórico, fuerzan la aplicación del modelo introduciendo modificaciones que llevan a aplicaciones incorrectas con resultados imposibles de interpretar. Debido a la controversia iniciada en relación a dicho cálculo, dedicaremos una sección a analizar las alternativas que han surgido en la práctica y a fundamentar nuestra propuesta.

5.3 Los modelos multifactoriales - El arbitrage pricing theory (APT)

55. Si bien el CAPM es por lejos el modelo más usado para valuar activos y estimar el costo del capital propio en industrias reguladas, sus dificultades han conducido también a cuestionamientos en su validez teórica e implementación empírica. Por ejemplo, algunos economistas han criticado el hecho de que la rentabilidad esperada por los accionistas en el CAPM dependa únicamente de la sensibilidad a los rendimientos del mercado. Por esos motivos diversos académicos han desarrollado algunos modelos en los que incorporan otros factores (más allá de dicha sensibilidad) para intentar explicar los rendimientos esperados por los inversores.

56. En líneas generales, esos modelos responden a una formulación muy similar a la del CAPM como la siguiente:

$$(9) \quad K_e = R_f + \beta_1 * F_1 + \cdots + \beta_n * F_n$$

donde F_i para i = 1, ..., n representa los distintos factores que afectan los rendimientos esperados por los inversores. Estos modelos no han tenido gran aceptación en aplicaciones profesionales porque su implementación es bastante complicada: por un lado no es sencillo determinar cuáles son los factores que afectan los rendimientos, mientras que por el otro lado es difícil obtener estimadores insesgados de esos factores (ver sección sobre Prima de Mercado más adelante)

ES COPIA FIEL

57. Estos modelos han sido usados para explicar los rendimientos pasados de empresas en los Estados Unidos y en el resto del mundo, pero han tenido poca aceptación como modelos de predicción de rendimientos. Fama y French (1992, 1993)[12], por su parte, muestran que hay otros factores no contemplados en el modelo CAPM que explican los rendimientos de las empresas. Estos trabajos, sin embargo, se han mostrado ineficientes para estimar los rendimientos de las empresas ex-ante, razón por la cual no se emplean en la práctica como base para calcular del costo de capital.

6 Riesgos y el costo del capital en industrias reguladas

58. El concepto de riesgo es central en el análisis del costo del capital, pues cuanto más riesgoso es el rendimiento esperado por un inversor, mayor será el rendimiento requerido para compensar esa incertidumbre. Una discusión recurrente en los procesos de revisiones tarifarias es aquélla en la que se plantea que las industrias reguladas, como la de distribución de gas natural, enfrentan menores riesgos que el promedio de la economía. Esa visión en general se apoya en la existencia de las garantías provistas a las compañías reguladas en los marcos regulatorios y en la naturaleza subyacente de sus negocios.

59. Los riesgos subyacentes en la distribución de gas natural están determinados por la naturaleza del negocio. El marco regulatorio y la gestión del regulador tienen un rol importante en la asignación de los riesgos operativos básicos del negocio entre los usuarios y los accionistas de la empresa. Esta sección considera cómo las características específicas de las industrias reguladas y, en particular, de la distribución de gas natural, requieren una interpretación cuidadosa así como algunos ajustes en la estimación de los parámetros del costo del capital. Luego del estudio de los riesgos del desarrollo del negocio, el centro del análisis

[12] Fama, Eugene, y Kenneth French, 1992. "The Cross-Section of Expected Stock Returns", *Journal of Finance, 47*(June 1992), 427-465. Fama, Eugene, y Kenneth French, 1993. "Common Risk Factors in the Returns on Stocks and Bonds", *Journal of Financial Economics*, 33 (February 1993), 3-56.

se concentra en las asimetrías de ciertos riesgos claves enfrentados por la industria de distribución de gas y un análisis más detallado de su impacto sobre la forma en que los modelos estándar de costo de capital deberían ser aplicados.

6.1 Riesgos simétricos y el parámetro beta

60. Existe una impresión generalizada de que la industria de distribución de gas natural enfrenta menores riesgos que el promedio de la economía, porque vende un bien cuya demanda es más inelástica y sus actividades enfrentan un menor grado de competencia. Si bien esos aspectos de la industria pueden presentar características menos riesgosas que la de los mercados en que operan otras compañías, esa visión representa un tratamiento muy parcial y estático de los riesgos que enfrenta la distribución de gas natural; un flujo de ingresos relativamente estable no garantiza una tasa de rendimiento relativamente estable. Desde el punto de vista de los inversores, el riesgo relevante es la volatilidad de los flujos de fondos netos, es decir, de la diferencia entre los ingresos y los costos de operación y los gastos de capital. Es por ello necesario prestar atención en cómo pueden cambiar a lo largo del tiempo los riesgos relacionados con los ingresos como así también a los mayores riesgos que enfrenta la industria en virtud de su particular estructura de costos operativos y los programas de inversión que debe cumplir.

61. Algunos analistas suelen sugerir que el flujo de ingresos de las compañías de distribución de gas es relativamente estable, en especial porque una porción importante de los ingresos se obtiene de ventas en el mercado residencial, cuya demanda en el corto plazo es relativamente inelástica a cambios en los precios y los ingresos. Esto no es necesariamente correcto, por al menos dos motivos. Por un lado, el aumento relativo de la demanda residencial - altamente sensible a la estacionalidad térmica - que tuvo lugar en los últimos años y la erosión relativa del componente fijo de las tarifas en los ingresos totales de las Licenciatarias han en conjunto potenciado de manera significativa la inestabilidad y variabilidad de los ingresos. Por el otro lado, los niveles de los costos no solo se han incrementado

ES COPIA FIEL

proporcionalmente más que los ingresos, sino que la estructura de costos se ha tornado en gran parte fija. La suma de estos dos factores implica que la varianza de los rendimientos pueda ser alta. Además, la larga duración de los activos y la intensidad en el uso del capital implican que una alta proporción de los costos (económicos, los que incluyen el costo del capital) estén fijos en el corto y mediano plazo.[13] Como consecuencia, los flujos netos de fondos en un año cualquiera y los rendimientos económicos pueden ser muy sensibles a pequeños cambios en la demanda y/o en los precios relativos entre el gas distribuido y los insumos.

62. Los riesgos de un elevado nivel de apalancamiento operacional se reflejan en el costo de capital. Binder y Norton (1999) muestran teóricamente primero y comprueban empíricamente después que el parámetro beta de las compañías reguladas esta positivamente relacionado con el nivel de los costos fijos y operativos de las compañías y negativamente relacionado con el precio y la cantidad de los bienes que comercializan.[14] El modelo muestra que el parámetro beta esta positivamente relacionado con el ratio entre los costos fijos y el margen de contribución. Esa relación indica que mientras más rentable sea la compañía, menor es el riesgo sistemático que enfrentan los accionistas. Los resultados empíricos también muestran que el riesgo sistemático de las empresas reguladas, como las de distribución de gas natural, aumenta cuando las compañías pierden algún grado de protección de los reguladores.

63. La distribución de gas natural también se encuentra en una posición de riesgo inusual porque debe enfrentar gastos de inversión en renovación y modernización de activos cuya escala implica para las compañías enfrentar significativos riesgos financieros. Este es un riesgo normal del negocio por el cual los accionistas no deberían ser protegidos, pero que debe estar adecuadamente reflejado en

---

[13] Este puede ocurrir en presencia de una significativa variabilidad del costo marginal de largo plazo.

[14] Binder, J. y S. Norton, 1999. "Regulation, Profit Variability and Beta". *Journal of Regulatory Economics*, 15 - 249-265.

el costo del capital. La escala de los programas de gastos de capital aumenta el impacto sobre las finanzas de la compañía en una actividad que de por sí presenta un elevado grado de incertidumbre. El riesgo de que los costos efectivos de las inversiones de capital diverjan de los esperados probablemente tenga un componente significativo de riesgo sistemático, incrementando los parámetros que lo capturan para la industria. Más aún, es probable que el riesgo sistemático se incremente a lo largo del tiempo a medida que la escala de esos programas de inversiones crezca y el riesgo total proveniente de esta fuente aumente.

64. Los riesgos asociados con los programas de inversión pueden en algunos casos estar exacerbados por la inflexibilidad de las fechas topes impuestas externamente a esos programas. El incumplimiento de esas obligaciones expone a las compañías al riesgo de demandas por responsabilidades penales y daños civiles. Esas metas podrían reducir también la flexibilidad para administrar la implementación de esos programas de inversión frente a cambios en las condiciones del mercado. El riesgo que resulta de las obligaciones de inversión y/o servicio en algunos casos podrían superar los riesgos del negocio que enfrentan las empresas de gas natural.

65. En síntesis, la inestabilidad en el flujo de ingresos de las compañías implica que los rendimientos del negocio – globalmente considerado – puedan ser poco estables. La rigidez de los costos en relación con la producción, incluso en el mediano plazo, puede causar variabilidad en los rendimientos que no tienen relación con los cambios en los ingresos. Los gastos de inversión pueden magnificar ese efecto. Cambios pequeños en las inversiones de bienes de capital – para mantener la calidad del servicio – como en sus precios pueden tener un efecto importante sobre el desempeño financiero de la empresa. Es probable que en algunas ocasiones, todos esos riesgos puedan ser cada vez más inciertos.

ES COPIA FIEL

6.2 Riesgos asimétricos

66. El modelo CAPM asume que los retornos de los activos se comportan de acuerdo a una distribución normal. Sin embargo, la operación de las distribuidoras de gas en Argentina, presenta riesgos que no son normales, más aún que no son simétricos, afectando seriamente la rentabilidad de los accionistas. La presencia de riesgos de carácter asimétrico exige aplicar ajustes a la tasa de rentabilidad con la que debe retribuirse a los inversores. Para comprender el método de ajuste que proponemos es importante conocer el impacto que genera esta asimetría.

67. Conceptualmente, el valor actual de un flujo se obtiene mediante el descuento del flujo de fondos *esperado* utilizando una tasa que refleje el retorno *esperado* por los inversores. La presencia de asimetrías en el riesgo no cambia el modo de calcular el valor actual de un flujo, sin embargo, en la práctica se genera una distorsión porque, al momento de proyectar los flujos de fondos, suelen dejarse de lado eventos negativos poco probables, como crisis macroeconómicas, expropiaciones, o grandes devaluaciones. Como ejemplo, puede pensarse el modo en que se proyectaban los flujos de fondos algunos años antes de la crisis del 2001-2002 en Argentina, cuando ésta era poco probable. Una estimación correcta del flujo de fondos esperado debería tener en cuenta el impacto de una posible crisis y su probabilidad de ocurrencia. Sin embargo, en la práctica suele proyectarse el flujo más probable, algo así como el flujo *esperado asumiendo que no hay crisis*. Es claro que, si se descuenta un flujo más alto que el esperado, será necesario utilizar una tasa de descuento más alta que la esperada para no alterar el valor actual. Es decir, hay que compensar mediante un incremento de la tasa el hecho de que no se proyecta el flujo esperado sino el más probable.

68. Esto es exactamente la práctica habitual para valuar bonos. Los bonos suelen valuarse mediante el descuento del flujo de los cupones mediante una tasa. Es claro que el flujo de los cupones no es el flujo esperado, porque existe la probabilidad de que haya default. El flujo esperado será el promedio del flujo de los

cupones y el obtenido en caso de default, ponderado cada uno por sus probabilidades de ocurrencia. Un inversor en bonos sabe que el retorno esperado de su inversión no es la tasa interna de retorno (TIR) de sus bonos, sino una tasa menor, ya que hay una pérdida esperada fruto del posible default. La TIR de los bonos sería el retorno esperado *asumiendo que no hay default*, es decir, una tasa más alta que la rentabilidad esperada. De este modo, al valuar un bono en lugar de descontarse el flujo esperado con la rentabilidad esperada, se estaría descontando el flujo más probable[15] con una tasa más alta que la esperada.

69. También se puede ver la compensación por la pérdida esperada en el caso de un banco que quiere determinar qué tasa cobrar por los préstamos que otorga. El banco conoce la probabilidad de default de una determinada cartera de créditos. Como también conoce qué espera cobrar en los casos de default, puede calcular la pérdida esperada por default en la cartera. A la hora de determinar qué tasa cobrar a los préstamos de la cartera, tendrá en cuenta que con lo que pagan los acreedores que cumplen deberá compensar lo que espera perder por los defaults. De esa manera, la tasa que cobra tiene un componente que es el retorno esperado y un adicional para compensar la pérdida esperada.

70. Los riesgos asimétricos que enfrentan las distribuidoras de gas se comportan de modo análogo a lo que ocurre con un bono o un crédito bancario. De la misma manera que el flujo que se descuenta en un bono no es el flujo esperado sino el más probable, las empresas no suelen proyectar los verdaderos flujos esperados sino que suelen dejarse de lado los eventos negativos de gran impacto que tienen poca probabilidad de ocurrencia. Por tanto, así como un banco cobra una tasa más alta que la que espera ganar, para compensar por la pérdida esperada por default, las empresas deberían tener unas tarifas que tengan un retorno más alto que el esperado en los años donde no se manifiesten los riesgos negativos de alto impacto y poca probabilidad de ocurrencia.

---

[15] En rigor no es el flujo más probable sino el *prometido*. Pero si la probabilidad de default no supera el 50% el prometido y el más probable coinciden.

ES COPIA FIEL

71. El CAPM es un método adecuado para estimar la rentabilidad esperada, pero en la medida que los flujos de fondos no incorporen el impacto esperado de los eventos negativos poco probables, es necesario agregar al retorno estimado por el CAPM una prima que compense la pérdida esperada.

72. En lugar de aumentar la tasa, la consideración del riesgo asimétrico podría lograrse incorporando, en la proyección de los flujos futuros de efectivo en la revisión tarifaria, las probabilidades de que esos riesgos se materialicen y su impacto esperado. Es decir, debería estimarse el impacto económico y la probabilidad de ocurrencia de eventos como: expropiaciones, crisis macroeconómicas producidas por políticas no sustentables, bruscas devaluaciones de gran magnitud, variaciones de precios relativos provocadas por políticas monetarias que debilitan la moneda, violaciones de contratos y regulaciones, etc. Sin embargo, esta última opción no es frecuente porque es complicado estimar el ajuste que debería realizarse sobre los flujos. Por tanto, la práctica habitual es ajustar la tasa y proyectar los flujos más probables, aunque no sean los esperados.

73. Lógicamente si se estimara el verdadero flujo esperado, es decir, si se tuvieran en cuenta las posibles pérdidas fruto de los riesgos asimétricos y sus probabilidades de ocurrencia, no sería necesario incrementar la tasa obtenida mediante el CAPM. Sin embargo, esto es muy difícil de estimar y no es lo que suele hacerse en la práctica.

74. Por último, quisiéramos mencionar una posibilidad de ajustar los flujos que tampoco requeriría incrementar la tasa obtenida mediante el CAPM, pero que tampoco parecería poder aplicarse en la práctica.

75. Para comprender mejor en qué consiste este ajuste podría pensarse en la analogía que existe entre la pérdida esperada por los eventos mencionados y la que se daría en un incendio. La situación que enfrentan las empresas en Argentina es similar a la situación de una empresa que decidiera cancelar su seguro contra incendios. La hipotética empresa mencionada estaría corriendo un riesgo de alto

impacto negativo, pero con poca probabilidad de ocurrencia. Si sigue proyectando sus flujos como si el riesgo de incendio no existiera es claro que tendrá un flujo más alto que el que tenía antes porque se ahorra la prima de la póliza. El modelo CAPM no refleja en la estimación de beta el impacto del riesgo de incendio, por tanto, una empresa que deja de pagar su seguro contra incendio, tendría un mayor flujo proyectado mientras que mantendría la misma tasa de descuento, es decir, estaría incrementando su valor. En este caso es evidente que la empresa no vale más que antes, simplemente no está considerando el impacto del riesgo de incendio ni en los flujos ni en la tasa.

76. Con la ilustración del ejemplo del posible incendio, puede verse que una manera para que las distribuidoras de gas incluyan los riesgos asimétricos en su flujo sería incluyendo como costos las hipotéticas primas de las pólizas que las cubrieran contra los riesgos mencionados. De esta manera, lo que era una pérdida esperada se convierte en un gasto concreto y medible. Pero lamentablemente no existen pólizas de seguro que cubran la totalidad de los riesgos asimétricos mencionados, como puede ser el impacto negativo en los flujos de fondos de crisis ocasionadas por políticas económicas no sustentables.

77. En síntesis, los riesgos asimétricos que no son tenidos en cuenta en los flujos de fondos, ya sea mediante la inclusión en el cálculo del flujo de esperado, con la probabilidad e impacto económico, o mediante el costo del seguro que elimine el riesgo, deben ser compensados por una mayor tasa de costo de capital. De lo contrario los inversores no obtendrían el retorno esperado que exige el modelo CAPM. Esto traería consigo efectos no deseados en el largo plazo, porque dificultaría a las compañías obtener recursos financieros de los mercados de capitales para mantener los activos actuales y financiar nuevas inversiones.

78. De los riesgos asimétricos que enfrentan las empresas, en dos casos podrían estimarse los incrementos en las tasas que permitan compensar las respectivas pérdidas esperadas: el riesgo político o riesgo país y el riesgo devaluatorio.

ES COPIA FIEL

6.2.1 *El riesgo político*

79. El riesgo político podría ser considerado de manera simple dentro del marco convencional del CAPM si se originara en intervenciones que pudieran ocasionar un simple shock simétrico sobre los rendimientos esperados. Así, si la probabilidad de intervención política es independiente del rendimiento del mercado, el riesgo político podría ser considerado como cualquier otro riesgo específico. En ese caso, los inversores en compañías reguladas no requerirán ninguna compensación adicional por la presencia de riesgo político. Sin embargo, la historia muestra que el impacto del riesgo político está lejos de ser simétrico, puesto que tiene una clara asimetría negativa y los inversores esperan una compensación por la pérdida esperada que este riesgo trae consigo.

80. Los riesgos políticos no son, a priori, sencillos de individualizar. La mayor parte de ese riesgo en general se asocia a un conjunto de eventos conducentes a resultados perjudiciales para los accionistas. Probablemente el más obvio sea aquél que se origina en la preocupación de que un nuevo gobierno modifique la estructura de control de la industria de manera contraria a los intereses de los accionistas de la empresa.

81. La dificultad que enfrentan los reguladores y/o los partidos políticos para comprometerse ex ante a no modificar la estructura de control o de propiedad de la industria ha provocado que el análisis del impacto de cambios en el nivel de riesgo político sobre el rendimiento requerido por los accionistas sea identificado a través del comportamiento de los mercados. Así, por ejemplo, Buckland y Fraser (2001) estudian el impacto sobre el riesgo sistemático de las empresas distribuidoras de electricidad en Inglaterra asociado con la incertidumbre política originada por las advertencias de que una victoria del Labour Party en las elecciones generales de 1992 provocaría un mayor control sobre las industrias reguladas y

la introducción de regímenes regulatorios más estrictos.[16] Los resultados sugieren que la beta apalancada promedio de la industria cambió en más de un 50% su valor promedio como consecuencia de la posible introducción de nuevas medidas originadas en el ámbito político, un cambio que luego se neutralizó con la desaparición de esos rumores. Esos resultados sugieren que los eventos político-regulatorios impactan de manera significativa en el rendimiento requerido por los accionistas de empresas distribuidoras que estén sujetas a regulación por el Gobierno.

82. Los riesgos políticos podrían entonces ser ignorados en los cómputos del costo de capital si sus posibles impactos sobre la tasa de rendimiento del negocio fueran simétricos, tuvieran las propiedades de riesgo sistémico y ocurrieran frecuentemente, pues en ese caso estarían incorporados en las estimaciones de beta. Los riesgos políticos podrían también ser ignorados si fueran simétricos y si tuvieran las propiedades de los riesgos específicos, o diversificables, pues en esos casos no afectarían el rendimiento esperado. Sin embargo, en el caso que los riesgos políticos sean simétricos y sistémicos, pero ocurrieran muy poco frecuentemente, las estimaciones de beta no capturarían el verdadero riesgo político en su valor, porque se calculan con datos de 3 a 5 años. En ese caso el riesgo adicional deberá ser tomado en cuenta de manera separada.

83. Omitir el impacto de riesgos políticos no simétricos en el costo de capital requerido por los accionistas llevaría a decisiones erróneas y dificultades de largo plazo para atraer el capital necesario para el financiamiento de la industria. La analogía con un seguro es particularmente útil. Si las compañías distribuidoras de gas pudieran asegurarse contra esos riesgos, su costo debería incorporarse en la proyección del flujo de fondos como un costo operativo legítimo de la actividad. Pero si las compañías no pueden asegurarse contra esos riesgos, éstos no

[16] Buckland, Roger y Patricia Fraser, 2001, "Political and Regulatory Risk: Beta Sensitivity in UK Electricity Distribution Industry", *Journal of Regulatory Economics*, Vol 19 (1), pp. 5-25

ES COPIA FIEL

deben ser ignorados, y por lo tanto su impacto debe contemplarse en la determinación de una tasa de rendimiento razonable para los accionistas.

84. Existe una percepción generalizada de que los riesgos políticos no simétricos están lejos de ser poco significativos. Algunos eventos con posibles resultados asimétricos para los accionistas no tendrían probabilidad cero, como la expropiación completa de la propiedad - aunque presumiblemente con una probabilidad muy pequeña - u otras medidas como la suspensión temporal de las revisiones tarifarias establecidas en los marcos regulatorios.

6.2.2 *El riesgo devaluatorio*

85. El riesgo devaluatorio, tal como lo entendemos en este informe, es el que surge de la posibilidad de una gran devaluación puntual de la moneda argentina[17] y es diferente de lo que habitualmente se llama riesgo de tipo de cambio.

86. El tipo de cambio se convierte en un factor de riesgo para una compañía cuando algún componente de sus ingresos o sus egresos depende de una moneda diferente de la utilizada como unidad de cuenta. Esto es frecuente en compañías que exportan sus productos o tienen algunos insumos importados.

87. En países desarrollados, el riesgo de tipo de cambio suele ser un riesgo simétrico, y por tanto suele estar recogido en la beta que refleja el riesgo del negocio. En última instancia, este es un riesgo de variación de precios relativos, que no sólo se da cuando existen flujos en distintas monedas, sino ante la posibilidad de que diversos componentes del flujo de fondos varíen de un modo diferente. El riesgo de variación de precios relativos está efectivamente incluido en la beta del negocio.

88. A diferencia de lo que ocurre con monedas de países desarrollados, las monedas de los mercados emergentes suelen ser más débiles, introduciendo un riesgo asimétrico que no está recogido en la beta ni en la prima por riesgo país.

---

[17] Ver Blejer, M. I. (1982). "Interest Rate Differentials and Exchange Risk: Recent Argentine Experience" *Staff Papers - International Monetary Fund*, 29(2): 270-279.

Habitualmente, las crisis económicas en los mercados emergentes son seguidas de una fuerte devaluación de la moneda local, ocasionando grandes pérdidas a los inversores. La poca frecuencia de los eventos devaluatorios de gran magnitud, hace que queden excluidos de la medición de la beta. Por otra parte, la prima por riesgo país tampoco incluye el riesgo devaluatorio porque suele ser medida en dólares, sin hacer referencia a la moneda local.

89. Es importante señalar que el riesgo devaluatorio es distinto del riesgo ocasionado por las posibles variaciones de precios relativos. El riesgo devaluatorio está presente en las empresas de países emergentes, aunque éstas no tengan flujos en monedas distintas de la moneda local. La razón subyacente es que los inversores, sean locales o extranjeros, no consideran sus inversiones en la moneda del país emergente, sino en alguna moneda fuerte como, por ejemplo, el dólar. Un inversor que tiene como unidad de cuenta el dólar puede experimentar una gran pérdida si invierte en un país emergente que sufre una fuerte devaluación.

90. Puede parecer poco lógico que, en un país emergente, un inversor doméstico utilice como unidad de cuenta una moneda distinta de la local. Sin embargo, esto es lo que ocurre por la debilidad de las monedas de estos países. En Argentina, se puede considerar que la ausencia de tasas de largo plazo en pesos son una señal de la inexistencia de inversiones a largo plazo en pesos. Es decir, los inversores en Argentina realizan sus inversiones en dólares, aunque las empresas tengan sus flujos en pesos.

91. La práctica habitual en el caso del riesgo devaluatorio es reflejarlo en los flujos de fondos. De esta manera, los inversores utilizan una tasa en dólares para descontar flujos en dólares. Estos flujos pueden ser todos en pesos, pero los inversores los convierten a dólares para poder descontarlos. En esta conversión se incluye la posible pérdida por devaluación. Sin embargo, en el caso de las Licenciatarias, los flujos que se descontarán están expresados en pesos, por tanto, la compensación por el riesgo devaluatorio tiene que estar dentro de la tasa de costo de capital.

ES COPIA FIEL

92. En Argentina, la presencia del riesgo devaluatorio es producto de la debilidad de su moneda. Este riesgo no está compensado en la prima por riesgo país, pues ésta está expresada en dólares y los flujos utilizados para determinar las tarifas de las Licenciatarias son en pesos. Los posibles ajustes de tarifas de acuerdo a la inflación argentina tampoco compensan el riesgo devaluatorio, ya que éste riesgo es distinto del que se ocasiona con la variación de los precios relativos. Por tanto, a la hora de estimar el costo de capital en Argentina, sería necesario tener en cuenta una prima por riesgo devaluatorio o, en su defecto, los flujos utilizados para determinar las tarifas deberían ser calculados en dólares.

7 La implementación del CAPM para la industria del gas natural

7.1 La tasa libre de riesgo

93. En el contexto del CAPM, la tasa "libre de riesgo" se refiere al rendimiento de una inversión libre de dos tipos de riesgos: riesgo de default y riesgo de reinversión. En el primer caso, libre de riesgo de default significa que existe seguridad respecto del repago. Este es el caso de un bono emitido por un gobierno sobre cuya capacidad o voluntad de repago no existen dudas, emitido en la moneda corriente de ese país (como ser, un bono en dólares emitido por el tesoro americano). En el segundo caso, el riesgo de reinversión indica que los plazos de los flujos estén "calzados"; esto es, que la *duration* del bono sea similar al plazo promedio de la inversión en el activo de riesgo.[18]

94. Si bien el concepto descrito en el párrafo precedente es relativamente sencillo, los analistas suelen tener algunas discusiones en el momento de seleccionar los valores de tasa libre de riesgo para la aplicación práctica del modelo. El modelo CAPM, como todo modelo teórico, tiene algunas limitaciones en su aplicación. Una de las principales cuestiones que afectan la aplicación del modelo en la prác-

[18] La *duration* se puede definir como el promedio de los vencimientos futuros de los flujos de fondos (de un bono o de un activo), ponderados por el valor actual de dicho flujo. La fórmula, una definición más comentada, y ejemplos de su aplicación se pueden encontrar en Gestión de Riesgo: Un Enfoque Estratégico, Lorenzo A. Preve, 2009, Editorial Temas.

tica es el hecho de que éste asume que los mercados financieros son perfectamente eficientes y están en equilibrio. Otra de las cuestiones importantes a considerar, es que considera un único periodo temporal.

95. El supuesto de eficiencia de mercado no es menor y, especialmente en estos momentos tan particulares, es conveniente comprenderlo adecuadamente para poder comprender sus efectos en el modelo. En un mercado eficiente la información es simétrica, o lo que es lo mismo, todos los inversores tienen la misma información; más aún, todos los inversores saben lo mismo que los managers de las empresas. Este es un supuesto que claramente se ha visto violado en los últimos meses; los inversores no saben el real valor de las carteras de préstamos e inversiones de los bancos, ni de las empresas y, más en general, nadie está seguro respecto del real riesgo que enfrenta con sus inversiones. El efecto de esta profunda asimetría de la información es que los inversores han decidido, masivamente, salir de sus carteras de inversión con riesgo, buscando tomar posiciones en títulos libres de riesgo. Dado que los bancos se convirtieron rápidamente en muy riesgosos (por la asimetría de información reinante), la única alternativa de inversión sin riesgo en dólares fue la de los bonos libres de riesgo. Esto ha producido, de manera simultánea, el aumento de precio (con la consiguiente disminución de los rendimientos) de los bonos libres de riesgo, y la caída en los precios de los activos de riesgo (mayormente acciones).

96. Los mercados eficientes asumen que para proyectos rentables siempre habrá disponibilidad de fondos. Este supuesto se ha tornado particularmente cuestionable en los momentos actuales. Más aún, durante esta crisis, muchos inversores se vieron forzados a liquidar sus posiciones para poder hacer frente a pagos de sus deudas con las que sostenían sus portafolios riesgosos. Esta necesidad de liquidez acentuó la caída de los precios de los activos de riesgo.

97. Uno de los típicos puntos de discusión a la hora de la elección de la tasa de libre de riesgo que debería considerarse en la determinación del costo de capital, se presenta en relación a la opción de tomar para la misma las tasas actuales (o

ES COPIA FIEL

spot) versus la consideración de algún tipo de promedio histórico del rendimiento de los títulos libres de riesgo. En el CAPM, la tasa libre de riesgo representa el costo de oportunidad "de base" que enfrenta el inversor en el momento de tomar la decisión de inversión. Por tanto, y como principio general, el computo correcto de una medida de costo de oportunidad real implica adoptar la tasa *spot* del correspondiente bono al momento de realizar la inversión.

98. Para obtener el rendimiento de los bonos del tesoro de Estados Unidos hemos acudido a los rendimientos de los bonos cupón cero con vencimiento en diez años. El valor a fines de diciembre de 2015 era 2,38%[19]

7.2 La prima por riesgo de mercado

99. El modelo CAPM supone que los inversores diversifican eficientemente su cartera, y que cuando invierten en acciones lo hacen considerando el retorno esperado y el desvío estándar resultante, alocando su inversión en activos de riesgo en un portafolio diversificado también llamado portafolio de mercado.[20] Al calcular el rendimiento que los inversores esperan de esta inversión en una cartera diversificada es necesario estimar el premio (i.e. rendimiento por encima de la tasa libre de riesgo) requerido para compensar por el mayor riesgo que asumen por invertir en títulos con riesgo. Este concepto se suele denominar "Precio del Riesgo" debido a que representa el premio - por encima del retorno de un activo libre de riesgo - que los inversores han aceptado por mantener su portafolio diversificado de títulos con riesgo. La teoría financiera considera que el precio del riesgo es constante a lo largo del tiempo, y que debe estimarse utilizando datos históricos

---

[19] Cfr. Refet S. Gurkaynak, Brian Sack, and Jonathan H. Wright. *The U.S. Treasury Yield Curve: 1961 to the Present.* Finance and Economics Discussion Series, Divisions of Research & Statistics and Monetary Affairs, Federal Reserve Board, Washington, D.C. 2006-28

[20] Ese portafolio es el eficiente (i.e. situado en la frontera eficiente) que está situado en el punto de tangencia de la frontera eficiente y la recta con origen en la rentabilidad de la tasa libre de riesgo.

100. Si bien nos interesa el precio del riesgo futuro, es decir, la compensación requerida por asumir riesgo hoy en una inversión a futuro, ese valor no es observable por lo que se suele estimar utilizando información del pasado. Para ello se asume que en un mundo con mercados financieros – en promedio – en equilibrio, los inversores han estado satisfechos con el retorno que les ofrecieron por esa inversión; cuando no lo han estado vendieron el portafolio de títulos con riesgo que, al disminuir de precio aumentó su retorno para los inversores que lo compraron. De manera análoga, si los inversores han considerado que el retorno ofrecido por el portafolio de activos de riesgo era excesivo, hubieran comprado mayor cantidad de dicho portafolio, incrementando su valor y disminuyendo su retorno. Tomando una serie suficientemente larga, es posible obtener una adecuada medida del premio requerido como compensación por riesgo – el precio del riesgo. El cálculo del premio de mercado se basa en el retorno adicional correspondiente a un portafolio que ofrezca la máxima posibilidad de diversificación comparada contra el rendimiento obtenido por un instrumento libre de riesgo. Para esta medición empleamos datos del pasado, simplemente porque nos proporcionan la mejor estimación del premio de mercado hacia el futuro.

101. La estimación de la prima de mercado se estima entonces por el diferencial de rentabilidad histórica entre una cartera diversificada de acciones por sobre el rendimiento en bonos libres de riesgo. Para ello se suele tomar la serie de rendimientos representativa más larga de la que se dispone, que en la práctica es aquélla que se reporta en Valuation Handbook-Guide to Cost of Capital de Duff & Phelps[21]. Esa serie mide los rendimientos en los mercados de capitales america-

[21] Roger J. Grabowski, James P. Harrington, Carla Nunes, Duff & Phelps. 2016 Valuation Handbook: Guide to Cost of Capital. Wiley.
Anteriormente esta serie se publicaba en Ibbotson Risk Premia Over time Report, por Ibbotson & Associates.

ES COPIA FIEL

nos desde 1926 hasta la actualidad, y es la serie citada y empleada con más frecuencia para estimar el premio de mercado (ver Fernandez 2009). [22] Es muy importante tomar una serie lo más larga posible para evitar tomar datos que se encuentren en un ciclo económico determinado (alcista o bajista), o que excluya posibles vaivenes ocurridos en la historia, cuya consideración no podemos descartar del conjunto de posibles escenarios futuros. Una serie larga de rendimientos incluye guerras mundiales y regionales, crisis financieras de gran importancia, crisis energéticas y monetarias, importantes cambios en el sistema monetario internacional y períodos de extraordinaria bonanza y crecimiento económico.[23]

102. Algunos analistas proponen tomar mediciones de premio de mercado con series temporales más cortas. No obstante, esa práctica resulta poco razonable a la luz de los argumentos anteriores, y no presenta ningún fundamento que le otorgue alguna legitimidad conceptual.[24]

103. Otra discusión que se suele generar recurrentemente debate la conveniencia de utilizar promedios geométricos o aritméticos de los rendimientos de mercado para la obtención de la prima de mercado. El cómputo de la media geométrica se obtiene con la siguiente ecuación:

$$(10)\quad R_{t0-T} = \left(\frac{P_T}{P_{to}}\right)^{\frac{1}{n}} - 1$$

---

[22] Pablo Fernández (The Equity Premium in 100 Textbooks, IESE Business School, 2009) afirma que de los 59 libros de texto que proponen estimar la prima de mercado como un promedio histórico, la amplia mayoría (más específicamente, 40 de ellos) utiliza la estimación de Ibbotson & Associates.

[23] Si bien existen series más largas de premio del mercado (como la recopilada por Shiller), se desaconseja el uso de la fase inicial, porque se refiere a momentos de la historia en la que no se podría decir que existiese, realmente, un activo libre de riesgo contra el que comparar los retornos. Por ese motivo, la academia como a práctica profesional han excluido consistentemente dicho período.

[24] Ver Fernandez, Pablo, 2009, The Equity Premium in 100 Textbooks, IESE Business School, Ehrhardt, Michael C., 1994, "The search for value: measuring the company's cost of capital", Harvard Business School Press y Ibbotson, R.G., and R.A. Sinquefield, 1989, Stocks, Bonds, Bills and Inflation: Historical Returns (1926 - 1987), Charlottesville, VA, The Financial Analysts Research Foundation para una explicación más detallada al respecto.

donde R_{t0-T} representa el rendimiento promedio geométrico anual entre t0 (el momento del inicio de la inversión) y T (el momento actual), P_{t0} y P_T son los niveles del índice del portafolio del mercado en t0 y T, respectivamente, y n es el número de años transcurridos entre t0 y T. El cálculo de la media aritmética, por su lado, primero requiere obtener los rendimientos anuales de la siguiente manera:

$$(11)\quad R_t = \left(\frac{P_t}{P_{t-1}}\right) - 1$$

para luego computar el rendimiento total del período usando la expresión:

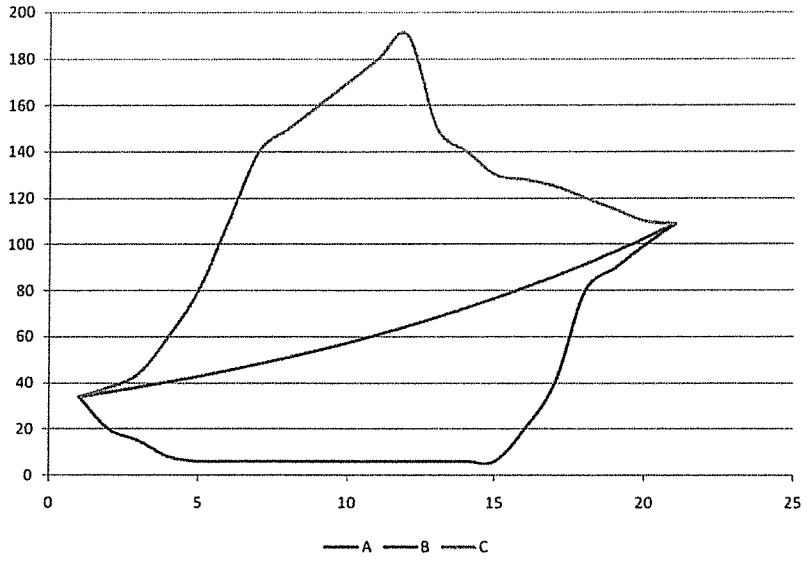
$$(12)\quad R_{t0-T} = \frac{\sum_{t=t0}^{T} R_t}{n}$$

donde R_t son los rendimientos obtenidos para cada año usando (11).

104. Como se puede apreciar en la formulación misma del cálculo, la media aritmética incorpora una cantidad sensiblemente mayor de información a la ecuación que la media geométrica. La media geométrica no considera lo ocurrido entre t0 y T, pues la única información que emplea es la del inicio y el final de la serie. La media geométrica es así un modelo con mucha menor riqueza analítica e informativa. La media aritmética permite un nivel de análisis muy superior porque además de tomar la información en las puntas de la serie, toma la información de rendimientos de cada uno de los años en el período bajo análisis. Desde un punto de vista estadístico, la media aritmética es la que estima correctamente valores esperados. La media geométrica, por el contrario, representa el retorno compuesto obtenido por un inversor que mantiene la inversión desde el inicio hasta el final del período, sin tomar decisiones en los momentos intermedios. El Gráfico 1 y la tabla que lo acompaña ilustra este planteo.

ES COPIA FIEL

Gráfico 1: Evolución hipotetica del valor de tres portafolios



Años	Portafolio		
	A	B	C
1	34	34	34
2	36	20	38
3	38	15	44
4	40	8	60
5	43	6	80
6	45	6	110
7	48	6	140
8	51	6	150
9	54	6	160
10	57	6	170
11	61	6	180
12	65	6	190
13	68	6	150
14	73	6	140
15	77	6	130
16	81	20	128
17	86	40	125
18	92	80	120
19	97	90	115
20	103	100	110
21	109	109	109

105. La tabla muestra los precios de los portafolios A, B y C que tienen el mismo rendimiento, según la media geométrica, del 6%: los tres portafolios tenían el mismo valor en el año 1 ($34), y llegan al mismo valor en el año 21 ($109,04). Sin embargo, el Gráfico 1 muestra que el comportamiento de las tres series es muy diferente durante el período. En el caso del portafolio A, la media aritmética y la geométrica coinciden, pero éstas no lo hacen en el caso de los portafolios B y C.[25] Este sencillo ejemplo se incluye a los efectos de mostrar las diferencias entre las series aritméticas y geométricas.

106. Una consideración adicional respecto del comportamiento de la serie de retornos puede ayudar a comprender mejor la razón de usar un promedio. La serie de los retornos del portafolio de riesgo tiene un comportamiento que usualmente decimos que no se puede predecir. Es decir, dado el retorno observado en una determinada fecha, no podemos predecir cuál será el siguiente retorno de la serie; por eso se suele decir que estos son procesos "sin memoria".[26]

107. Conforme la práctica regulatoria habitual, que sigue las recomendaciones académicas, hemos tomado la serie de rendimientos más larga disponible, que en la práctica es aquélla que mide los rendimientos en los mercados de capitales americanos desde 1926 hasta 2015.[27] Siguiendo también la práctica regulatoria habitual y las recomendaciones académicas, hemos calculado ese premio de mercado empleando la media aritmética, porque al considerar toda la información de rendimientos de cada uno de los años en el período bajo análisis y por su formulación estadística, ofrece una mejor estimación de valores esperados.

108. En síntesis, hemos estimado la prima de mercado empleando la media aritmética de la serie histórica que se remonta hasta 1926. Ese valor medio es 6,9%. En nuestra opinión, este valor ofrece una estimación razonable para la

---

[25] Ehrhardt (1994) presenta más argumentos que fundamentan esta posición.
[26] Este comportamiento de los retornos se suele denominar un *"random walk"*.
[27] Los datos provienen de Duff and Phelps (2016). Valuation Handbook. Guide to Cost of Capital. Market Results Through 2015.

ES COPIA FIEL

prima por riesgo de mercado. Hemos computado entonces el costo del capital de las distribuidoras empleando un valor de esa prima de 6,9%.

7.3 El parámetro beta

109. Los inversores aversos al riesgo que mantienen un portafolio de activos buscan maximizar sus rendimientos y minimizar el riesgo al que están expuestos. Cuando los inversores invierten en acciones de una empresa enfrentan dos tipos de riesgos. El riesgo específico a la empresa – a diferencia del riesgo del mercado – puede ser eliminado con la diversificación del portafolio porque los cambios en el precio de una empresa, o activo, pueden ser compensados por movimientos opuestos en otros. Sin embargo, todos los activos mantienen algún grado de riesgo que no puede ser reducido por la diversificación. Este tipo de riesgo responde a factores económicos generales que afectan simultáneamente a todos los activos y/o empresas, aunque en magnitudes distintas. Por ejemplo, la mayoría de las empresas tienden a estar afectadas cuando la economía entra en una recesión, aunque sus efectos sobre los beneficios varían entre firmas e industrias. Como este riesgo sistemático no puede ser reducido por la diversificación, los inversores demandan un mayor rendimiento cuando el riesgo de mercado es mayor, lo cual aumenta el costo del capital.

110. La medida más común de riesgo sistemático o no diversificable asociada con una inversión en activos es el beta del rendimiento de esos activos, un parámetro que mide como varían esos rendimientos con respecto a los del mercado. Ese parámetro se define como:

$$(13)\quad \beta_{Ei} = \frac{covarianza(r_i, r_m)}{varianza(r_m)}$$

donde β_{Ei} es el valor del parámetro beta para el activo i, r_i es el rendimiento de ese activo y r_m el del mercado.

111. El cómputo del parámetro beta, o el riesgo asociado a una determinada inversión, habitualmente se realiza a través de inferencias estadísticas a partir de datos históricos. Idealmente, el riesgo de una determinada inversión se computa

empleando su serie histórica de rendimientos. Sin embargo, esto no resulta posible en muchas ocasiones, y en otras tampoco conveniente. Por ejemplo, las empresas de capital privado no cuentan con una serie histórica de precios de sus acciones, por lo que la dispersión de sus rendimientos no puede ser contrastada con las oscilaciones en el rendimiento del mercado. En esos casos se supone que el riesgo de negocio dentro de una determinada industria presenta patrones estables y la beta se computa empleando datos de la industria o de un subconjunto de empresas comparables.

112. Algunas empresas de distribución de gas natural en Argentina son de capital privado, por lo que el cómputo de sus parámetros beta enfrenta la dificultad, mencionada anteriormente, de que no es posible obtener series de rendimiento de sus acciones. Otra dificultad probablemente mayor es que el mercado de capitales argentino no puede ser considerado como representativo de un portafolio de mercado diversificado que supone y exige el uso del modelo CAPM. Es decir, no sería posible contar con un índice local de activos contra el cual sea posible medir el nivel de riesgo sistemático.

113. La escasa representatividad que los datos disponibles para Argentina ofrecen para realizar estimaciones de parámetros beta ha conducido a que, como en otros países con escaso desarrollo en su mercado de capitales, las estimaciones se apoyen en datos de empresas comparables de mercados desarrollados, como el de Estados Unidos. Esta práctica es muy difundida en el ámbito regulatorio aplicado y supone que la sensibilidad del sector al ciclo económico es similar entre los países. Las estimaciones del parámetro beta del negocio que se obtienen con datos de compañías comparables deben luego ajustarse para reflejar el impacto del endeudamiento financiero y sistema regulatorio de la compañía objetivo, en caso de que estos difieran de los de las empresas comparables empleadas en las estimaciones.

ES COPIA FIEL

7.3.1 *El impacto del endeudamiento en el parámetro beta*

114. Las estimaciones del parámetro beta como medida del riesgo sistemático del negocio de distribución de gas natural - comúnmente referido como la beta de los activos - deben ser ajustadas por el nivel de endeudamiento de las compañías. Si como en el caso del apalancamiento operativo, se consideran los servicios de la deuda como un costo fijo, una mayor deuda (que implica una mayor carga de intereses) conduce hacia una mayor volatilidad del flujo de fondos destinado a los accionistas. Es necesario corregir el parámetro beta por el impacto de la estructura de capital de la firma, haciendo uso del análisis de Modigliani y Miller (1958)[28]; dicha formulación tiene varias versiones, según los supuestos que se consideren en cada caso. Dado que estaremos utilizando como base de nuestro cálculo las betas de empresas americanas con sustancialmente mayores niveles de endeudamiento y que, luego de obtener la beta del negocio que nos ocupa - sin impacto financiero o unlevered-, computaremos la beta de las Licenciatarias, de niveles de endeudamiento sustancialmente inferior, resulta imprescindible trabajar con la fórmula correcta, sin asumir una deuda de riesgo cero (como sucede en la fórmula simplificada de uso habitual). Es decir, utilizaremos la formulación que se deriva de Modigliani y Miller (1958) que resulta como sigue:

$$(14)\quad \beta_L = \beta_u * \left(1 + \frac{D}{E} * (1 - t)\right) - \beta_d * \left(\frac{D}{E} * (1 - t)\right)$$

donde β_L es la beta apalancada, que incluye la ampliación del riesgo sistemático que genera el endeudamiento financiero, β_u es la beta sin apalancamiento financiero (o la beta de los activos), que refleja el riesgo del negocio sin tomar en cuenta la estructura de financiamiento, β_d es la beta de la deuda, que refleja el riesgo del acreedor, $\frac{D}{E}$ representa la razón deuda-capital actual - a valores de mercado - u objetivo, y t representa la tasa marginal impositiva.

[28] Modigliani, Franco and Merton H. Miller, 1958, "The cost of capital, corporation finance and the theory of investment" *American Economic Review*

115. La beta de la deuda se puede aproximar despejando el término correspondiente de la ecuación de costo de capital según el modelo que estamos utilizando (esto es, el CAPM), aplicado a la deuda.

(15) $$\beta_d = \frac{K_d - R_f - RP}{ERP}$$

Donde *RP* representa el riesgo país y *ERP* la prima del mercado de capitales, ya definidos.

116. La estructura de capital a considerar para ajustar el parámetro beta por endeudamiento no es trivial. Algunos proponen considerar en ese cómputo la estructura de capital *actual* de la empresa, un enfoque que sería razonable en casos donde no existan motivos que permitan suponer un cambio próximo en la estructura de endeudamiento de la firma. Otros, en cambio, sugieren emplear datos de la estructura de capital promedio de la industria o, incluso, una estructura *objetivo*. Esta postura es la que ha prevalecido en la práctica regulatoria de los últimos años.

7.3.2 *El sistema de regulación y el parámetro beta*

117. La estructura regulatoria establecida para las distribuidoras de gas natural en el marco Regulatorio del Gas Natural (Ley 24.076 y su reglamentación, el Decreto 2.255/92 y otras reglamentaciones) indicaba que los precios que los usuarios enfrentaban debían seguir una trayectoria preestablecida (según los cambios estacionales en los precios del gas en boca de pozo y el Producer Price Index de Estados Unidos) que únicamente se modificaría cada cinco años en ocasión de revisiones periódicas. El marco regulatorio establecía que las ganancias por mejoras en la eficiencia de las compañías que pudieran surgir entre revisiones periódicas serían retenidas para beneficio de los accionistas en el corto plazo y eliminadas en la siguiente revisión a través del factor de eficiencia x. El objetivo de ese tipo de esquemas regulatorios es intentar replicar el proceso de recompensas que resultaría en un mercado competitivo. Los usuarios también se beneficiaban en ese esquema porque no enfrentaban cambios inesperados en los precios, ya que el proceso regulatorio tenía el efecto de protegerlos de los riesgos de corto

ES COPIA FIEL

plazo. En los últimos 15 años, ese esquema regulatorio no fue cumplido por el regulador.

118. En un régimen regulatorio de precios tope como el que está previsto en el marco Regulatorio del Gas Natural, los accionistas soportan una mayor proporción del riesgo de corto y mediano plazo del negocio que los usuarios. Esto es acertado, pues los accionistas están en posición de decidir en qué medida están dispuestos a diversificar ese riesgo, mientras que los usuarios no poseen esa flexibilidad. Por el contrario, en un régimen regulatorio de tasa de rendimiento, la mayor parte de los riesgos enfrentados por los accionistas son transferidos a los usuarios, pues los precios fluctúan con mayor frecuencia a fin de alcanzar el objetivo de rendimiento de corto plazo. En un esquema regulatorio de tasa de rendimiento, los accionistas soportan los efectos de aumentos no anticipados en los costos por un período de tiempo muy breve, hasta que el regulador traslada esos mayores costos a los usuarios. De manera similar, los beneficios que surgen por incrementos de eficiencia también son trasladados a los usuarios en forma inmediata, por lo que los incentivos para mejorar la eficiencia de la compañía y/o la industria son muy reducidos. Es decir, el esquema previsto en el marco regulatorio era más conveniente para los usuarios. Sin embargo, en los últimos 15 años, ese esquema regulatorio no fue cumplido por el regulador.

119. Existe en general un intercambio entre los incentivos para mejorar la eficiencia y el grado de riesgo al que se expone la empresa regulada. El diseño de un sistema regulatorio tiene un impacto significativo sobre el nivel de riesgo sistemático soportado por una compañía. El impacto de regímenes regulatorios alternativos puede ilustrarse empleando una expresión como la siguiente:

$$(16)\quad \pi = PQ - C_X(Q) - C_N(Q)$$

donde π representa los beneficios, P los precios unitarios, Q las cantidades vendidas (por lo que PQ son los ingresos), C_X son costos exógenos no controlables por la empresa y C_N los endógenos, controlables por la compañía; para simplificar, la expresión supone que ambos costos son variables porque dependen de las

cantidades vendidas. La Tabla 7 usa esa expresión para resumir cómo distintos sistemas regulatorios determinan los beneficios de las compañías.

Tabla 7

Precios y Beneficios bajo Distintos Sistemas Regulatorios

Sistema regulatorio	Cubierto por regulación	No cubierto por regulación
Rate freeze	P	Q, CX, CN
Precios tope	P	Q, CX, CN
Ingresos tope	PQ	CX, CN
Precios tope con traslado de costos	P, CX	Q, CN
Rate case moratorium	P, CX	Q, CN
Earning sharing	PQ, CX,CN	-
Tasa de rendimiento y earning sharing	PQ, CX,CN	-

120. El sistema de regulación de precios tope (o price cap) establece precios por un periodo largo de tiempo (generalmente cinco años) en niveles que permitan a las compañías obtener una tasa de rendimiento razonable, pero con la oportunidad de obtener mayores beneficios si la eficiencia en la operación es mejorada, o con la amenaza de obtener perdidas si no lo hace. El establecimiento de precios razonables por un periodo prolongado de tiempo requiere proyecciones precisas de costos, para que los mayores beneficios se originen en los esfuerzos de las empresas por reducir los costos razonables que se proyectaron. **Este atractivo del sistema de precios tope expone a las empresas a un mayor riesgo porque la falta de un ajuste automático en los precios implica que la compañía se enfrente a cambios en los costos que controla pero también de los que no puede controlar.** Estos riesgos se reflejan así en el costo del capital, porque los inversores desearan un mayor rendimiento por el riesgo adicional que soportan.

121. Sin embargo, la mayoría de los esquemas de precios tope permiten trasladar algunos costos porque el componente exógeno de esos costos aumenta la exposición al riesgo de las compañías sin posibilidad de modificar los incentivos. Esos mecanismos permiten trasladar cambios en los costos exógenos a los usuarios sin recurrir a una revisión periódica de tarifas (esto se hace mediante un índice de inflación). Esto reduce el riesgo que enfrentan los accionistas, reduce el

ES COPIA FIEL

costo de capital y mantiene los incentivos para actuar sobre los costos endógenos de la operación.

122. En el extremo opuesto, un sistema de regulación de tasa de rendimiento garantiza a las empresas un rendimiento sobre el capital invertido y sus precios se ajustan de manera que ese rendimiento sea obtenido. **Esto implica que las compañías enfrentan riesgos muy bajos, pues cambios imprevistos en los costos son trasladados rápidamente a los usuarios.** Esta disminución en el riesgo implica que la tasa del costo del capital sea baja, aunque la compañía aún enfrenta el riesgo de que el regulador efectivamente autorice los cambios en los precios originados en mayores costos. Este sistema también podría promover la sobre-capitalización de las empresas, pues los beneficios están directamente relacionados con la base de capital.

123. En síntesis, los regímenes regulatorios pueden afectar el costo de capital en varias formas, pero probablemente la más importante sea la forma en que los incentivos provistos en la determinación de precios afectan los beneficios de las compañías. En un extremo están los sistemas de precios tope, que imponen altos incentivos, mientras que en el otro se encuentra el de tasa de rendimiento, que impone bajos incentivos. **Así, suponiendo que todo lo demás permanece constante, una compañía regulada por el sistema de precios tope debería esperar una tasa de rendimiento mayor a la de una compañía regulada por el sistema de tasa de rendimiento, donde el riesgo es menor.**

7.3.3 *Evidencias académicas*

124. El trabajo de Alexander et al. (1996) ha sido el primero y tal vez el más influyente al momento de determinar las primas por riesgo regulatorio cuando las empresas son reguladas mediante price cap. Ese trabajo emplea datos entre 1990 y 1994 para estimar parámetros beta promedio para distintos sectores y países, que luego agrupa según el sistema de regulación. Los resultados, que se reproducen en la Tabla 8 muestran que los regímenes con altos incentivos están relacionados con un mayor riesgo sistemático, y por lo tanto con un parámetro

beta más grande, mientras que los regímenes con bajos incentivos están relacionados con un menor riesgo sistemático, y por lo tanto con un parámetro beta menor. Los datos además muestran que, en el caso del gas natural, el parámetro beta de las empresas reguladas con un sistema de precios tope, como lo estaba la industria del gas natural en Argentina hasta 2001, era en promedio 0,64 mayor al de las empresas reguladas por un sistema con bajos incentivos, como el de la tasa de rendimiento.

Tabla 8. Betas de los activos para distintos sistemas de regulación

Incentivos del Sistema Regulatorio	Electricidad	Gas	Energía	Agua	Telecom	Promedio
Altos	0,57	0,84	-	0,67	0,77	0,71
Intermedios	0,41	0,57	0,64	0,46	0,7	0,6
Bajos	0,35	0,20	0,25	0,29	0,47	0,32
Δ (Altos - Bajos)	**0,22**	**0,64**		**0,38**	**0,30**	**0,39**

Fuente: Alexander et al. (1996). Regulatory Structure and Risk: An International Comparison. World Bank

125. En un trabajo relacionado, Grout y Zalewska (2006) estudian el efecto del anuncio del gobierno sobre un posible abandono de la regulación price cap en empresas reguladas de Inglaterra. Los resultados de ese trabajo indican que el valor de la beta apalancada de las empresas se reduce en relación a las betas apalancadas de un portafolio comparable de empresas cuando el gobierno considera imponer mecanismos "earnings share" en firmas ya reguladas con price cap. O sea, estos resultados indican que las betas de las empresas son sensibles al riesgo inherente del sistema de regulación, y que para las empresas el sistema price cap conlleva más riesgos que los otros mecanismos regulatorios.[29]

[29] Grout, P. A., & Zalewska, A. (2006). The impact of regulation on market risk. *Journal of Financial Economics, 80*(1), 149-184.

ES COPIA FIEL

126. Gaggero (2007; 2010) replica los resultados de Alexander et al. (1996) pero con datos más recientes y durante un periodo de tiempo mayor.[30] El primer trabajo emplea datos de Australia, Canadá, Irlanda, Nueva Zelanda, Inglaterra y Estados Unidos entre 1995 y 2004. Con esos datos el autor encuentra que las betas de los activos de empresas reguladas con price cap son en promedio 0,14 mayores que las betas de los activos de las empresas reguladas por tasa de rendimiento. El segundo trabajo enriquece el tamaño de la muestra para el mismo periodo al incluir muchos más países y por lo tanto duplica la cantidad de observaciones. Los resultados son similares a los del primer trabajo y sugieren que las diferencias en riesgo regulatorio parecen haber disminuido.

127. No obstante, los resultados de los dos trabajos de Gaggero deben considerarse con cuidado porque – entre otras cosas - omiten considerar la variabilidad de los parámetros beta durante un periodo tan largo de tiempo, casi 10 años. Existe una amplia evidencia en la literatura que demuestra que las betas no son estables en el tiempo. En particular, muchos estudios indican que las betas de portafolios son más estables que las betas de activos individuales. Blume (1971, 1975) fue pionero en el análisis de la estabilidad de las betas y precisamente muestra que la inestabilidad en las betas puede ser aliviada con la formación de carteras.[31] Estudios posteriores confirman que las variaciones en beta resultan de su comportamiento estocástico.

128. Más recientemente, Buckland et al. (2015) encuentran que los parámetros beta reflejan un comportamiento estacional, y que las betas estimadas para empresas de Estados Unidos son sistemáticamente menores que las de empresas inglesas (de agua y saneamiento) reguladas con price cap. En particular, las estimaciones indican que las betas de empresas reguladas con price cap son 0.187

[30] Gaggero, A. A. (2007). Regulatory risk in the utilities industry: An empirical study of the English-speaking countries. Utilities Policy, 15(3), 191-205; Gaggero, A. A. (2012). Regulation and Risk: A Cross- Country Survey of Regulated Companies. Bulletin of Economic Research, 64(2), 226-238.

[31] Ver Blume, M. E. (1971). On the assessment of risk. *The Journal of Finance, 26*(1), 1-10 y Blume, M. E. (1975). Betas and their regression tendencies. *The Journal of Finance, 30*(3), 785-795.

mayores a las reguladas con tasa de retorno en Estados Unidos. Además, sus resultados indican que mientras más seguido se revisen las tarifas, es decir mas breve sea el ciclo regulatorio, menor es el valor de las betas de los activos.[32]

129. Los estudios de Gaggero tampoco consideran que las estimaciones de las betas en Estados Unidos pueden están influenciadas por su regulación de retornos y de no precios, y por la tipicidad de sus ciclos regulatorios cortos, que Gaggero omite considerar. Por el contrario, las estimaciones de beta para los sistemas price-cap pueden estar afectados por la madurez del mercado, su posible transición hacia mercados competitivos y por la mayor duración de los ciclos regulatorios.

130. En síntesis, las evidencias empíricas en la literatura académica relacionadas al riesgo regulatorio son muy limitadas. En líneas generales, los trabajos no ponen en duda la existencia de una prima por riesgo regulatorio cuando las empresas son reguladas por sistemas price cap. No existe, en cambio, una opinión uniforme sobre **cuál es el valor de esa prima**. En general, las diferencias en la magnitud de esas primas parecen deberse a la dificultad que tienen los trabajos para considerar i) la maduración del sistema (de reciente implementación o con suficientes precedentes); ii) la duración del ciclo regulatorio (corto o largo); iii) el nivel de competencia vigente en el mercado y iv) la independencia del regulador. Lamentablemente, los pocos trabajos disponibles reconocen que estos factores afectan la medición del parámetro beta, pero pocos disponen de los datos necesarios para intentar cuantificar su impacto en la magnitud de la prima por riesgo regulatorio.

[32] Buckland, R., Williams, J., & Beecher, J. (2015). Risk and regulation in water utilities: a cross-country comparison of evidence from the CAPM. *Journal of Regulatory Economics, 47*(2), 117-145.

ES COPIA FIEL

7.3.4 *El riesgo regulatorio del sistema tarifario en la práctica*

131. El riesgo regulatorio del sistema tarifario surge de la dificultad que enfrentan los entes reguladores por comprometerse anticipadamente a mantener el régimen regulatorio intacto entre una y otra negociación de tarifas. Existen varias razones por las cuales los inversores pueden percibir que ese riesgo regulatorio es significativo. **La experiencia argentina durante los últimos 15 años es con seguridad el mejor ejemplo disponible en el mundo para ilustrar que ese riesgo regulatorio no es para despreciable.**

132. En industrias reguladas por un sistema de precios tope, por ejemplo, es posible que los reguladores intenten renegociar las tarifas en casos donde los cambios en los parámetros exógenos tuvieren un marcado efecto positivo para la compañía. Un ejemplo de esto es lo ocurrido con la Licenciatarias de gas con el ajuste por PPI de 1999. El temor del mercado por cambios regulatorios se incrementa cuando en casos como estos los reguladores no pueden comprometerse a no reabrir las negociaciones. Un ejemplo de esto es lo ocurrido con la Licenciatarias de gas desde enero 2002 hasta el presente. Estas acciones sobre las empresas reguladas pueden generar la necesidad de una prima por riesgo regulatorio, que la experiencia para Argentina señala que no es menor.

133. Otra fuente importante de riesgo regulatorio es la probabilidad de que un ajuste periódico y predeterminado de tarifas incorpore en su aplicación aspectos diferentes a los cambios específicos establecidos en los marcos regulatorios. A pesar de la buena voluntad de las partes, no siempre es sencillo lidiar con una nueva situación de manera que se mantenga inalterada la estructura subyacente. En la medida en que el mercado crea que las autoridades regulatorias pueden estar inclinadas a tomar medidas que reduzcan la tasa de rendimiento cuando esos rendimientos son mayores a lo esperado (y haya amplia evidencia para sugerir que este es el caso), entonces es de esperar que exista una elevada prima por incertidumbre regulatoria. La experiencia de las Licenciatarias de gas a partir de 2002 es un claro ejemplo de esta situación.

134. La percepción sobre los procesos de revisiones tarifarias periódicas y no establecidas también es muy importante. En sistemas de precios tope, esa percepción no será importante si en el momento de renegociar los factores de eficiencia se permite que algunos de los rendimientos anormales de un período se trasladen al período siguiente y los rendimientos anormalmente elevados tienen la misma probabilidad de ocurrencia que los anormalmente bajos. Sin embargo, la experiencia para el régimen regulatorio sugiere que es más probable que los rendimientos anormalmente elevados sean vistos como una falla de la política regulatoria más que los anormalmente bajos. Las fallas percibidas en la política regulatoria probablemente serán seguidas por cambios que reduzcan los rendimientos. Esto, de nuevo, lleva a asimetrías en los rendimientos y a una prima por riesgo regulatorio.

135. En resumen, una característica central del desempeño económico de las empresas y la regulación price-cap es la revisión periódica de las tarifas, lo que explícitamente introduce la noción del que el riesgo y la regulación manifiestan cierto grado de endogeneidad. Como es claro de los párrafos anteriores, el ejercicio de la practica regulatoria durante los últimos 17 años en Argentina ha transformado a la distribución de gas natural en una industria regulatoriamente muy riesgosa para sus accionistas. En nuestro entender, no existirían evidencias sobre renegociaciones contractuales en las industrias de servicios públicos e infraestructura tan extensas como las experimentadas en Argentina en los últimos años.[33]

7.3.5 *Una estimación del riesgo regulatorio para la distribución de gas natural en Argentina*

136. Las estimaciones del parámetro beta del negocio que se obtienen con datos de compañías comparables para otros mercados - como hemos hecho en este caso, deben luego ajustarse para reflejar el impacto del sistema regulatorio de la

[33] Guasch, J. L. (2004). *Granting and renegotiating infrastructure concessions: doing it right*. The World Bank.

ES COPIA FIEL

compañía objetivo, en caso de que estos difieran de los de las empresas comparables empleadas en las estimaciones. En nuestro caso, las betas de los activos que hemos presentado más arriba excluyen ajustes por riesgo regulatorio.

137. El parámetro beta propuesto más arriba debería entonces ser corregido por la diferencia de riesgo regulatorio que enfrentan las empresas en uno y otro país (Estados Unidos y Argentina). Las estimaciones que se presentan más arriba corresponden a sistemas regulatorios distintos al de Argentina (nótese que las estimaciones de Visintini (1998) realizadas para ENARGAS en ocasión de la primera revisión tarifaria son ajustadas por riesgo regulatorio). Como se detalló en la Tabla 8 algunos estudios muestran que, en el caso de la industria del gas natural, el parámetro beta de las empresas de gas reguladas con un sistema de precios tope, como lo estaba la industria de gas natural en Argentina, es en promedio 0,64 mayor al de las empresas reguladas por un sistema con bajos incentivos, como el de la tasa de rendimiento. Como la experiencia de los últimos años hace evidente, el sistema *price cap* empleado para la industria del gas natural es de altos incentivos, una observación que surge de la experiencia regulatoria reciente. Aunque esa estimación refiere a estimaciones con ya algunos años, ofrecen uno noción de referencia sobre el riesgo regulatorio cuando la experiencia reciente de interacción con el regulador es muy breve.

138. La experiencia comparada ofrece también algunas nociones de referencia para intentar cuantificar la magnitud del riesgo regulatorio para la distribución de gas natural en Argentina. La Comisión Reguladora de Energía de Colombia (CREG), que regula la distribución de gas en ese país con un esquema similar al originalmente previsto para Argentina, computa la beta activos de manera similar a como lo hacemos aquí y considera una prima por riesgo regulatorio en la distribución de gas natural por redes de 0,335. El valor de ese parámetro es computado en base a un modelo que predice cuan sensible es el flujo de fondos de la empresa frente a una serie de eventos exógenos – cambios en los precios de insumos o desastres naturales, por ejemplo - no contemplados en el cálculo tari-

fario (y no capturados por completo en el CPI). Con una lógica similar, el regulador de la industria en Nueva Zelanda incorpora una prima por riesgo regulatorio de 0,20.

139. En nuestra opinión, el riesgo regulatorio de la distribución de gas natural en Argentina es sensiblemente superior al de Colombia y Nueva Zelanda, y muy parecido al identificado por Alexander et al. (1994) en ocasión de las primeras revisiones tarifarias de price cap - pues en términos prácticos, esta sería la segunda revisión que enfrentarían las Licenciatarias en Argentina, por lo que la interacción con el regulador ha sido escasa (y por demás débil). Por esos motivos, nuestra postura en relación al riesgo regulatorio consiste en adicionar al parámetro beta activos que computamos más arriba una prima de 0,488, un valor (extremadamente conservador) que surge de promediar la prima por riesgo regulatorio para la industria del gas de la Tabla 8 y la prima identificada por el regulador en Colombia (0,488 = (0,640 + 0,335) / 2). Hemos promediado la prima por riesgo regulatorio de la industria de gas con la experiencia de Colombia - que estimamos más próxima a Argentina - adoptando un criterio conservador, que reduce la prima. En nuestra opinión, la estimación que proponemos es conservadora, y representaría un piso. Por ese motivo, estimamos razonable y prudente promediar esos resultados y proponer así un piso para la prima por riesgo regulatorio de 0,488.

7.3.6 *Una estimación del parámetro beta para la industria del gas natural*

140. Para este trabajo, no hemos podido computar estadísticamente el parámetro beta de la industria empleado series de rendimientos para empresas de distribución de gas natural en Argentina. Por ese motivo, las estimaciones que presentamos más adelante se apoyan en datos de empresas comparables de otros mercados. Esta práctica es muy difundida en el ámbito regulatorio aplicado y supone que la sensibilidad del sector al ciclo económico es similar entre los países. Las estimaciones del parámetro beta del negocio que se obtienen con datos

ES COPIA FIEL

de compañías comparables deben luego ajustarse para reflejar el impacto del endeudamiento financiero y sistema regulatorio de la compañía objetivo, en caso de que estos difieran de los de las empresas comparables empleadas en las estimaciones.

141. Dada la dificultad para encontrar medidas comparables ajustadas, hemos realizado una amplia búsqueda de valores de referencia posible. A continuación, citamos las principales fuentes disponibles, su información, y nuestra visión respecto de la selección del parámetro de referencia.

142. Importantes resoluciones regulatorias del pasado reciente han sido recogidas en distintos trabajos. Un trabajo presentado por EY (2013)[34] ilustra los valores de referencia tomados para la beta de los activos (beta unlevered, es decir sin afectar por los niveles de apalancamiento) en distintos países de Europa. En algunos casos la referencia corresponde a actividades tanto de transporte como de distribución de gas mientras que en otros se presenta información específica para el negocio de distribución. La beta de los activos promedio para el conjunto de países presentado es de 0,37.

143. Un trabajo aún más reciente presenta información sobre beta de los activos provistas en determinaciones recientes en el sector energía, con datos específicos sobre distribución de gas.[35] El dato promedio para el conjunto de los 14 países arroja una beta de los activos promedio de 0,40, cubriendo información para el periodo 2008-2015.

144. Dado que la información del resto de los parámetros, en especial la prima del mercado, es tomada en el presente trabajo del mercado americano, no vemos óptimo basar la información en los datos recientemente citados porque no resultan comparables. Un testimonio reciente,[36] propuesto como base de recomendación para el cómputo del costo de capital de una empresa de distribución de gas

[34] Mapping power and utilities regulation in Europe, 2013.
[35] First-State Investments comments on Dr. Lallys review of WACC issues, Marzo 2016.
[36] Paul R. Moul (2013). For approval of increased base tariff rates and charges for gas service and other tariff revisions, State of New Jersey, Board of Public Utilities.

en New Jersey, analiza las betas de 9 empresas distribuidoras de gas en Estados Unidos. Según la información presentada, la beta promedio del equity para este grupo de empresas es de 0,68, medida que al desapalancar arroja una beta para los activos equivalente a 0,50.

145. Si bien la información del punto anterior resulta un avance en la aproximación, es importante tomar en cuenta el periodo de estimación. La información de referencia ha sido computada por Value Line con información de 5 años, para el periodo de 2008-2012 inclusive. Dicho periodo tiene las particularidades que todos recordamos, con lo cual puede considerarse cuestionable para un uso actual. Por este motivo, tomamos este mismo grupo de empresas relevantes identificadas por Moul (2013), pero actualizamos la información sobre la base de los retornos semanales de los últimos 5 años.

146. La información de la Tabla 9 contiene entonces la beta del equity estimada utilizando los retornos semanales de los últimos 5 años, los datos de deuda tomados de los balances de las empresas reportados en yahoo finance (y constatados en fuentes análogas), y los datos de equity, según capitalización bursátil (valor de mercado). Con esta información, y utilizando la fórmula para apalancar y desapalancar betas anteriormente presentada (Ecuación (14)) y la fórmula para estimar la beta de la deuda (Ecuación (15)), se obtiene una beta activos promedio para el grupo de estas distribuidoras de gas equivalente a 0,561. La beta de la deuda para desapalancar betas americanas se estimó partiendo del costo de la deuda presentado en el trabajo de Moul (2013) -consistentes con cálculos aproximados sobre la base de información disponible- y los valores de tasa libre de riesgo y prima del equity utilizados en el resto del presente informe. El riesgo país, en el caso americano, es tomado como equivalente a cero.

ES COPIA FIEL

Tabla 9. Parámetros Betas para el Sector de Distribución de Gas Natural

Nombre de la Empresa	$Beta_E$	D/E	$Beta_A$
AGL Resources, Inc		0,61	
Atmos Energy Corp.	0,565	0,38	0,536
Laclede Group	0,490	0,86	0,463
New Jersey Resources Corp	0,644	0,33	0,604
Northwest Natural Gas Co.	0,541	0,54	0,509
Piedmont Natural Gas Co	0,683	0,39	0,629
South Jersey industries, Inc	0,664	0,65	0,590
Southwest Gas Corporation	0,641	0,47	0,588
WGL Holdings, Inc.	0,611	0,42	0,569
Promedio	**0,605**		**0,561**

Fuente: Elaboración propia en base a información de retorno de acciones, deuda y capitalización bursátil de Yahoo Finance y supuestos respecto a la tasa impositiva y la beta de la deuda de empresas americanas, siguiendo el trabajo de Moul (2013). [37]

147. Para poder llegar al cómputo de la beta del equity será necesario incorporar el riesgo regulatorio que se considere adecuado, y luego apalancar la beta sobre la base de la estructura de deuda prevista. Dado que las Licenciatarias tienen niveles muy bajos de deuda, en el cuadro de estimación, aproximamos una convergencia hacia niveles de deuda razonable durante el horizonte de los próximos años. Es por esto que no presentamos aquí, un único valor de beta apalancada.

148. Más allá de su lógica interna, el número presentado guarda consistencia con la información de regulaciones del pasado reciente en el mercado americano. Mirando la beta apalancada del índice de empresas distribuidoras de gas americanas (DJ Gas Distribution Index) estimada por Bloomberg, equivalente a 0,623, parecería incluso conservadora (las empresas americanas tienen mayores niveles de apalancamiento, pero aun considerando dichos estándares, el índice arrojaría una beta de los activos mayor a la propuesta).

149. Esta calibración es importante, pues parece destacar el consenso entre la industria y los reguladores. En nuestra opinión, la beta de los activos más adecuada a emplear en las estimaciones del costo de capital es 0,561.

[37] AGL no fue incluida en la estimación debido a que al haber sido adquirida (luego de un cambio de ticker symbol) por SO US, el 1 de julio de 2016.

150. Cabría pensar que esta estimación del parámetro beta de los activos para las distribuidoras de gas en Argentina sea conservadora, pues no considera que el tamaño de las empresas que se han empleado para estimar las betas es, en la mayoría de los casos, sensiblemente mayor a las distribuidoras en Argentina. Algunos trabajos de la literatura de las finanzas muestran que, en promedio, las compañías de menor tamaño registran rendimientos mayores a las de mayor tamaño, luego de ajustar por riesgo sistemático (o beta).[38] Estos resultados han llevado a que algunos analistas adicionen es sus estimaciones de costo de capital una prima por tamaño, que en general se estima entre 1% y 4%. Nosotros no hemos realizado ese ajuste en esas estimaciones, aunque algunos analistas profesionales sugieren hacerlo.

Tabla 10. Estimaciones del parámetro beta para la industria del gas natural

Componente del Cómputo	
β_u	0,561
Riesgo Regulatorio	0,488
β_u Corregida	1,049
β_d	0,383
D / (D+E) - en %	20
Tasa Impuesto - en %	35
β_L	1,157

151. En síntesis, nuestras estimaciones indican que el valor del parámetro beta de los activos para la distribución de gas natural en Argentina podría establecerse en 0,561, al que le adicionamos una prima de riesgo por sistema regulatorio de 0,488 que estimamos conservadora. También sugerimos ajustar esos valores por endeudamiento financiero empleando una relación entre la deuda y el capital de los accionistas que establecimos en un rango entre el 0% y el 20%. Así, el valor del parámetro beta corregido que proponemos para realizar las estimaciones del

[38] Ver por ejemplo Fama, Eugene y French, Kenneth, 1992, The cross section of expected stock returns. Journal of Finance, Vol. 47, pp. 427-65 y Barry, Christofer y Brown, Stephen, 1984, Differential Information and the small firm effect. Journal of Financial Economics, Vol. 13, pp. 283-94.

ES COPIA FIEL

costo del capital está entre 1,049 para 0% de apalancamiento y 1,157 para 20% de endeudamiento.

7.4 La prima por riesgo país

152. La aplicación del modelo CAPM en mercados emergentes no es sencilla debido a la dificultad en adaptar la información necesaria a un mercado distinto al de Estados Unidos. Como discutimos con anterioridad, uno de los problemas más importantes consiste en calcular el coeficiente beta, lo que finalmente conduce a suponer que el riesgo del negocio en el país objetivo es similar al de Estados Unidos.[39] Para reflejar la diferencia en el riesgo simétrico que existe entre una empresa de Estados Unidos y una de Argentina hemos introducido el factor de corrección en la beta que hemos llamado prima por riesgo regulatorio. Sin embargo, aún queda reflejar el impacto de lo que más arriba hemos llamado riesgo asimétrico, es decir, el impacto negativo de eventos poco probables que no son tenidos en cuenta a la hora de proyectar el flujo de fondos.

153. La metodología más habitual para ajustar por la diferencia en esos riesgos es la de incorporar al cálculo del costo de capital de una empresa que opera en los Estados Unidos una prima por riesgo país

$$(17)\quad R^e = R_f + \beta * (PM) + RP$$

donde RP es una medida del riesgo país.

154. El agregado del riesgo país al CAPM suele generar algunas controversias. Algunos argumentan que el riesgo país es diversificable, lo cual podría ser cierto de la misma manera que una cartera de bonos es diversificable. El riesgo de una cartera de bonos disminuye en la medida que hay menos correlación entre las empresas que la componen. Sin embargo, es importante no confundir la diversificación que disminuye el riesgo de ocurrencia conjunta de varios defaults con la pérdida esperada debido a los probables defaults. La diversificación llevaría a

[39] Ver Pereiro, L. E. 2002. *Valuation of Companies in Emerging Markets: A Practical Approach*. New York: John Wiley & Sons. y Sabal, J. 2002. *Financial Decisions in Emerging Markets*. New York: Oxford University Press. entre otros.

pedir un retorno esperado menor, pero eso es lo que ya estamos asumiendo al utilizar el CAPM. La prima que sostenemos debe introducirse es por encima del retorno esperado por el CAPM y surge de una pérdida esperada que no suele ser tenida en cuenta en la proyección de los flujos de fondos.

155. Varias de las propuestas de modificación del modelo CAPM para incluir el riesgo país han incluido el uso de un índice que relacione la volatilidad del mercado de valores local con la volatilidad del mercado de valores de los Estados Unidos. En el caso de Argentina ese índice usaría la volatilidad del Burcap contra la volatilidad del S&P500.[40] Lamentablemente, estas modificaciones no parten de ninguna premisa lógica en cuanto a la estructura del modelo CAPM. Una vez más insistimos que el riesgo simétrico o de volatilidad está bien recogido por el CAPM y no vemos necesario introducir ninguna modificación. La modificación que sostenemos debe introducirse se refiere a eventos negativos poco frecuentes que no son recogidos por ninguna de estas propuestas.

156. Como hemos explicado más arriba, el problema del riesgo político no surge de una falencia del modelo CAPM sino de la necesidad de incorporar en la tasa el impacto negativo de una pérdida esperada que no es tenida en cuenta en la proyección del flujo de fondos. La tasa obtenida mediante el modelo CAPM sería la adecuada si el flujo proyectado fuera realmente el esperado. Pero esto no es así, por lo cual se requiere un ajuste.

157. Este ajuste es muy similar al que se da en los bonos, por esta razón es muy común que para realizar este ajuste se use exactamente el mismo que para los bonos. Como se refiere a un riesgo político del país, los bonos que se utilizan para realizar el ajuste son los del Gobierno Argentino. Es decir, la compensación que tienen los bonistas de Argentina por el posible default es la que se utiliza para compensar a las empresas instaladas en Argentina por la pérdida esperada causada por el riesgo político.

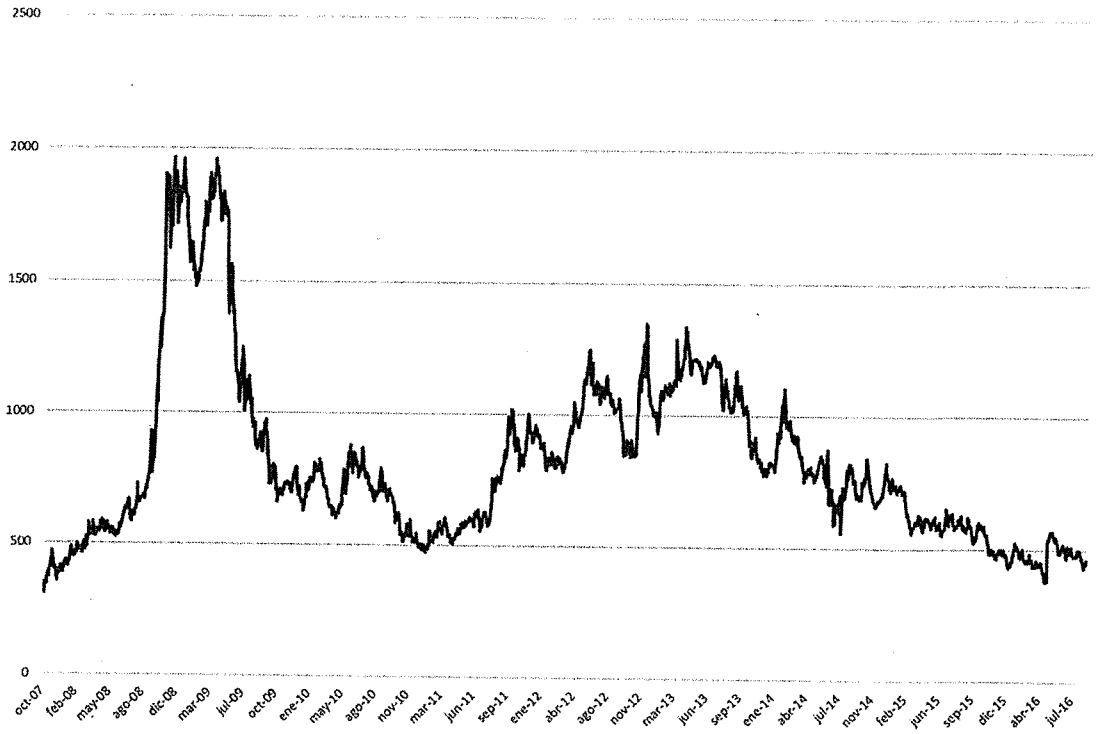
---

[40] Ver Godfrey y Espinosa (1996)

ES COPIA FIEL

158. Para el cálculo de esta tasa se suele utilizar el diferencial de rendimiento entre un bono soberano en dólares del país donde opera la empresa (Argentina en nuestro caso) y un bono soberano con igual *duration* de los Estados Unidos.[41] El diferencial de rendimientos obtenido muestra la rentabilidad adicional requerida por los inversores por el diferente riesgo crediticio de los dos bonos soberanos, lo que en la práctica más habitual se suele considerar como una aproximación al riesgo país. Este diferencial se recoge en el Emerging Market Bond Index (EMBI+) del banco JP Morgan.

Gráfico 2 Evolución del EMBI+ Argentina



Fuente: Bloomberg.

159. Es importante notar que el riesgo país surge de la diferencia del rendimiento de bonos y que estos rendimientos surgen de descontar flujos futuros. Por tanto, el riesgo país así calculado está considerando las expectativas futuras, que es exactamente lo que se necesita para estimar el costo de capital.

[41] Esto difiere en aquéllos países más desarrollados donde la estimación permite el cálculo del costo de capital en moneda local.

160. En otras ocasiones hemos calculado como prima por el riesgo país un valor obtenido a partir de un promedio histórico que incluía varios años hacia atrás[42]. Sin embargo, esto se debía fundamentalmente a que el país se encontraba en situaciones muy inestables, en particular por la crisis financiera global del 2008, y los valores de riesgo país que se observaban en ese momento no eran representativos de las expectativas futuras. Esto puede verse claramente en el Gráfico 2 que muestra la historia reciente del riesgo país de Argentina.

161. Para estimar el riesgo país en la situación actual, deberíamos tomar entonces el valor del día en que se estima el costo de capital. Para evitar pequeñas turbulencias, que particularmente pueden darse sobre fin de año, hemos estimado el valor del riesgo país como el promedio de los valores obtenidos a lo largo del mes de diciembre de 2015, obteniendo el valor de 478 bps.

7.4.1 Ajuste del riesgo país según el sector industrial

162. Una de las críticas que habitualmente se hacen al método que estima el riesgo país mediante el spread de los bonos soberanos es que el riesgo país no impacta de igual manera en todos los sectores. Ante una crisis, una proporción de empresas salen muy perjudicadas, otras se perjudican moderadamente, y algunas hasta resultan fortalecidas. Por ejemplo, durante el período posterior a la crisis sufrida por la Argentina a fines de 2001, las empresas agropecuarias exportadoras experimentaron un desempeño muy superior al que habían tenido durante los años anteriores a la crisis. Sumar el riesgo país a la tasa de costo de capital de una empresa de la misma industria en los Estados Unidos tiene el supuesto implícito de que la crisis en un país tiene, para la empresa bajo análisis, el mismo impacto que para el tenedor de un bono soberano lo que, según lo expuesto, no es un supuesto realista, dado que los accionistas de empresas del país en crisis sufren un impacto probablemente diferente al que enfrenta un bonista;

---

[42] Casarín, García Sánchez, Preve y Sarria Allende (2009). *El Costo de Capital: Informe elaborado para GASNOR, LITORAL GAS y ECOGAS.*

ES COPIA FIEL

más aún, sufren un impacto que no es el mismo para diferentes empresas entre sí.

163. En el caso de las empresas de Distribución de gas, éstas tenían sus tarifas vinculadas al dólar, por lo cual a primera vista podrían considerarse beneficiadas por la crisis. Sin embargo, las tarifas fueron pesificadas y virtualmente congeladas, convirtiéndose en uno de los sectores más afectados por la crisis de principios del milenio.

164. En un trabajo reciente, se propone un método para ajustar el riesgo país según el sector industrial del que se trate.[43] El trabajo explica que la razón de aplicar el spread de los bonos soberanos a un flujo de una empresa, es que este flujo se comportará en forma similar al flujo del bonista. Básicamente el flujo que proyecta el bonista no tiene en cuenta el posible default, sino que el impacto de éste está reflejado en la tasa y su spread. Análogamente el accionista de una empresa, no considera al momento de proyectar su flujo el impacto que tendría en su empresa una hipotética crisis.

165. Los dos parámetros que determinan la tasa de un bono, la probabilidad de default y el valor de recupero en caso de default, se trasladan análogamente al flujo de la empresa. En este caso la probabilidad de default se traduciría como la probabilidad de crisis y el valor de recupero del bonista sería el valor que le queda al accionista una vez superada la crisis.

166. Es razonable suponer que la probabilidad de default coincide con la probabilidad de crisis, ya que un default del Gobierno seguramente disparará una crisis en el país afectando seriamente los flujos de las compañías, o viceversa, una gran crisis económica posiblemente termine generando un default en un gobierno necesitado de realizar gastos extraordinarios de contención social, con ingresos mermados por la baja actividad económica.

---

[43] García-Sánchez, Javier; Preve, Lorenzo y Sarria-Allende, Virginia (2010). *Valuation in Emerging Markets, a simulation approach.* Journal of Applied Corporate Finance. Vol 22, nro 2.

167. Sin embargo, el valor de recupero de un bonista tras el default no tiene por qué coincidir con el valor que le quede al accionista luego de la crisis. En este punto es donde claramente se manifiestan las diferencias entre las distintas industrias. Podría darse el caso de que una empresa exportadora como consecuencia de una crisis termine con un valor de recupero de 110%, es decir, la crisis no le produciría una pérdida sino una ganancia.

168. La metodología propuesta en el trabajo citado implica estimar el valor de recupero para la industria de distribución de gas en Argentina, es decir, el valor que tendrían las empresas distribuidoras de gas al final de una posible crisis con respecto al hipotético valor que tendrían si no hubiera existido tal crisis. Una vez obtenido ese valor de recupero podría calcularse el ajuste que requeriría la tasa de coste capital para las empresas distribuidoras de gas.

169. Para comprender cómo se realiza este ajuste es necesario entender cómo se relacionan la probabilidad de default, el valor de recupero y la tasa interna de retorno de un bono. Básicamente tenemos que ver cómo un banco calcula la tasa que debe exigir a los acreedores para compensar por la pérdida esperada, que surge de una probabilidad de default y del valor de recupero en caso de default. O lo que es lo mismo, cómo se puede determinar el valor de un bono si se posee la probabilidad y el valor de recupero en caso de default.

170. Según la metodología del descuento del flujo de fondos, debe descontarse el flujo esperado con la rentabilidad esperada para obtener el valor que es razonable pagar por el bono. Mediante simulaciones de Monte Carlo es fácil estimar el flujo esperado del bono. Se proyectan los flujos prometidos del bono, es decir, los cupones que el bono pagará según las condiciones de emisión si no se produce un default. Para cada pago se simula el posible default de acuerdo a la probabilidad de ocurrencia mediante una distribución de Poisson.[44] En caso de que se dé

[44] Cfr. Wilmott, Paul (2006) Paul Wilmott on Quantitative Finance. Second Edition. John Wiley & Sons. El capítulo 40 ofrece un modelo sencillo de valuación de un bono asumiendo probabilidad de default constante. También puede consultarse para modelos más complejos Glasserman, Paul (2003). Monte Carlo Methods in Financial Engineering. Springer.

ES COPIA FIEL

el evento de default se obtiene el valor de recupero. No hay una clara recomendación en la literatura acerca de qué distribución de probabilidad utilizar para simular el valor de recupero. Hemos utilizado una distribución normal, truncada en 0% y 100%, con la media de 32,2% y un desvío estándar de 22,7%, obtenidos de Mora (2014) para los bonos subordinados que son los más parecidos en seniority a los bonos soberanos.[45] De hecho, puede observarse que 32,2% es muy similar al 30% que fue aproximadamente el valor de recupero que obtuvieron los bonistas argentinos.

171. Una vez calculado el flujo esperado éste debe descontarse con el retorno esperado. El retorno esperado que hemos utilizado surge de sumar la prima por riesgo de default de 78 puntos básicos obtenida por Giesecke et al. (2011) a la tasa libre de riesgo de 2.38% que usamos en el resto del informe[46].

172. Es importante notar que la prima por riesgo de default de 78 puntos básicos no es lo mismo que el riesgo país ya que el riesgo país incluye la compensación por la pérdida esperada por default. La tasa libre de riesgo sumada al riesgo país da la tasa interna de retorno del bono, mientras que la libre de riesgo sumada a la prima por riesgo de default da el retorno esperado.

173. Una vez explicada la metodología sobre cómo valuar un bono utilizando la probabilidad de default y el valor de recupero, procederemos a explicar los cálculos que hemos realizado para llegar al ajuste de la tasa de las distribuidoras.

174. En primer lugar, estimamos el valor de recupero de las empresas distribuidoras de gas. Es decir, el valor que tendrían las empresas distribuidoras de gas al final de una posible crisis con respecto al hipotético valor que tendrían si no hubiera existido tal crisis. Como se ha dado efectivamente una crisis en el pasado, podemos tomar los valores de la crisis centrada en los años 2001-2002. Si

[45] Mora, Nada (2014). Creditor Recovery: The Macroeconomic Dependence of Industry Equilibrium. The Federal Reserve Bank of Kansas City. RWP 13-06.
[46] Giesecke, K., F. A. Longstaff, S. Schaefer and I. Strebulaev (2011). "Corporate bond default risk: A 150-year perspective." Journal of Financial Economics 102(2): 233-250.

bien no podemos estar seguros de que estos valores históricos reflejan adecuadamente lo que podría ocurrir en una crisis futura, son una excelente muestra porque representan el 100% de las crisis que han sufrido las distribuidoras de gas en Argentina.

175. Para estimar la diferencia de valor utilizamos como referencia los precios de las acciones de las dos distribuidoras que cotizan en bolsa con suficiente liquidez: Metro Gas y Gas Ban. Hemos estimado el valor que hubieran tenido en caso de no haber existido la crisis a partir del valor que tenían antes de que comenzaran los efectos de la crisis. Fijamos este valor como el valor promedio del mes de agosto de 2000, ya que a partir de entonces se les impidió ajustar los precios según preveía la regulación.

176. Como es habitual en este tipo de comparaciones, asumimos que los precios de las acciones habrían evolucionado de acuerdo el índice que estamos tomando como referencia en el CAPM: el S&P 500. De acuerdo a esto los precios deberían haber variado como el S&P 500 utilizando la beta como factor en la regresión. Es decir, el retorno anual de las distribuidoras de gas en Estados Unidos debería, debería haber sido aproximadamente el retorno del S&P 500 multiplicado por la beta. Para llegar al retorno que hubieran tenido las distribuidoras argentinas bastaría sumar el riesgo país.

177. Para evitar posibles conflictos en esta estimación, hemos utilizado los valores que calculó el informe que presentó el regulador en la revisión tarifaria integral que iba a realizarse en el 2009. Los valores que utilizamos son: beta 0,75 y como riesgo país usamos la prima de riesgo país sin ajuste por industria, tomando el valor del EMBI+ de Argentina para cada uno de los años[47]. En la Tabla 11 pueden verse los retornos anuales así obtenidos (en el caso del año 2000, el retorno no es anual sino desde el 1/8/2000 hasta el 31/12/2000).

[47] ARMO I S.R.L. (2009) Lineamientos para la determinación del Costo de Capital de Licenciatarias de Distribución y Transporte de Gas Natural en Argentina. Informe elaborado para el ENARGAS.

ES COPIA FIEL

Tabla 11. Retornos anuales contrafácticos de las distribuidoras de gas

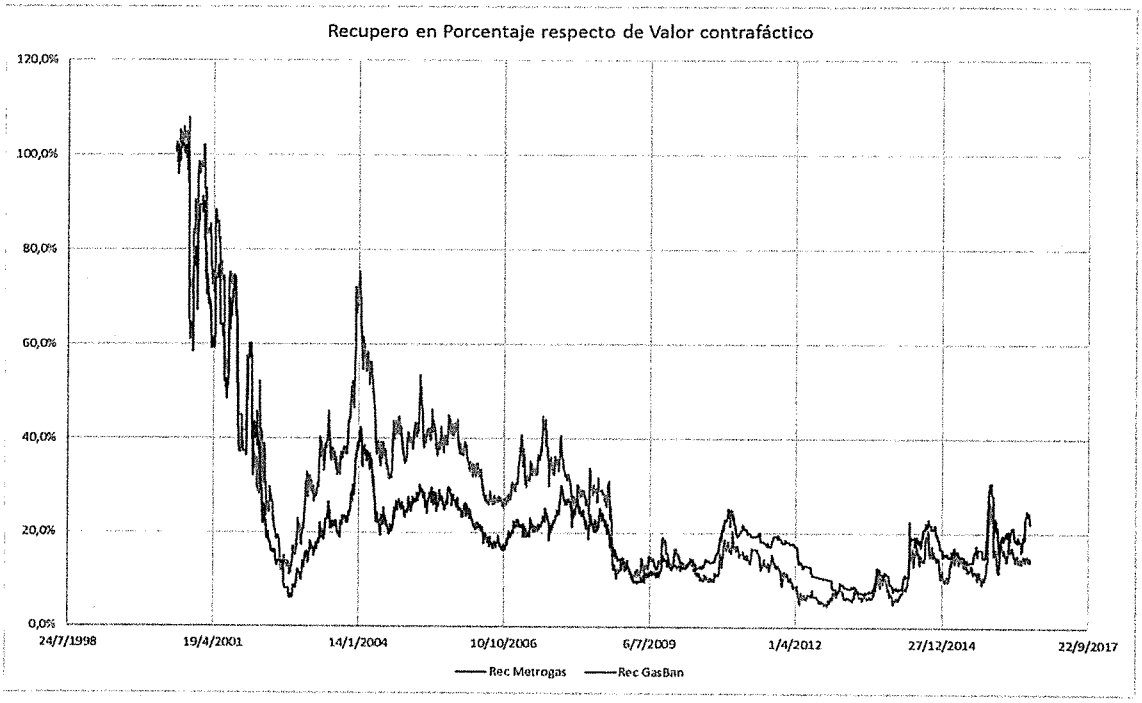
Año	Retorno del S&P 500	Retorno ajustado por la Beta
2000	-8,19%	-6,14%
2001	-13,04%	-9,78%
2002	-23,37%	-17,52%
2003	26,38%	19,79%
2004	8,99%	6,75%
2005	3,00%	2,25%
2006	13,62%	10,21%
2007	3,53%	2,65%
2008	-38,49%	-28,86%
2009	23,45%	17,59%
2010	12,78%	9,59%
2011	0,00%	0,00%
2012	13,41%	10,05%
2013	29,60%	22,20%
2014	11,39%	8,54%
2015	-0,73%	-0,54%

178. Con estos retornos anuales hemos calculado un precio para cada día entre el 1 de agosto del 2000 y el 31 de diciembre de 2015, utilizando un devengamiento lineal del retorno durante el año. Al contrastar los precios contrafácticos, aquéllos que hubieran tenido las acciones de no mediar una crisis con los valores que efectivamente tuvieron, es posible calcular un valor de recupero para cada día. En el Gráfico 3 pueden verse los valores de recupero para cada día durante este período.

179. Como aún no se ha resuelto el problema de las tarifas de las empresas reguladas, se hace difícil determinar cuál es el momento de la "reestructuración", ya que en el caso de un bono soberano se puede tomar como fecha el momento en que se realiza el canje por los títulos reestructurados. Para resolver este problema hemos tomado el promedio de los valores de recupero del periodo que se inicia con el impacto del incumplimiento de los contratos hasta la actualidad. Este promedio refleja en nuestra opinión las estimaciones que va haciendo el mercado acerca de lo que será el valor de recupero.

180. El valor de recupero así obtenido es 22,43% para Metro Gas y 18,52% para Gas Ban. El promedio de ambos es 20,48%, que es el valor que hemos tomado como valor de recupero para las distribuidoras de gas en Argentina. Este valor es inferior al obtenido por los bonistas argentinos en el canje, lo que implica que la prima de riesgo país para las distribuidoras de gas debe ser mayor que la que poseen los bonos soberanos. Es decir, el riesgo país de la industria de la distribución de gas en Argentina es mayor que el riesgo país de los bonos soberanos.

Gráfico 3. Evolución del porcentaje de recupero de Metro Gas y Gas Ban

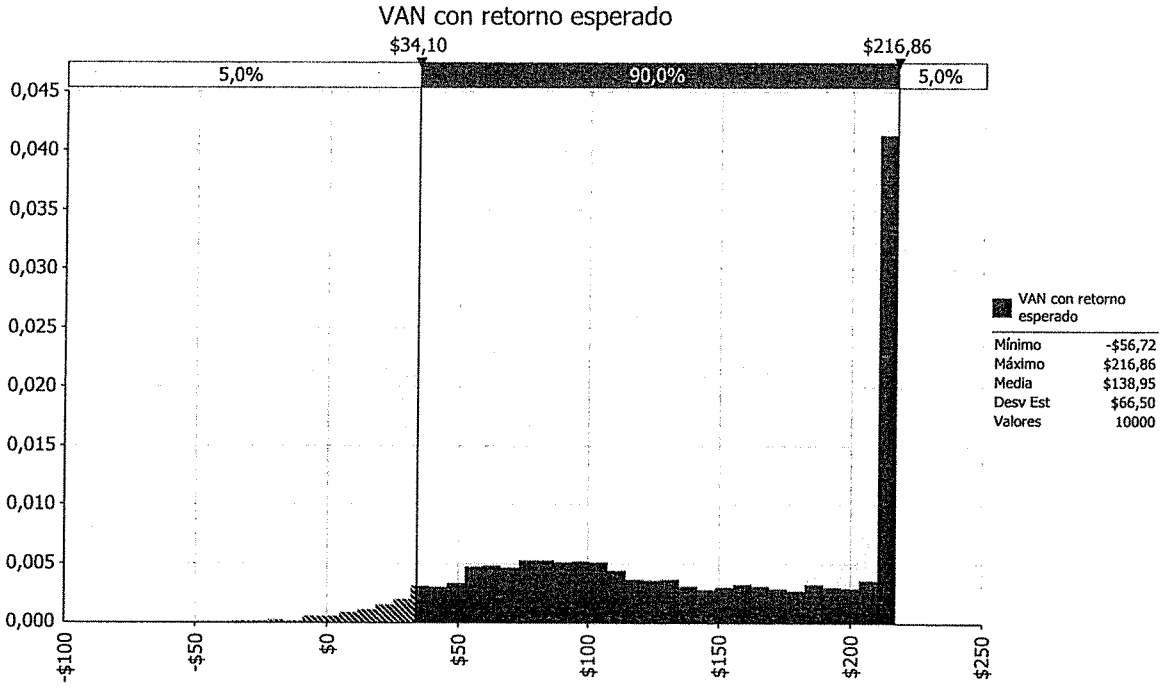


181. Una vez obtenido el valor de recupero de las empresas distribuidoras de gas, deberíamos determinar cuál sería la TIR de un hipotético bono que tuviera 20,48% como valor de recupero en lugar del valor que tienen los bonistas argentinos.

182. Para realizar los cálculos hemos utilizado el bono Discount 2033 en dólares porque posee una gran liquidez y tiene una duration similar a la que hemos asumido para el costo de capital.

ES COPIA FIEL

Gráfico 4. Resultado de la simulación para obtener la probabilidad de default del bono Discount 2033 en dólares



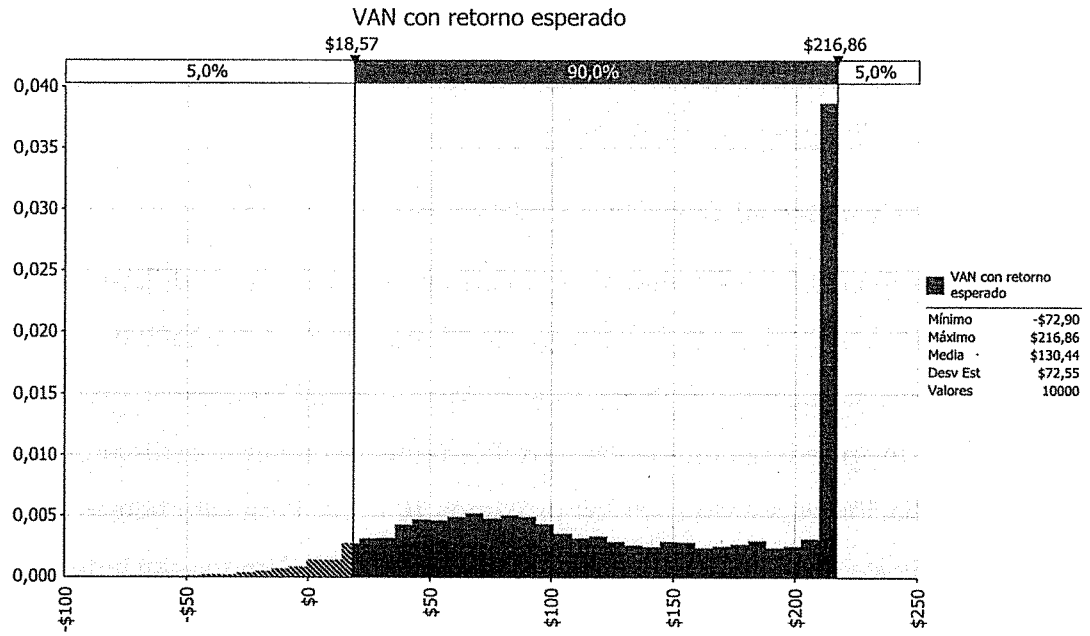
183. Vamos a explicar paso a paso cada uno de los cálculos que realizamos. A partir de los datos de mercado del bono, procedimos a calcular cuál era la probabilidad de default en diciembre de 2015.

184. Para evitar pequeñas distorsiones fruto del último día del año, consideramos como precio de mercado del bono una paridad de 99,11% que fue la paridad promedio de diciembre. Esta paridad implica una TIR de 8,39% que representa un spread sobre la tasa libre de riesgo de 602 puntos básicos.

185. Con esta información podemos utilizar el solver del software utilizado para realizar simulaciones de Monte Carlo, para determinar cuál es la probabilidad de default implícita. Es decir, debemos encontrar cuál es la probabilidad de default, que unida al valor de recupero asumido, permite estimar un flujo de fondos esperado que al ser descontando con el retorno esperado arroja un valor actual igual al precio de mercado, es decir, una paridad de 99,11%. El Gráfico 4 muestra el resultado de la simulación realizada con una probabilidad anual de

default de 7,30% y el valor de recupero de 32,22%, que refleja el valor de recupero que obtuvieron los bonistas argentinos. Puede verse que la media del valor actual calculado con el retorno esperado es 138,95 que representa la paridad de mercado 99,11%[48]

Gráfico 5. Resultado de la simulación para estimar el precio que tendría el bono si su valor de recupero en caso de default fuera el de las distribuidoras de gas.



186. Con la probabilidad de default así obtenida, deberíamos cambiar el valor de recupero del bono por el valor de recupero de las distribuidoras de gas: 20,48% y calcular el precio del bono. El precio así obtenido es 130,44 que representa una paridad de 93,04% y tiene una TIR de 9,21% que es 82 puntos básicos más alta que los 8,39% que era la TIR de mercado del bono. Estos 82 puntos básicos constituyen la diferencia entre lo que sería el riesgo país de los bonos y el riesgo país de las distribuidoras de gas de Argentina.

[48] Debido a que el bono capitalizó intereses durante unos años, el capital acumulado es 140,20, que multiplicado por la paridad de 99,11% arroja el valor obtenido en la simulación.

ES COPIA FIEL

8 La utilización del WACC en dólares

187. Hasta aquí hemos descrito el proceso para obtener un costo de capital nominal en dólares. La práctica habitual en empresas, tanto en mercados desarrollados como en mercados emergentes, consiste en utilizar esta tasa para descontar flujos nominales en dólares. Sin embargo, la regulación prevé ajustar la base de capital independientemente de las tarifas, lo que implicaría utilizar una tasa real en lugar de una nominal. Por este motivo, sería necesario convertir la tasa nominal en dólares a una tasa real en dólares.

8.1 Del WACC nominal en dólares al WACC real en dólares

188. Para convertir la tasa nominal en dólares a una tasa real en dólares es necesario restarle la inflación implícita según la fórmula (18). La inflación que debemos restar es la que está implícita en el WACC nominal en dólares, que tiene una *duration* de aproximadamente 10 años. Por tanto, deberíamos estimar el promedio de inflación esperado para los próximos 10 años. Para esto hemos utilizado la TIR de los bonos a 10 años del gobierno de Estados Unidos ajustados por inflación. Al 31 de diciembre de 2015 los bonos de 10 años tenían una TIR de 2,27% mientras que los ajustados por inflación arrojaban una TIR de 0,77%. Estos valores implican una inflación esperada para los próximos años de 1,49%.

$$(18) \quad Tr = \frac{(1+Tn)}{(1+\pi)} - 1$$

donde:

Tr: Tasa real.

Tn: Tasa nominal.

π : Inflación esperada.

8.2 La tasa real en pesos y la prima por riesgo devaluatorio

189. La tasa real en dólares obtenida según se explica en el apartado anterior debería utilizarse para descontar flujos en dólares. Si se quisiera descontar flujos en pesos, sería necesario convertir la tasa real en dólares a una tasa real en pesos.

Si bien es muy común aceptar que las tasas reales son iguales en distintas monedas, esto se aplica fundamentalmente a las monedas de mercados desarrollados. Por el contrario, este supuesto no es tan adecuado para mercados emergentes. Por lo explicado más arriba, un inversor que coloca su dinero en un país emergente requerirá una prima por el riesgo devaluatorio, haciendo que la tasa real requerida en la moneda del país emergente sea mayor que la tasa requerida en la moneda fuerte. Este fenómeno es conocido como *peso problem*, y se asocia a la distribución de Taleb, donde existen eventos de poca ganancia con alta probabilidad y eventos de gran pérdida con baja probabilidad.[49] De esta manera con una pequeña ganancia muy probable, los inversores se considerarían compensados contra el evento poco probable pero de gran pérdida. Una situación análoga es la que se presenta ante un préstamo, donde el banco cobra un spread con alta probabilidad para compensar la gran pérdida que se daría en caso de default.

190. El fenómeno del *peso problem* sostiene que la diferencia entre tasas reales en distintas monedas no es fruto de ineficiencias de los mercados, sino que se debe a una prima de riesgo. Por tanto, lo que hemos llamado prima por riesgo devaluatorio no es otra cosa que el diferencial entre una tasa real en dólares y una tasa real equivalente en pesos. Este diferencial de tasas reales es el mismo diferencial que debería existir entre el WACC real en dólares y el WACC real en pesos. Por tanto, si pudiéramos estimar la prima de riesgo devaluatorio como el diferencial de tasas reales en pesos y en dólares, deberíamos utilizarla para convertir el WACC real en dólares a un WACC real en pesos, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$WACC_r^{ARS} = (1 + WACC_r^{USD}) * (1 + Prd) - 1$$

donde:

$WACC_r^{ARS}$: WACC real en pesos.

[49] Cfr. Mishkin, F. S. 1984. "Are Real Interest Rates Equal Across Countries? An Empirical Investigation of International Parity Conditions". *The Journal of Finance*, 39(5): 1345-1357, y Blejer, M. I. 1982. "Interest Rate Differentials and Exchange Risk: Recent Argentine Experience" *Staff Papers - International Monetary Fund*, 29(2): 270-279.

ES COPIA FIEL

$WACC_r^{USD}$: WACC real en dólares.

Prd: Prima por riesgo devaluatorio.

191. Para intentar estimar la prima por riesgo devaluatorio hemos utilizado el bono Discount 2033, que tiene dos versiones una en dólares y otra en pesos ajustados por inflación. Estos dos bonos reúnen las características ideales para estimar la prima, ya que son exactamente iguales salvo la moneda. El bono en pesos, al ser ajustado por inflación ofrece directamente una tasa real en pesos, mientras que el emitido en dólares ofrece una tasa nominal en dólares. Bastaría restarle la inflación esperada de Estados Unidos para obtener una tasa real en dólares. La diferencia entre la tasa real en pesos y la real en dólares sería la prima por riesgo devaluatorio.

192. Al procurar estimar la prima por riesgo devaluatorio a fines del 2015, nos encontramos con el problema de que el INDEC estaba en proceso de regularización y no difundió estadísticas oficiales hasta mediados del 2016. Es aceptado por una amplia mayoría de expertos y por muchos congresistas que la inflación oficial estuvo adulterada durante muchos años. Una prueba de esto es que el Congreso divulgaba una inflación que surgía del promedio de consultoras privadas para compensar las falencias del INDEC. Esta inflación fue en muchas ocasiones más del doble de la inflación oficial.

193. La distorsión de la inflación oficial, mediante la que se actualizaban los bonos en pesos ajustados por inflación, introdujo una distorsión en las tasas de retorno de los bonos en pesos que hace que pierda sentido cualquier análisis basado en estos valores.

194. Por otro, las restricciones a la compra de divisas que rigieron durante el gobierno anterior generaron una gran distorsión en los precios de los bonos en dólares porque estos eran utilizados como un modo legal de obtener dólares. De esta manera, los precios de los bonos en dólares no reflejaban sólo el riesgo del

bono sino también un tipo de cambio implícito, que era conocido como el "contado con liqui".

195. En síntesis, las distorsiones del mercado de bonos, tanto en pesos como en dólares en el pasado hacen imposible utilizar datos previos al 2015. Habría que remontarse a los momentos previos a las restricciones cambiarias y a la intervención del INDEC. Pero esta lejanía en el tiempo, hace dudar acerca de la aplicabilidad de una información así calculada.

196. Como alternativa buscamos los valores del Discount 2033 una vez normalizado el INDEC y levantadas las trabas cambiarias. Como referencia tomamos los valores del 22 de julio del 2016. El rendimiento del Discount 2033 ajustado por inflación era 4,32%, que como hemos explicado debe considerarse como una tasa real en pesos. Por otro lado, el Discount 2033 en dólares ofrecía un rendimiento de 6,84%. La inflación futura para Estados Unidos estimada en esa fecha era de 1,49%. La tasa real en dólares implícita en estos valores es 5,27%

197. Los valores obtenidos al ser la tasa real en dólares mayor que la tasa real en pesos, estarían hablando de una prima para que los inversores inviertan en dólares, como si el riesgo devaluatorio fuera al revés de lo previsto en la literatura sobre el *peso problem*.

198. La explicación que encontramos a este fenómeno atípico es que la intervención del Banco Central mediante tasas en pesos muy altas con el propósito de combatir la inflación está generando una distorsión momentánea en los mercados. Por un lado, las tasas altas hacen atractivo realizar inversiones en pesos. Por otro lado, la disminución de muchas retenciones a la exportación y la normalización del mercado cambiario que realizó en nuevo gobierno en diciembre pasado, generaron un aumento en la oferta de dólares en el mercado, haciendo que el tipo de cambio nominal haya caído en términos relativos. La combinación de estos dos efectos, un dólar bajo que ofrece poca rentabilidad y tasas altas en pesos, hacen muy atractivo mantener las inversiones en pesos, lo que lleva a que los precios de los bonos en dólares caigan con respecto a los precios de los bonos en

ES COPIA FIEL

pesos. Esto es lo mismo que decir, que las tasas de los bonos en dólares terminan siendo más altas que las de los bonos en pesos.

199. Pensamos que este fenómeno se revertirá cuando se consolide la disminución de la inflación que ya ha comenzado, puesto que el BCRA comenzará a bajar las tasas haciendo menos atractivo permanecer en pesos, lo que automáticamente se correlacionará con la mayor demanda de dólares aumentando el precio de los bonos y disminuyendo sus tasas.

200. En síntesis, pensamos que los accionistas deberían tener una compensación por el riesgo devaluatorio. Sin embargo, las dificultades institucionales en el pasado y las distorsiones temporales en los mercados actuales nos hacen imposible realizar la estimación de cuanto es esa prima de riesgo.

8.3 La utilización de una tasa real

201. La práctica habitual para descontar un flujo de fondos es utilizar una tasa nominal. Sin embargo, en ciertas ocasiones de alta incertidumbre inflacionaria puede ser muy difícil estimar la evolución de los precios que serán utilizados en la proyección de los flujos de fondos. En esos casos, puede ser razonable proyectar los flujos sin tener en cuenta la variación posible de precios, es decir, se proyectarían los flujos a precios constantes, y luego deberían descontarse con una tasa real en lugar de la nominal.

202. Sin embargo, es muy importante señalar que esta metodología debe considerar de un modo explícito las variaciones de precios relativos. Dicho de otra manera, el supuesto necesario para que sea razonable utilizar una tasa de descuento real, en lugar de la nominal, es que la variación de precios en todos los componentes del flujo de fondos sea igual a la variación de la economía en general, o en su defecto, que se hagan ajustes por variaciones de precios relativos. Es decir, aquellos flujos que se prevea que variarían menos que la inflación, deberían tener una disminución en términos de moneda constante, mientras que aquellos que aumentarían más que la inflación, deberían crecer en moneda constante. En

síntesis, para utilizar una tasa real con flujos en moneda constante es necesario realizar ajustes por variaciones de precios relativos.

203. Durante el período para el que se fijen las tarifas, los costos de las Licenciatarias aumentarán, y sus ingresos permanecerán constantes, lo que ocasionaría una pérdida si no se toman las medidas adecuadas. Mostraremos el impacto que tiene para las Licenciatarias la fijación de tarifas a partir de una tasa real, calculando la magnitud de la pérdida. Para esto utilizaremos una situación simplificada, donde la empresa tiene un solo flujo, que se concreta al final del período para el cual se fijan las tarifas.

204. La rentabilidad de una empresa en esta situación simplificada sería:

$$(19)\quad R_n^o = \frac{FF_1}{BC_0} = \frac{I_1 - E_1}{BC_0}$$

Donde R_n^o: es la rentabilidad nominal obtenida, FF_1: el flujo de fondos en el momento 1, en moneda corriente al final del período, BC_0: la Base de Capital en el momento 0, al inicio del período, I_1: los ingresos en el momento 1, en moneda corriente y E_1: los Egresos en el momento 1, en moneda corriente.

205. Considerando que la fijación de tarifas se haría utilizando el WACC real y los flujos en moneda constante tendríamos lo siguiente:

$$(20)\quad I_1 = I_{Reg} = I_0 = W_r * BC_0 + E_0$$

Donde I_{Reg} son los Ingresos con tarifas fijadas por el regulador, I_0 los Ingresos en moneda del momento 0, W_r el WACC real en pesos y E_0: los Egresos en moneda del momento 0. Combinando las fórmulas (19) y (20), y teniendo en cuenta que los egresos aumentarán según la inflación esperada, es decir $E_1 = E_0 * (1 + \pi)$, llegamos a que la rentabilidad nominal de la empresa es:

$$(21)\quad R_n^o = W_r - \frac{E_0 * \pi}{BC_0}$$

Donde π es la tasa de inflación esperada del período.

ES COPIA FIEL

206. La expresión (21) muestra que los inversores obtendrían una rentabilidad nominal que es inferior a la real y también que los inversores compensarán su riesgo sólo si la rentabilidad nominal es la rentabilidad real más el efecto de la inflación. Esto puede escribirse así:

(22) $R_n^r = (1 + W_r) * (1 + \pi) - 1 = W_r + (1 + W_r) * \pi$

donde:

R_n^r: Rentabilidad nominal requerida por los inversores

207. De las expresiones (21) y (22) surge que la rentabilidad perdida (RP) por el inversor, si se ajustan las tarifas sin tener en cuenta la inflación, sería:

(23) $RP = R_n^r - R_n^o = (1 + W_r) * \pi - \frac{E_0 * \pi}{BC_0}$

Por otra parte, si la rentabilidad perdida se computa en pesos al multiplicarla por la base de capital, la pérdida monetaria total (P) sería:

(24) $P = RP * BC_0 = (BC_0 + BC_0 * W_r - E_0) * \pi = (BC_0 + I_0) * \pi$

208. La expresión (24) indica que si las tarifas se determinan con un WACC real aplicado a flujos constantes, las Licenciatarias tendrían una pérdida que se originaría en la no consideración de:

- la inflación sobre la base de capital.
- la inflación sobre los ingresos de la compañía, a pesar de que sus egresos aumentarían según la inflación

209. Tabla 12 ofrece un sencillo ejemplo númérico de la pérdida que tendría una empresa Licencitaria si las tarifas se fijaran descontando flujos constantes con el WACC real.

Tabla 12

Ejemplo del impacto de fijar tarifas sin tener en cuenta la inflación

Cálculos hechos por el regulador	
Base de capital	1.000
Inflación esperada para el período	14%
WACC real	20%
Costos en moneda constante	300
Ingresos determinados con WACC real y FF ctes	500

Flujos efectivos de dinero sin ajuste	
Egresos en moneda corriente	342
Flujo en moneda corriente	158
Rentabilidad nominal obtenida	15,80%
Rentabilidad requerida (WACC nominal)	36,80%
Pérdida en tasa	21,00%
Pérdida en $	210
Pérdida de inflación sobre base de capital	140
Pérdida de inflación sobre ingresos	70

210. Para evitar parcialmente que se produzcan estas pérdidas, se podrían ajustar los ingresos por inflación. Pero, a diferencia de lo propuesto por el regulador, que prevé ajustar las tarifas ex post, sería necesario realizar un ajuste ex ante, utilizando la inflación esperada para el período que comienza. Las fórmulas quedarían de esta manera:

$$(25)\quad I_1 = I_{Reg} * (1 + \pi) = (W_r * BC_0 + E_0) * (1 + \pi)$$

Combinando las fórmulas (19) y (25), tenemos que

$$R_n^o = \frac{(W_r * BC_0 + E_0) * (1 + \pi) - E_1}{BC_0}$$

es decir,

$$R_n^o = W_r * (1 + \pi)$$

Por tanto,

$$RP = R_n^r - R_n^o = \pi$$

ES COPIA FIEL

que, en términos absolutos y no como porcentaje sería,

$$P = BC_0 * \pi$$

Es decir, se compensa la pérdida ocasionada por no ajustar los ingresos según inflación, pero se mantiene la pérdida por no ajustar la base de capital.

La Tabla 13 muestra qué ocurriría en el mismo ejemplo numérico de la Tabla 12 si se introduce un ajuste tarifario ex ante.

Tabla 13
Disminución de la pérdida si se incorpora un ajuste inflacionario *ex ante* a los ingresos

Cálculos hechos por el regulador	
Base de capital	1.000
Inflación esperada para el período	14%
WACC real	20%
Costos en moneda constante	300
Ingresos determinados con WACC real y FF ctes	500
Flujos efectivos de dinero con ajuste	
Costos en moneda corriente	342
Ingreso en moneda corriente (ajustado)	570
Flujo en moneda corriente	228
Rentabilidad nominal obtenida	22,80%
Rentabilidad requerida (WACC nominal)	36,80%
Pérdida en tasa	14,00%
Pérdida en $ (Pérdida de inflación sobre base de capital)	140

211. La pérdida por no considerar el efecto de la inflación sobre la base de capital disminuiría notablemente si su valor de recupero al finalizar la concesión incluye el impacto inflacionario. Cabe destacar que aunque se considere el impacto de la inflación sobre la base de capital al final de la concesión, esto no compensa totalmente la pérdida sufrida. En la Tabla 14 se pueden ver dos flujos hipotéticos que tendría una Licenciataria en caso de utilizarse un WACC nominal o un WACC real con ajuste de la base de capital al momento de recupero. En este sencillo ejemplo se puede ver que la pérdida no es compensada totalmente.

Tabla 14
Disminución de la pérdida si se incorpora un ajuste inflacionario a la base de capital

Supuestos	
Base de capital (BC)	1.000
Inflación esperada para el período	10%
WACC real	15%
WACC nominal	26,50%

Flujo	*Con WACC nominal*	*Con WACC real*
Inversión en BC	-1.000	-1.000
Rentabilidad año 1	265	150
Rentabilidad año 2	265	150
Rentabilidad año 3 + recupero BC	1.265	1.481
Tasa interna de retorno	26,50%	23,78%
Diferencial de tasas	2,20%	

212. En síntesis, si se determinan las tarifas utilizando el WACC real en pesos, para descontar flujos en pesos constantes, se producirá una pérdida en las Licenciatarias. Esta pérdida se puede compensar, aunque no totalmente, realizando un ajuste de los ingresos, antes de cada período, teniendo en cuenta la inflación esperada, y ajustando la base de capital por inflación al finalizar la concesión.

9 El costo de capital para la distribución de gas natural

213. Hemos calculado el costo promedio ponderado del capital (WACC) para las empresas distribuidoras de gas en la Argentina. Para ello aplicamos las metodologías de cálculo propuestas y la estimación de los distintos parámetros que desarrollamos en las secciones anteriores del presente trabajo. La siguiente tabla resume los cálculos realizados y detalla el cómputo final del costo del capital para las empresas. En base a nuestras estimaciones, el costo promedio ponderado de capital en dólares constantes para las empresas distribuidoras de gas en la Argentina estaría dentro del rango 12,47% – 13,52%, según sea el nivel de endeudamiento.

ES COPIA FIEL

Tabla 15. El Costo de Capital de las empresas distribuidoras de gas en la Argentina

Parámetro		Valor
Tasa libre de riesgo	R_f	2,38%
Riesgo país	R_p	4,78%
Ajuste industria distribución gas		0,82%
Riesgo país ajustado		5,60%
Beta desapalancada	β_u	0,561
Riesgo Regulatorio		0,488
Beta desapalancada corregida	β_u^c	1,049
Prima por riesgo de mercado	R_m	6,90%
Tasa de impuestos	T	35%
Participación de capital accionario	E	100% - 80%
Participación de deuda	D	0% - 20%
Beta de la deuda	β_d	0,383
Beta apalancada	β_L	1,049 – 1,157
Costo del capital propio	K_e	15,22% - 15,96%
Costo de la deuda	K_d	10,62%
Costo de capital (USD)	*WACC*	15,22% - 14,15%
Inflación Estados Unidos		1,49%
Costo del capital real (USD)	*WACC*	13,52% - 12,47%

10 El problema de la base tarifaria

214. La determinación de la base de activos a remunerar – o base tarifaria (BT) – es uno de los aspectos centrales de las revisiones de tarifas. La BT es uno de los principales componentes que definen los requisitos de ingresos de las empresas, y la forma en que se la considera para determinar los costos totales del capital (que resultan de la interacción del WACC y la BT) es clave para asegurar la inversión en la industria. Un tratamiento económicamente correcto y conceptualmente consistente de la BT fomenta la inversión de la industria, pero un enfoque desacertado podría reducir la expansión en la cobertura de las redes y afectar la calidad del servicio y por lo tanto reducir la seguridad del suministro en el mediano y largo plazo.

215. En general, la BT refiere a la medida del valor neto de los activos de una empresa que son utilizados en la prestación de los servicios sujetos a la regulación de precios. Los activos que generalmente se consideran en la BT son los activos tangibles. Existen una serie de desafíos que deben ser resueltos al momento de determinar la BT. Uno es el problema de asignar activos centrales a la actividad regulada de los que no lo son. Esto es típico cuando las empresas – o sus controlantes – desarrollan actividades reguladas y no reguladas. Otro desafío consiste en valuar esos activos regulados con precisión. **La aplicación correcta del WACC que proponemos en nuestro informe exige entonces una determinación correcta de la BT de las Licenciatarias.**

216. A diferencia de una empresa que opera en un mercado en competencia, una empresa que presta servicios regulados – como es el caso de las Licenciatarias –necesita que el valor de su BT resulte de un esquema regulador que defina las reglas del juego con claridad. Por ejemplo, el modelo regulatorio vigente en Estados Unidos permite que las inversiones realizadas prudencialmente y con anuencia del regulador puedan recuperar su costo total. Este compacto regulatorio basa el valor de la BT en el precio histórico de los activos (teniendo en cuenta la inflación) y excluye la presencia de activos en transición de valor y propiedad. En el caso de las Licenciatarias, no obstante, los estados contables de

ES COPIA FIEL

las empresas ponen en evidencia un costo (contable) de reposición que se aleja de manera importante del valor (económico) de reposición de los activos tangibles. La precisión con la que realizamos nuestro cómputo del WACC puede ser opacado entonces con una estimación errónea de la base de capital. En otras palabras, la aplicación correcta de nuestras estimaciones del WACC exigen en paralelo una estimación adecuada de la BT.

217. En el caso de las Licenciatarias, la estimación correcta de la BT enfrenta además la dificultad de que, durante la última década, las empresas han emprendido un conjunto de obras de confiabilidad del sistema que debido a la evidente insuficiencia tarifaria originada en la Ley de Emergencia Económica y la recurrente suspensión de las Revisiones Tarifarias no han sido financiadas con los recursos que aportan las tarifas (según lo estipula la Ley del Gas) sino con aportes del Estado Nacional y/o gobiernos provinciales y municipales. En algunos casos, y conforme la resolución ENARGAS 910/09, la propiedad de esas obras ha sido transferida a las Licenciatarias y valorizadas en sus activos sólo por los gastos o erogaciones incurridas en su incorporación, y en otros casos, esa infraestructura es operada por las Licenciataria en forma de usufructo.

218. Esa modalidad de financiar obras que buscan asegurar la confiabilidad del sistema implica que el costo de esa infraestructura no este reflejado en el estado patrimonial de las empresas según su costo de construcción, tal como hubiera ocurrido si las empresas hubieran realizado la inversión y la hubieran financiado con lo recaudado por las tarifas (y según lo establece la Ley del Gas). Si esto hubiera sido así, esa infraestructura seria parte de la BT porque constituyen activos necesarios para la prestación del servicio. Por lo tanto, una valuación de la BT sin duda contemplaría esos activos dentro de la BT. En este caso, no obstante, la práctica de financiar la infraestructura por fuera de la Ley del Gas ha introducido una distorsión adicional al valor de la BT.

219. Existe un déficit en el debate académico sobre cómo tratar situaciones que resume el punto anterior. El debate más cercano – pero esencialmente distinto – refiere a la valuación de la BT en las primeras revisiones tarifarias que siguieron

a las privatizaciones, pues allí se pone en evidencia que el valor de mercado pagado originalmente por los activos difiere a su valor de reposición.[50] Con el fin de promover un nivel eficiente de inversión, la práctica regulatoria habitual es permitir que los activos sean remunerados con un WACC aplicado sobre una BT que contemple el costo de reposición de los activos. Esta es la práctica generalmente aceptada porque las inversiones se realizan luego de la privatización y de hecho esto es además esencial en el largo plazo si se quiere que las empresas cuenten con una estructura correcta de incentivos. Sin embargo, este enfoque es habitualmente criticado con el argumento de que los accionistas pueden obtener una ganancia inesperada precisamente por recibir una remuneración sobre activos que fueron adquiridos con un descuento.

220. En cualquier caso, las evidencias académicas y la práctica regulatoria consistentemente indican que, en situaciones como las que describimos arriba, en todos los casos las disputas se resuelven a través de una mejor estimación de la BT y nunca mediante ajustes en el WACC. En otras palabras, la remuneración de los costos totales del capital (la interacción entre el WACC y la BT) en todos los casos asume un único WACC, y las disputas sobre la BT (qué activos las conforman y cuál es su valor) en ningún caso se trasladan a ajustes del WACC sino a discusiones que definen el valor de su eventual inclusión.

221. En la práctica, hacer ajustes arcanos en el WACC frente a distintas consideraciones de activos que pueden conformar la BT puede hacer los cálculos excesivamente complicados y dar un aura de precisión espuria a estimaciones que son esencialmente objetivas. En nuestro parecer, la discusión debe enfocarse en dos criterios simples: si los flujos de fondos futuros previstos son suficientes para sostener el negocio - lo que incluye remunerar las obras mal registradas en el patrimonio de las empresas, y si la tasa marginal de beneficios es suficiente

[50] Ver Newbery, D. M. (1997). Determining the regulatory asset base for utility price regulation. Utilities Policy, 6(1), 1-8., y tambien Grout, P. A., Jenkins, A., & Zalewska, A. (2004). Privatisation of utilities and the asset value problem. European Economic Review, 48(4), 927-941.

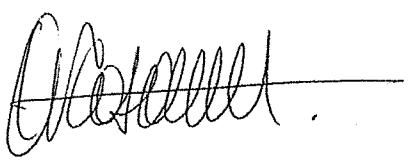
ES COPIA FIEL

para inducir el nivel deseable de la inversión - lo cual también exige que las tarifas consideren el WACC total sobre todos los activos que se requieren a la prestación de los servicios regulados. Las obras financiadas con fondos públicos no necesitarían de grandes reemplazos en el corto plazo. Pero si entraran en la BT a un valor menor al de su reposición, darán una señal equivocada de costos y los menores precios que resultan darán entonces una señal equivocada sobre los costos reales del servicio (y los eventos recientes hacen evidente que los sinceramientos de precios son muy difíciles de imponer).

222. La cesión gratuita de activos, o en valores menores al costo de construcción - como puede ocurrir en una privatización, no es condición para que la empresa regulada no perciba una remuneración por esos activos según su costo de reposición. Es decir, como el cedente de los activos no es un "acreedor" de la empresa, dichos activos son equivalentes a un aporte al patrimonio neto de las empresas y se convierten entonces en un activo financiado -de hecho- por los accionistas. De hecho, si los accionistas decidieran vender la empresa, los fondos obtenidos por la venta de dichos activos corresponderían a los accionistas (y no a quien los aporto originalmente).

223. Lo anterior implica que, independientemente de cuánto pagaron los accionistas por los activos en cuestión, esos activos forman parte del activo de las empresas y corresponde remunerarlos con el costo de capital. Este enfoque se sustenta además en el hecho de que las Licenciatarias están asumiendo todos los costos de operación y mantenimiento de los activos y las contingencias asociadas a su gestión, similar a los otros activos que operan, lo que entonces exige remunerarlos de manera similar. Este enfoque es además neutral para los usuarios, quienes financiaron el costo de las obras mediante dos mecanismos. Uno, a través de los impuestos (o endeudamiento público y emisión monetaria) que dieron origen a financiar las obras, y otra mediante las nuevas tarifas que permiten su mantenimiento y reposición. Si las obras fueron realizadas de manera eficiente, el efecto sobre los usuarios es en esencia neutral.

224. En síntesis, y en nuestro parecer, la definición de costos de capital alternativos para remunerar distintas clases de activos regulados es conceptual y prácticamente inadecuada. Las Licenciatarias deben recibir un único WACC – el que estimamos en este informe – para todos los activos que operan bajo su gestión, independientemente del valor al que entraron en su patrimonio. Esto es así porque, en cualquier caso, el valor de la BT debe contemplar el valor de reposición económica de los activos, más allá de su valor de incorporación al patrimonio de las empresas.



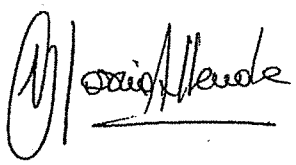
Ariel A. Casarín



Javier García Sánchez



Lorenzo A. Preve



Virginia Sarria Allende

ES COPIA FIEL

Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital de Licenciatarias de Distribución de Gas Natural

Análisis del informe de DELTA FINANZAS S.A.

Informe Elaborado para

las Empresas Distribuidoras de Gas

de la República Argentina

por

Ariel A. Casarín
Javier García Sánchez
Lorenzo A. Preve
Virginia Sarria Allende

Noviembre 2016

ES COPIA FIEL

Índice de Contenidos

1 Objetivos 3

2 Resumen de nuestra opinión 5

3 La estructura de capital 9

4 El costo de la deuda 10

5 La prima por riesgo de mercado 10

6 El parámetro beta y el ajuste por diferencias en la regulación 11

7 La prima de riesgo país 15

8 Conversión de una tasa nominal en dólares a una tasa real en pesos 17

8.1 No es necesaria la inflación en pesos para obtener la tasa real en dólares 17

8.2 La igualdad de tasas reales 19

8.3 El uso de una tasa real en lugar de una nominal 20

1 Objetivos

1. Las empresas Distribuidoras de Gas de la República Argentina, de ahora en adelante las Licenciatarias, nos han solicitado nuestra opinión objetiva e independiente sobre el informe "Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital de Licenciatarias de Distribución y Transporte de Gas Natural en Argentina" elaborado para ENARGAS por DELTA FINANZAS S.A., el 30 de octubre de 2016. Ese trabajo presenta una estimación de la tasa de rentabilidad regulada (en adelante el costo de capital) para esas compañías. En particular, las Licenciatarias nos han requerido que específicamente examinemos críticamente el documento emitido por DELTA FINANZAS con motivo de la determinación del costo de capital de licenciatarias de distribución de gas natural y analicemos la metodología empleada, el sustento teórico del modelo adoptado por los consultores y de los parámetros establecidos según los lineamientos provistos por el ENARGAS, los cálculos numéricos y las series de datos seleccionadas. En este informe brindamos nuestra opinión objetiva e independiente sobre esos aspectos.

2. Nuestras conclusiones y opiniones se sustentan en detallados análisis financieros y económicos, como en nuestra experiencia, tanto académica como práctica. Nuestras opiniones se basan en el análisis de estados financieros, información pública de los mercados financieros, estudios académicos y profesionales, la normativa regulatoria y en los contratos de concesión de las compañías, como en nuestro conocimiento detallado del sistema regulatorio de la distribución de gas natural en Argentina y en otros países.

3. Este documento tiene en cuenta los cálculos, cometarios y fundamentaciones que ofrecemos en "El Costo de Capital. Informe elaborado para las empresas distribuidoras de gas de la República Argentina", octubre de 2016. En el resto de este documento lo referiremos como nuestro informe.

4. El Dr. Ariel A. Casarin es Profesor de la Escuela de Negocios de la Universidad Adolfo Ibáñez, en Chile. Tiene un PhD en Economía y una Maestría en Ciencias en Economía y Finanzas de la Escuela de Negocios de la Universidad de Warwick, y una Maestría en Finanzas de la Universidad CEMA. El Dr. Casarin ha realizado publicaciones académicas en temas regulatorios y de organización industrial. Además de sus actividades académicas, ha sido consultor de la Procuración del Tesoro de la Nación, el Fondo para la Investigación Científica y Tecnológica, el Instituto Argentino del Gas y el Petróleo, el

ES COPIA FIEL

Instituto Mundial para la Investigación en Desarrollo Económico (Finlandia) y el Instituto de Investigación para el Desarrollo Social de las Naciones Unidades (Suiza). El Dr. Casarin ha también asesorado sobre temas regulatorios a empresas, entes reguladores y otras entidades públicas. Anteriormente se desempeñó como Profesor del área académica de Empresa, Sociedad y Economía del IAE.

5. El Dr. Javier García Sánchez es Profesor del IAE, la Escuela de Dirección y Negocios de la Universidad Austral. Tiene un PhD en Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad de Navarra, España. Fue miembro del Consejo de Dirección del IAE, como Director de Desarrollo de Personal Académico y como Administrador. Su investigación y docencia está vinculada a temas de Finanzas Corporativas, especialmente en Países Emergentes. Ha realizado diversos trabajos de consultoría, especialmente en el campo de la valoración de empresas y estimación de costo de capital. El Dr. García Sánchez ha también asesorado sobre temas regulatorios a empresas, entes reguladores y otras entidades públicas. Antes de dedicarse a la actividad académica, el Dr. García Sánchez trabajó en el sector financiero.

6. El Dr. Lorenzo Preve es Profesor del IAE, la Escuela de Dirección y Negocios de la Universidad Austral. Tiene un PhD en Finanzas en la University of Texas at Austin, USA. Anteriormente realizó un Executive MBA en el IAE, y es Licenciado en Administración de Empresas por la Universidad Católica Argentina en Buenos Aires. Es director del Área Académica de Finanzas del IAE. La investigación del Dr. Preve se centra en temas relacionados a las finanzas corporativas, más específicamente en temas de gestión de riesgo, estimación de costo de capital en mercados emergentes, financial distress y gestión de capital de trabajo. Además de su actividad académica, el Dr. Preve se ha dedicado a la consultoría en temas de finanzas corporativas y mercados de capitales, desarrollando su actividad en Argentina e Italia.

7. La Dra. Virginia Sarria Allende es Profesora del IAE, la Escuela de Dirección y Negocios de la Universidad Austral. Tiene un PhD en Finanzas en Columbia University, New York, USA. Anteriormente realizó el Postgrado en Economía en la Universidad Torcuato Di Tella, el Programa de Global CEO para Latino América de Wharton, IESE y CEIBS y los Programa de Desarrollo Directivo y Programa para Directivos Financieros en el IAE. La Dra. Virginia Sarria Allende es Vicedecana del IAE. Ha realizado trabajos de investigación en temas de toma de decisiones financieras en contexto de mercados con

fricciones, analizando una amplia gama de los problemas de Finanzas en Países Emergentes. Ha participado también en algunos proyectos de investigación en el Banco Mundial. Además de sus actividades académicas la Dra. Sarria Allende ha trabajado en bancos, en temas relacionados al análisis de riesgo crediticio y medición de la rentabilidad de la gestión financiera.

2 Resumen de nuestra opinión

8. El costo de capital es uno de los factores más importantes que los reguladores y las compañías precisan estimar. El costo del capital representa el rendimiento mínimo que debe obtener un proyecto o empresa de manera que los mercados financieros estén dispuestos a proveer recursos a ese proyecto o a comprar una participación en esa compañía. El costo de capital requerido a una empresa por los mercados de capitales debe ser igual a la tasa de rendimiento esperada que prevalece en los mercados de capitales para inversiones alternativas de riesgo similar. Esto indica que el costo de capital de las empresas reguladas, como el de las que no lo están, está determinado por los mercados financieros.

9. Existen diversas formas por las que las compañías pueden obtener recursos financieros, pero estas pueden esencialmente clasificarse en dos categorías básicas: deuda y capital de accionistas. El costo del capital puede entonces ser expresado como el promedio ponderado del costo de la deuda y del capital de los accionistas. Los recursos de deuda y de capital de los accionistas tienen riesgos diferentes, por lo que las tasas de rendimientos requeridas también lo son. Además, como en la gran mayoría de los países, el costo de la deuda (o lo que es lo mismo, los intereses) puede en Argentina ser deducido a los fines del cómputo del impuesto a las ganancias en cabeza de la compañía. Por ese motivo, el financiamiento con recursos de deuda permite a la empresa disminuir el monto de impuestos que pagaría si hubiera estado financiada con capital propio solamente. Por lo tanto, el costo efectivo de la deuda debe ajustar por el beneficio fiscal que ofrecen los intereses. El cómputo del costo promedio ponderado del capital requiere estimar el costo de la deuda, el costo del capital de los accionistas, la combinación entre deuda y capital y la tasa de impuestos.

10. En nuestra opinión, el modelo empleado por DELTA FINANZAS para estimar el costo del capital es el adecuado y el que emplean en su gran mayoría los entes reguladores. En especial, el modelo Capital Asset Pricing Model que emplea DELTA FINANZAS

ES COPIA FIEL

para estimar el costo del capital de los accionistas es adecuado y el empleado en su gran mayoría por los entes reguladores. Sin embargo, en nuestra opinión DELTA FINANZAS emplea el modelo apoyándose en estimaciones y parámetros que en algunos casos no son los adecuados, por lo que los resultados obtenidos no representan con precisión el costo de capital de las distribuidoras de gas natural. El resto de nuestro informe detalla los comentarios detallados a los cómputos y valores empleados por DELTA FINANZAS para estimar el costo de capital de las distribuidoras de gas natural en Argentina.

11. En nuestra opinión, el uso de una estructura de capital promedio de la industria o una estructura *objetivo,* si fuere razonablemente similar a la observada en promedio, es un criterio adecuado para reflejar la estructura de endeudamiento en la estimación del costo del capital. DELTA FINANZAS propone usar una estructura objetivo promedio del 25%, pero ese valor está bastante alejado del valor medio de la industria, independientemente de su método de cómputo y período escogido para su estimación. En nuestra opinión, la estructura de capital debe aproximarse al valor promedio ponderado registrado por la industria en los años más recientes, y esos valores están muy alejados del valor objetivo propuesto por DELTA FINANZAS. En nuestro informe argumentamos nuestra propuesta y proponemos un nuevo valor objetivo para la estructura de endeudamiento de la industria.

12. DELTA FINANZAS sugiere estimar el costo de la deuda a partir de información de empresas americanas. Si bien este es el procedimiento habitual para el cómputo del costo del capital propio (*equity*), no es el camino óptimo para el cómputo del costo de la deuda. El costo de capital propio se computa habitualmente sobre la base de la información de empresas y mercado americanos, por el simple hecho de que esa información no está disponible en los mercados emergentes: no existe ni el mercado, ni el nivel de diversificación de mercado, ni el nivel de actividad, ni el historial suficiente en mercados emergentes, como para computar el costo de capital con información propia. En el caso del costo de la deuda, por el contrario, sí existe información relevante en el mercado local. En este caso particular, contamos con información de retornos de deuda en dólares para empresas comparables, esto es, para empresas de servicios públicos que tienen títulos en dólares emitidos y comercializados en el mercado local. La tasa de retorno de estos bonos es un proxy más realista del costo de la deuda de las Licenciatarias. La utilización de información de empresas americanas, por tanto, se focaliza –innecesariamente, en este caso- en el uso de empresas muy poco comparables en un mercado muy diverso (sabiendo

que los ajustes habituales a esta información están lejos de ser realistas y confiables –aún cuando son el único camino posible para el cómputo del costo del capital propio).

13. Estamos de acuerdo con DELTA FINANZAS en el modo de estimar la prima de mercado. Sin embargo, a pesar de indicar que lo adecuado es utilizar la serie de Ibbotson que comienza en 1926, basan sus cálculos en la serie de Damodaran que comienza en 1928. Pensamos que la diferencia entre el número propuesto por ellos y el nuestro radica en que no utilizan la serie que recomiendan.

14. DELTA FINANZAS computa la beta siguiendo una metodología convencional (selección de empresas comparables de un mercado desarrollado, y consiguiente ajuste por nivel de apalancamiento), pero aplica la metodología de una manera en parte arbitraria y en parte equívoca. Es parcialmente arbitraria porque computa la beta en base a una canasta de 5 empresas elegidas de modo ad hoc (o al menos, no explicado). Es parcialmente equívoca, porque pondera la beta de las empresas seleccionadas en función del nivel de capitalización bursátil, lo que pone un mayor peso en el valor de la empresa más grande –que resultaría ser la menos comparable con el tamaño de las empresas Licenciatarias, significativamente menores. El cómputo presentado por el informe de DELTA FINANZAS no hace clara mención de la fuente (fecha, periodo y frecuencia de la información base), lo que no permite corroborar valores, que resultan significativamente distintos al cómputo por nosotros efectuado (y presentado en el informe) y a los valores reportados por una fuente habitual, como Bloomberg. Finalmente, dados los valores presentados, no pareciera que DELTA FINANZAS haya computado la beta sobre la base de 5 años de información, como sería aconsejable.

15. En nuestro parecer, la afirmación de DELTA FINANZAS de que el riesgo regulatorio presenta estabilidad en el tiempo, y que por lo tanto la beta de los activos debe ser corregida con criterios similares a los que se hubieren adoptado en ausencia de la expropiación administrativa ocurrida desde 2002, es inadecuada. En nuestra opinión, esa expresión menosprecia la magnitud del riesgo regulatorio que ha experimentado y enfrenta la industria, y de manera importante. Nuestra opinión es que el riesgo regulatorio en la industria es alto y que no ha permanecido constante en los últimos años, sino que se ha incrementado. En nuestro informe argumentamos nuestra propuesta y proponemos un nuevo valor para ajustar el parámetro beta de los activos por el riesgo regulatorio que enfrentan las distribuidoras de gas natural.

ES COPIA FIEL

16. El informe de DELTA FINANZAS introduce adecuadamente el riesgo país en la estimación del costo de capital para reflejar riesgos vinculados a la situación macroeconómica y política del país. Sin embargo, considerando que el riesgo país no impacta igualmente en todas las industrias debe realizarse una corrección. Esta corrección no se ha realizado en el pasado porque sólo recientemente se ha publicado un trabajo que indica una metodología para realizar el ajuste que DELTA FINANZAS no incorpora a su estimación.

17. Coincidimos con DELTA FINANZAS en la necesidad de utilizar una tasa real en pesos. Sn embargo, los cálculos que realiza permiten obtener una tasa real en dólares. Si bien habitualmente las tasas reales en distintas monedas se consideran iguales, en los mercados emergentes existe el denominado *peso problema* que implica una prima por riesgo devaluatorio. Por distorsiones existentes en el mercado actual nuestro informe no incluye una estimación de esta prima, pero queremos dejar sentada la omisión en la que incurre DELTA FINANZAS, ya que una vez que esta distorsión desaparezca podría y debería estimarse la prima de riesgo devaluatorio para estimar adecuadamente el costo de capital.

18. También queremos dejar constancia de que DELTA FINANZAS estima la tasa real utilizando innecesariamente la inflación de Argentina. Esto puede llevar a confusiones y a pensar que se ofrece una tasa nominal en pesos válida. Consideramos que debido a la incertidumbre actual sobre la inflación se hace imposible estimar adecuadamente una tasa nominal en pesos. De ahí que nuestra recomendación sea utilizar una tasa real en pesos para descontar unos flujos en moneda constante pero que incluyan la variación de precios relativos.

19. El resto de nuestro informe se organiza de la siguiente manera. La siguiente sección presenta nuestra opinión respecto la estructura de endeudamiento de la industria. La Sección 4 detalla nuestro análisis sobre el costo de la deuda, mientras que la 5 analiza la prima por riesgo de mercado. La Sección 6 examina el cómputo del parámetro beta y su ajuste por sistema regulatorio. La Sección 7 se ocupa de la prima por riesgo país. Por último, la Sección 8 analiza la conversión de un costo de capital nominal estimado en dólares a uno real, en pesos.

3 La estructura de capital

20. La elección de la estructura de capital apropiada para realizar la estimación del costo de capital no es un asunto sencillo. La determinación de la proporción adecuada de deuda y capital propio a emplear es importante, no sólo porque esas proporciones se emplean para ponderar los costos de las fuentes de terceros y propias dentro de la estructura de capital, sino también para ponderar el riesgo de los activos (capturado por el coeficiente beta activos) por la estructura de financiamiento de las empresas (reflejado en el coeficiente beta del patrimonio).

21. DELTA FINANZAS propone emplear ratios de apalancamiento de 25% para las distribuidoras. El informe de DELTA FINANZAS sostiene que, en promedio, el ratio de endeudamiento de las distribuidoras a valores contables durante los últimos once ejercicios económicos estuvo alrededor de ese valor – 27%. Sin embargo, DELTA FINANZAS no explica por qué observa el endeudamiento en una ventana de once años, parece emplear datos erróneos en sus cómputos o, si no los ha hecho – ver su Anexo 4 –, los ha solicitado de manera incorrecta. También emplea ratios que se apoyan en estados contables que, para estos fines, reflejan información con gran distorsión. En nuestro informe detallamos las estimaciones correctas del endeudamiento de las empresas, que son menores a lo sostenido por DELTA FINAZAS, explicamos por qué los valores libros son además poco confiables y argumentamos los motivos por lo que deben emplearse razones de endeudamiento más recientes.

22. DELTA FINANZAS sostiene que, durante los últimos once años, el ratio de endeudamiento promedio de las empresas ha sido 27%. En base a nuestros cómputos, el ratio de endeudamiento de las distribuidoras a valores contables (o libros) ha sido sensiblemente menor, y muy inferiores al valor objetivo de 25% propuesto por DELTA FINANZAS. También hemos comprobado que la mayor parte de las distribuidoras han reducido sus niveles de endeudamiento, que en los últimos años ha sido prácticamente cero. Esto es contrario a la afirmación de DELTA FINANZAS, que sostiene un aumento en la dispersión del nivel de endeudamiento de las Licenciatarias. En nuestro parecer, DELTA FINANZAS no estima de manera correcta el nivel de endeudamiento promedio a valor de libros de las Licenciatarias, y entonces asume posturas que no pueden ser sostenidas en las evidencias.

ES COPIA FIEL

23. Hemos computado otros ratios de endeudamiento, los que hemos ajustados con criterios no evaluados por DELTA FINANZAS. Nuestras estimaciones muestran que un ratio objetivo del 25% representa el máximo de un rango bastante amplio observado durante una ventana de tiempo excesivamente larga. Los datos muestran que, en promedio, la estructura de endeudamiento objetivo propuesta por DELTA FINANZAS estuvo vigente en la industria ocasionalmente, y solo en una ventana de tiempo muy corta después de la crisis financiera de 2002. En nuestro parecer, la estimación de la estructura de capital objetivo debe apoyarse en las evidencias recientes.

24. En síntesis, el uso de una estructura de capital promedio de la industria o una estructura *objetivo,* si fuere razonablemente similar a la observada en promedio, sería el criterio más adecuado para definir la estructura de endeudamiento. DELTA FINANZAS propone usar una estructura objetivo promedio del 25%, pero ese valor está bastante alejado del valor medio de la industria, independientemente de su método de cómputo y período escogido para su estimación. En nuestro informe argumentamos nuestra propuesta y proponemos un nuevo valor objetivo para la estructura de endeudamiento de la industria.

4 El costo de la deuda

25. El informe presentado computa el costo de la deuda de un amplio pool de instrumentos de deuda de empresas del sector, de Estados Unidos. Dadas las significativas diferencias no solo de las empresas sino también de los mercados financieros entre Argentina y Estados Unidos, pareciera significativamente más deseable fundar el cómputo en datos locales. Esto, que es imposible en el caso del cómputo del costo del Capital Propio (porque ahí NO existen datos locales válidos o relevantes), sí resulta posible en el caso del cómputo del costo de la deuda. Por tanto, pareciera razonable basar el cómputo del Kd en datos locales; esto es, en el costo de financiamiento en dólares de empresas de servicios públicos, en Argentina. Existiendo datos correspondientes, no hay razones para utilizar los valores propuestos en el Informe de DELTA FINANZAS (los que solo pueden utilizarse como "orden de magnitud", que vuelve a dar soporte de razonabilidad a los estimados locales).

5 La prima por riesgo de mercado

26. La prima por riesgo de mercado suele ser un tema controvertido. Como bien detalla el informe de DELTA FINANZAS, hay cantidad de opiniones encontradas sobre el plazo

de los datos a considerar para el cálculo de la tasa, y la dispersión de valores no es menor. Por otro lado, también suele haber algunas discrepancias respecto del tipo de media a ser utilizada; algunos proponen el uso de una media aritmética y otros el de una media geométrica.

27. El trabajo de DELTA FINANZAS se inclina acertadamente, en nuestro parecer, por el uso de la media aritmética de la serie de valores más largos de los que se dispone. El enfoque del trabajo es correcto, y se toma sobre la base de citas a autores que explican las razones que fundamentan esa elección.

28. DELTA FINANZAS indica adecuadamente que la serie generalmente aceptada para la estimación de la prima por riesgo de mercado es la recopilada por Ibbotson & Associates, que comienza en el año 1926[1]. Sin embargo, al momento de realizar los cálculos utiliza la serie de Damodaran que comienza en el año 1928[2].

29. En nuestro informe utilizamos la serie que recomienda DELTA FINANZAS, la que comienza en 1926, posiblemente esa sea la razón por la que nuestro número es más alto que el provisto en el informe que estamos analizando.

6 El parámetro beta y el ajuste por diferencias en la regulación

30. Mercado de referencia. El informe de DELTA FINANZAS hace algunas consideraciones que lo llevan a "descartar" el cómputo de la beta en el mercado local. Vale aclarar que existen más y mayores argumentos para dicho procedimiento: todos los posibles quiebres del modelo CAPM se evidencian en mercados tales como el argentino (no liquidez, no profundidad, no diversificación, no estabilidad de los parámetros, etc.). Es decir, apelando a más y mayores argumentos a los presentados, coincidimos con el informe en la imposibilidad de utilizar data local para la estimación de la beta.

31. Al optar por el cómputo de la beta en empresas americanas, el informe de DELTA FINANZAS decide optar por 5 empresas, sin determinar con claridad el método de selección de las mismas ni el horizonte de cómputo. Con dicho método, obtiene una beta desampalacada de 0,40. A continuación hacemos algunas consideraciones al respecto.

32. Selección de la muestra. Elegir 5 empresas ad hoc, no parecería un esquema robusto. Nuestro informe, por el contrario, no utilizó la beta de empresas elegidas al azar, sino que

[1] Cfr. informe de DELTA FINANZAS, p 27.
[2] Cfr. informe de DELTA FINANZAS, p 29.

ES COPIA FIEL

computó la beta para un grupo de 9 empresas distribuidoras de gas que fue seleccionado en un proceso de revisión tarifaria para el Estado de New Jersey (citado en el informe). Cabe destacar, de todos modos, que las empresas seleccionadas en el informe de DELTA FINANZAS están todas incluidas en la muestra de 9 empresas por nosotros utilizada.

33. Estimación. Más sorprendente resulta el valor de beta reportado por el informe de DELTA FINANZAS. Aunque no está reportado en el informe, parecería que las betas tomadas corresponden al cómputo utilizando 2 años de datos (siendo que el informe desaconseja el cómputo de betas locales por no disponer de una serie de 3 a 5 años). Dada la volatilidad de los mercados de los últimos años, parecería más razonable el cómputo de la beta con 5 años de información, como es muy usual, por otra parte.

34. Valores reportados. Además, se presenta una beta para ATMOS muy diferente del estimado relevado de Bloomberg –siendo ATMOS la empresa de más alta ponderación, 39%, y menos comparable en tamaño; se reporta para esta empresa una beta de 0,30, mientras que la beta reportada por Bloomberg, luego desapalancada con la fórmula completa, es de 0,42 para el cálculo con 2 años y 0,49 para el cómputo con 5 años.

35. Ponderación. El informe de DELTA FINANZAS pondera las betas por capitalización bursátil. No pareciera que ponderar por capitalización bursátil sea en este caso lo más razonable, ya que estamos por aplicar la información a empresas que son de un tamaño significativamente distinto (en términos de capitalización bursátil). Parecería más realista utilizar, al menos, un promedio no ponderado. Esto es más problemático aún, ya que se está dando la mayor ponderación a ATMOS –casi un 40%-, empresa cuya beta pareciera sub-estimada –comparando con información que pudimos visualizar en Bloomberg – agosto 2016- y con la información por nosotros computada (con información de dic-2010-2015).

36. Fórmula. El cómputo presentado en nuestro informe tiene en cuenta la fórmula completa para apalancar y desapalancar betas, habiendo estimado un proxy para beta de la deuda –lo que resulta importante, dado que removemos y luego agregamos el impacto de niveles de apalancamiento sustancialmente distinto (entre empresas americanas y las Licenciatarias locales).

37. Orden de magnitud. El cómputo o la selección de empresas pareciera también cuestionable, si se compara con el valor promedio desapalancado para todas las empresas del

sector (que, según la información presentada por Damodaran es igual a 0,65). La beta promedio presentada en nuestro informe también es menor a dicho cómputo (esto es, 0,561), pero tenía la solidez de coincidir con la muestra de empresas seleccionadas para revisiones tarifarias de empresas del sector, en los Estados Unidos (en una fecha reciente) y la virtud de considerar un intervalo de estimación más adecuado al contexto y objetivo -5 años.

38.

39. Además, la propuesta de ajuste por riesgo regulatorio parece menospreciar, de manera importante, la magnitud del riesgo regulatorio que enfrentan las distribuidoras de gas, en especial porque ignora la suspensión de los términos de las Licencias ocurrida durante los últimos 15 años. En este caso, el riesgo regulatorio del sistema tarifario previsto en el Marco Regulatorio del Gas Natural (Ley 24.076 y su reglamentación, el Decreto 2.255/92 y otras reglamentaciones) surge de la dificultad que enfrentan los entes reguladores por comprometerse anticipadamente a mantener el régimen regulatorio intacto entre una y otra negociación de tarifas. Existen varias razones por las cuales los inversores pueden percibir que ese riesgo regulatorio es significativo y que, en Argentina, se ha incrementado de manera importante en los últimos 15 años.

40. En industrias reguladas por un sistema de precios tope, por ejemplo, es posible que los reguladores intenten renegociar las tarifas en casos donde los cambios en los parámetros exógenos tuvieren un marcado efecto positivo para la compañía. El temor del mercado por cambios regulatorios se incrementa cuando en casos como éstos los reguladores no pueden comprometerse a no reabrir las negociaciones - y experiencia reciente ofrece numerosos ejemplos. Estas acciones sobre las empresas reguladas puede generar la necesidad de una prima por riesgo regulatorio.

41. Otra fuente importante de riesgo regulatorio es la probabilidad de que un ajuste periódico y predeterminado de tarifas incorpore en su aplicación aspectos diferentes a los cambios específicos establecidos en los marcos regulatorios. A pesar de la buena voluntad de las partes, no siempre es sencillo lidiar con una nueva situación de manera que se mantenga inalterada la estructura subyacente. En la medida en que el mercado crea que las autoridades regulatorias pueden estar inclinadas a tomar medidas que reduzcan la tasa

ES COPIA FIEL

de rendimiento cuando esos rendimientos son mayores a lo esperado (y hay amplia evidencia para sugerir que este es el caso), entonces es de esperar que exista una elevada prima por incertidumbre regulatoria.

42. Estos eventos, que son los que han enfrentado las distribuidoras de gas natural en Argentina, en nuestra opinión sugieren que el riesgo regulatorio en la industria es considerablemente alto. En nuestro parecer, la afirmación de DELTA FINANZAS de que "... dado que el riesgo regulatorio presenta estabilidad en el tiempo..." es considerablemente errónea – es nuestro informa referenciamos evidencia que manifiesta los contrario. En nuestra opinión, esa expresión menosprecia la magnitud del riesgo regulatorio que enfrenta la industria, y de manera importante. La prima de riesgo regulatorio que DELTA FINANZAS propone no puede ser similar a una propuesta en 2001. En nuestro informe complementario argumentamos nuestra propuesta y proponemos un nuevo valor para ajustar el parámetro beta de los activos por el riesgo regulatorio que enfrentan las distribuidoras de gas natural.

43. Además, la propuesta de ajuste por riesgo regulatorio parece menospreciar, de manera importante, la magnitud del riesgo regulatorio que enfrentan las distribuidoras de gas, en especial porque ignora la suspensión de los términos de las Licencias ocurrida durante los últimos 8 años. En este caso, el riesgo regulatorio del sistema tarifario previsto en el Marco Regulatorio del Gas Natural (Ley 24.076 y su reglamentación, el Decreto 2.255/92 y otras reglamentaciones) surge de la dificultad que enfrentan los entes reguladores por comprometerse anticipadamente a mantener el régimen regulatorio intacto entre una y otra negociación de tarifas. Existen varias razones por las cuales los inversores pueden percibir que ese riesgo regulatorio es significativo y que, en Argentina, se ha incrementado de manera importante en los últimos años.

44. En industrias reguladas por un sistema de precios tope, por ejemplo, es posible que los reguladores intenten renegociar las tarifas en casos donde los cambios en los parámetros exógenos tuvieren un marcado efecto positivo para la compañía. El temor del mercado por cambios regulatorios se incrementa cuando en casos como éstos los reguladores no pueden comprometerse a no reabrir las negociaciones. Estas acciones sobre las empresas reguladas pueden generar la necesidad de una prima por riesgo regulatorio.

45. Otra fuente importante de riesgo regulatorio es la probabilidad de que un ajuste periódico y predeterminado de tarifas incorpore en su aplicación aspectos diferentes a los cambios específicos establecidos en los marcos regulatorios. A pesar de la buena voluntad de las partes, no siempre es sencillo lidiar con una nueva situación de manera que se mantenga inalterada la estructura subyacente. En la medida en que el mercado crea que las autoridades regulatorias pueden estar inclinadas a tomar medidas que reduzcan la tasa de rendimiento cuando esos rendimientos son mayores a lo esperado (y haya amplia evidencia para sugerir que este es el caso), entonces es de esperar que exista una elevada prima por incertidumbre regulatoria.

46. Estos eventos, que son los que han enfrentado las distribuidoras de gas natural en Argentina, en nuestra opinión sugieren que el riesgo regulatorio en la industria es alto. En nuestro parecer, la afirmación de DELTA FINANZAS de que "... dado que el riesgo regulatorio presenta estabilidad en el tiempo, consideramos adecuado mantener la propuesta de Azicri (realizada en 2001) ... sugerimos que los betas de los activos de dichas compañías sean ajustados por un rango de coeficientes de 0,20 y 0,30 que surge del menor riesgo regulatorio de esa compañías respecto de las que operan en Argentina". (pag. 34 y 35). En nuestra opinión, esa expresión menosprecia la magnitud del riesgo regulatorio que enfrenta la industria, y de manera importante. La prima de riesgo regulatorio que DELTA FINANZAS propone en 2008 no puede ser similar a la propuesta en 2001. En nuestro informe complementario argumentamos nuestra propuesta y proponemos un nuevo valor para ajustar el parámetro beta de los activos por el riesgo regulatorio que enfrentan las distribuidoras de gas natural.

7 La prima de riesgo país

47. En nuestra opinión, el informe de DELTA FINANZAS en líneas generales utiliza adecuadamente la prima de riesgo país, según las prácticas habituales para estimar el costo de capital en mercados emergentes. Sin embargo, consideramos que debe realizarse un ajuste al riesgo país para reflejar el mayor impacto del riesgo país en las Licenciatarias.

48. Una de las críticas que habitualmente se hacen al método que estima el riesgo país mediante el spread de los bonos soberanos es que el riesgo país no impacta de igual manera en todos los sectores. Ante una crisis, una proporción de empresas salen muy perjudicadas, otras se perjudican moderadamente, y algunas hasta resultan fortalecidas. Por

ES COPIA FIEL

ejemplo, durante el período posterior a la crisis sufrida por la Argentina a fines de 2001, las empresas agropecuarias exportadoras experimentaron un desempeño muy superior al que habían tenido durante los años anteriores a la crisis. Sumar el riesgo país a la tasa de costo de capital de una empresa de la misma industria en los Estados Unidos tiene el supuesto implícito de que la crisis en un país tiene, para la empresa bajo análisis, el mismo impacto que para el tenedor de un bono soberano lo que, según lo expuesto, no es un supuesto realista, dado que los accionistas de empresas del país en crisis sufren un impacto probablemente diferente al que enfrenta un bonista; más aún, sufren un impacto que no es el mismo para diferentes empresas entre sí.

49. En el caso de las empresas de Distribución de gas, éstas tenían sus tarifas vinculadas al dólar, por lo cual a primera vista podrían considerarse beneficiadas por la crisis. Sin embargo, las tarifas fueron pesificadas y virtualmente congeladas, convirtiéndose en uno de los sectores más afectados por la crisis de principios del milenio.

50. En un trabajo reciente, se propone un método para ajustar el riesgo país según el sector industrial del que se trate.[3] El trabajo explica que la razón de aplicar el spread de los bonos soberanos a un flujo de una empresa, es que este flujo se comportará en forma similar al flujo del bonista. Básicamente el flujo que proyecta el bonista no tiene en cuenta el posible default, sino que el impacto de éste está reflejado en la tasa y su spread. Análogamente el accionista de una empresa, no considera al momento de proyectar su flujo el impacto que tendría en su empresa una hipotética crisis.

51. Los dos parámetros que determinan la tasa de un bono, la probabilidad de default y el valor de recupero en caso de default, se trasladan análogamente al flujo de la empresa. En este caso la probabilidad de default se traduciría como la probabilidad de crisis y el valor de recupero del bonista sería el valor que le queda al accionista una vez superada la crisis.

52. Es razonable suponer que la probabilidad de default coincide con la probabilidad de crisis, ya que un default del Gobierno seguramente disparará una crisis en el país afectando seriamente los flujos de las compañías, o viceversa, una gran crisis económica posiblemente termine generando un default en un gobierno necesitado de realizar gastos

[3] García-Sánchez, Javier; Preve, Lorenzo y Sarria-Allende, Virginia (2010). *Valuation in Emerging Markets, a simulation approach.* Journal of Applied Corporate Finance. Vol 22, nro 2.

extraordinarios de contención social, con ingresos mermados por la baja actividad económica.

53. Sin embargo, el valor de recupero de un bonista tras el default no tiene por qué coincidir con el valor que le quede al accionista luego de la crisis. En este punto es donde claramente se manifiestan las diferencias entre las distintas industrias. Podría darse el caso de que una empresa exportadora como consecuencia de una crisis termine con un valor de recupero de 110%, es decir, la crisis no le produciría una pérdida sino una ganancia.

54. La metodología propuesta en el trabajo citado implica estimar el valor de recupero para la industria de distribución de gas en Argentina, es decir, el valor que tendrían las empresas distribuidoras de gas al final de una posible crisis con respecto al hipotético valor que tendrían si no hubiera existido tal crisis. Una vez obtenido ese valor de recupero podría calcularse el ajuste que requeriría la tasa de coste capital para las empresas distribuidoras de gas.

55. En nuestro informe se puede ver una explicación detallada de la metodología y de los cálculos realizados para llegar al riesgo país ajustado que proponemos.

8 Conversión de una tasa nominal en dólares a una tasa real en pesos

8.1 No es necesaria la inflación en pesos para obtener la tasa real en dólares

56. La fórmula que utiliza el informe de DELTA FINANZAS para convertir las tasas tiene como supuesto que las tasas reales en dólares y en pesos son iguales, es decir, que la única diferencia entre las tasas de interés es el diferencial de sus tasas de inflación.[4] Dado este supuesto, es redundante hablar de tasa real en pesos o tasa real en dólares ya que ambas son iguales. Por tanto, siempre dentro del supuesto de igualdad de tasas reales, bastaría convertir la tasa nominal en dólares a una tasa real en dólares, sin necesidad de estimar la inflación de Argentina. Por el contrario, los consultores de DELTA FINANZAS, estiman la inflación en Argentina para llegar a la tasa real en pesos.

57. Como mostraremos a continuación los dos métodos son equivales, y por tanto, la tasa real obtenida será la misma independientemente de la inflación considerada para Argentina. Sin embargo, utilizar el método que incluye la inflación de Argentina puede dar lugar

[4] Informe de DELTA FINANZAS, p. 39.

ES COPIA FIEL

a confusiones o debates, tanto por cuestionar la inflación asumida, como por considerar que este cálculo introduce de alguna manera el riesgo de inflación alta.

58. Si combinamos las dos fórmulas que utilizan los consultores de DELTA FINANZAS en el punto IX de su informe, se llega matemáticamente a la fórmula para pasar de tasa nominal en dólares a tasa real en dólares.

59. La fórmula propuesta por DELTA FINANZAS para pasar de tasa nominal en dólares a tasa nominal en pesos es la siguiente:

$$(1 + r\ Arg) = \frac{(1 + r\ USA)}{(1 + Inf\ USA\ E)} * (1 + Inf\ Arg\ E) \qquad (1)$$

donde:

r Arg = tasa de interés en pesos en Argentina.
r USA = tasa de interés en dólares en USA.
Inf Arg E = inflación esperada en Argentina.
Inf USA E = inflación esperada en USA.

60. Por otro lado, la fórmula para pasar de tasa nominal en pesos a tasa real en pesos propuesta por DELTA FINANZAS es:

$$WACC\ real\ \$ = \frac{WACC\ nominal\ \$ - Inf\ Arg\ E}{1 + Inf\ Arg\ E}$$

donde:

Inf Arg E = inflación esperada en Argentina.

61. Si a esta última fórmula le sumamos 1 a ambos lados de la igualdad tenemos que

$$1 + WACC\ real\ \$ = \frac{WACC\ nominal\ \$ - Inf\ Arg\ E}{1 + Inf\ Arg\ E} + 1$$

$$1 + WACC\ real\ \$ = \frac{WACC\ nominal\ \$ - Inf\ Arg\ E}{1 + Inf\ Arg\ E} + \frac{1 + Inf\ Arg\ E}{1 + Inf\ Arg\ E}$$

$$1 + WACC\ real\ \$ = \frac{WACC\ nominal\ \$ - Inf\ Arg\ E + 1 + Inf\ Arg\ E}{1 + Inf\ Arg\ E}$$

$$1 + WACC\ real\ \$ = \frac{1 + WACC\ nominal\ \$}{1 + Inf\ Arg\ E} \qquad (2)$$

62. Si unimos las ecuaciones (1) y (2), teniendo en cuenta que *r Arg* no es otra cosa que el *WACC nominal $*, entonces nos queda:

$$1 + WACC\ real\ \$ = \frac{\frac{(1 + r\ USA)}{(1 + Inf\ USA\ E)} * (1 + Inf\ Arg\ E)}{1 + Inf\ Arg\ E}$$

$$1 + WACC\ real\ \$ = \frac{(1 + r\ USA)}{(1 + Inf\ USA\ E)} \quad (3)$$

63. Como se ve en la fórmula (3), no es necesario estimar la inflación en pesos para estimar la tasa real en pesos, ya que esta coincide con la tasa real en dólares, por el supuesto de partida. Cabe señalar que la ecuación (3) no es otra que la utilizada para convertir una tasa nominal en una tasa real, es decir, se le quita la inflación a la tasa nominal para llegar a la tasa real.

64. En síntesis, la pretendida conversión de tasa nominal en dólares a tasa real en pesos, provista por el informe de DELTA FINANZAS, es en realidad una conversión de tasa nominal en dólares a una tasa real en dólares. Por tanto, el WACC propuesto por los consultores de DELTA FINANZAS no tiene en cuenta el riesgo de inflación ni otros vinculados como el riesgo devaluatorio.

8.2 La igualdad de tasas reales

65. Si bien es muy común aceptar que las tasas reales son iguales en distintas monedas, esto se aplica fundamentalmente a las monedas de mercados desarrollados. Por el contrario, este supuesto no es tan adecuado para mercados emergentes. Existe un fenómeno conocido como *peso problem*[5], por el cual la diferencia entre tasas nominales podría no deberse sólo a los diferenciales de inflación sino a una prima por riesgo cambiario. Este fenómeno sería más común en mercados emergentes y el riesgo cambiario sería por posicionarse en una moneda más débil frente a una más fuerte.

66. En concreto, el *peso problem* sería la explicación a la paradoja que se dio en las tasas en Argentina en la década de los noventa. El hecho de que las expectativas de inflación en Argentina y USA fueran similares, y existiera un régimen de convertibilidad, llevaría a pensar que las tasas nominales debían ser iguales. Sin embargo, las tasas en pesos eran

[5] Cfr. Mishkin, F. S. 1984. Are Real Interest Rates Equal Across Countries? An Empirical Investigation of International Parity Conditions. The Journal of Finance, 39(5): 1345-1357, y Blejer, M. I. 1982. Interest Rate Differentials and Exchange Risk: Recent Argentine Experience. Staff Papers - International Monetary Fund, 29(2): 270-279.

ES COPIA FIEL

más altas que las tasas en dólares. La explicación basada en el *peso problem* sostiene que dentro de la tasa real en pesos había una prima por riesgo devaluatorio.

67. Tal como explicamos en nuestro informe, en la actualidad existen distorsiones que impiden estimar adecuadamente la prima por riesgo devaluatorio. Las distorsiones se deben a que el Banco Central estableció altas tasas de referencia en pesos para lograr frenar la inflación, situación que consideramos transitoria. Una vez que esta situación vuelva a la normalidad podría estimarse adecuadamente la prima por riesgo devaluatorio.

68. En síntesis, el informe de DELTA FINANZAS asume que las tasas de interés reales en dólares y en pesos son iguales sin dar ningún tipo de explicación acerca del *peso problem* y la posible prima de riesgo cambiario que se encontraría dentro de la tasa real en pesos. El hecho de que no pueda medirse adecuadamente la prima por riesgo devaluatorio no implica necesariamente que ésta no exista.

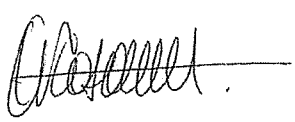
8.3 El uso de una tasa real en lugar de una nominal

69. La práctica habitual al momento de descontar un flujo de fondos es utilizar una tasa nominal. Para estimar una tasa nominal en pesos, debería pasarse de la tasa real en dólares a una tasa real en pesos, agregando la prima por riesgo devaluatorio; y finalmente, agregando la inflación esperada se obtendría la tasa nominal en pesos.

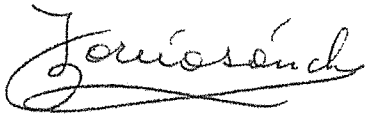
70. Sin embargo, en ciertas ocasiones de alta incertidumbre inflacionaria puede ser muy difícil estimar la evolución de los precios que serán utilizados en la proyección de los flujos de fondos. En esos casos, puede ser razonable proyectar los flujos sin tener en cuenta la variación posible de precios, es decir, se proyectarían los flujos a precios constantes, y luego deberían descontarse con una tasa real en lugar de la nominal.

71. Sin embargo, es muy importante señalar que esta metodología está dejando fuera de consideración toda variación de precios relativos en los ítems que componen los flujos de fondos. Dicho de otra manera, el supuesto necesario para que sea razonable utilizar una tasa de descuento real, en lugar de la nominal, es que la variación de precios sea homogénea en todos los componentes del flujo de fondos, en concreto, tanto los precios de venta como los costos deberían variar de igual modo y al mismo tiempo.

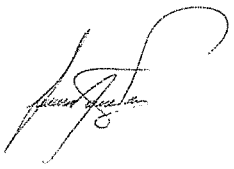
72. Por tanto, si los precios de venta o los costos tuvieran patrones de ajuste diferente, ya sea en el tiempo o en la cantidad, entonces sería necesario proyectar cada componente del flujo de fondos con su propio patrón de ajuste, para luego descontar el flujo resultante con una tasa de descuento nominal.



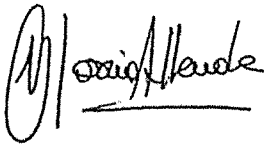
Ariel A. Casarin



Javier Garcia Sanchez



Lorenzo A. Preve



Virginia Sarria Allende

ES COPIA FIEL

gasNatural fenosa

ANEXO V

DESCRIPCION PLAN DE DE INVERSIONES

SAP 458181

PLAN DE INVERSIONES - GAS NATURAL BAN - 2017-2021

N° de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Monto (Millones de $$)
01	**Mantenimiento del Sistema de Distribución**	**Incluye todasactividades relacionadas con el mantenimiento preventivo y correctivo del sistema de distribucón en un todo de acuero con la nomativa vigente**	**1.078,1**
01.01	Renovación de red por fuga y acometidas	Renovación de red por fuga de media y baja presión en tramos menores a 13 mts y renovación de acometidas domiciliarias por nuevas acometidas en polietileno	359,8
01.02	Renovación de red por obsolecencia	Renovación de red de HºFº de Ciudad Evita	141,5
01.03	Adecuación de Estaciones de Regulación y Válvulas	Adecuación de estaciones de regulación y valvulas de línea por obsolecencia	283,5
01.04	Integridad	Plan anual de integridad de lineas de transmisión	143,2
01.05	Protección catódica	Mantenimiento preventivo y correctivo de instalaciones de protección catódica.	55,9
01.06	Mantenimiento de Sistema de medición de Clientes Industriales	Plan anual de mantenimiento preventivo y correctivo de sistema de medición de clientes industriales	51,7
01.07	Sustitución de Medidores	Sustitución de Medidores doméstico-residenciales por anomalías técnicas, fallas, deterioro y obsolescencia, provenientes de defirentes procesos (Urgencias, Operaciones domiciliarias, reclamos clientes, etc. (Total: 10.400 medidores)	42,5
02	**Confiabilidad del sistema de Distribución**	Incluye todas las inversiones relacionadas con refuerzos de red, desplazamientos, repotenciación de plantas reguladoras y control y calidad del sistema de distribución	**2.076,2**
02.01	Desplazamientos de redes AP y MP	Adecuación del sistema de distribución por cambios en el entorno urbano	83,3
02.02	Refuerzos Alta Presión y Media Presión	Obras de infraestructura en la red para la mejora operativa del sistema de distribución.	537,1
02.03	Repotenciaciòn de Estaciones de Regulación	Obras de repotenciación de estaciones de regulación para la mejora opertiva del sistema de distribución	442,7
02.04	Calidad de Gas	Adquisición de cromatógrafo y mantenimiento de odorización para el control de la calidad del suministro de gas natural	14,5
02.05	Control del Sistema de Distribución	Provisión e instalación de sistemas de telelectura Veribox y dataloggers	65,3
02.06	Control de Sistemas de Medición	Adquisisción de instrumentos y equipos para mejorar el control de los sistemas de medición	13,9
02.07	Actualización del GIS	Mantenimiento del sistema de georeferenciación	31,2
02.08	Planta Peak Shaving	Adecuacion operativa de la planta Peak Shaving	185,9
02.09	Sustitución de Medidores	Plan anual de sustitución de medidores trabados o con anomalías técnicas	121,9
02.10	Renovación del Parque de Medición	Plan anual de renovación de medidores obsoletos	579,4
03	**Expansion del sistema de Distribución**	**Incluye todas las inversiones relacionadas con la puesta en servicio de nuevos clientes y obras de expansion del sistema de distribución**	**1.459,0**
03.01	Expansion del sistema de Distribución	Obras de infraestructura en la red para el desarrollo de redes de distribución e incorporación de nuevos clientes	593,7
03.02	Crecimiento base de clientes	Construcción de acometidas e inspección y habilitación de instalaciones internas para la puesta en servicio de nuevos clientes residenciales y comenrciales	865,3
04	**Otras Inversiones**	**Inicuye las inversiones de actividades soporte para el desarrollo de la actividad**	**472,8**
04.01	Mantenimiento Edificio	Mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones edilicias relacionadas con la operación del sistema de distribución y la atención al cliente	65,9
04.02	Vehiculos	Renovación de flota operativa	68,5
04.03	Desarrollo de Software	Desarrollo y adecuación de los sistemas informáticos tendientes a mejorar la eficiencia de los proceso operativos y de servicio al cliente	215,7
04.04	Adquisición de Hardware	Renovación y adquisición de hardware que acompañe el desarrollo de software y modernización de los procesos de atención al ciente	122,7
TOTAL PLAN DE INVERSIONES 2017-201			**5.085,1**

ANEXO I

PLAN DE INVERSIONES - GAS NATURAL BAN - 2017

N° de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Fecha de Inicio (DD - MM - AAA)	Plazo Ejecución (Meses)	Monto (Millones de $$)
01	**Mantenimiento del Sistema de Distribución**	**Incluye todasactividades relacionadas con el mantenimiento preventivo y correctivo del sistema de distribucón en un todo de acuero con la nomativa vigente**		01/02/2017	11	194,6
01.01	Renovación de red por fuga y acometidas	Renovación de red por fuga de media y baja presión en tramos menores a 13 mts y renovación de acometidas domiciliarias por nuevas acometidas en polietileno	Zona de distribución	01/02/2017	11	64,6
01.02	Renovación de red por obsolecencia	Renovación de red de HºFº de Ciudad Evita	La Matanza	01/04/2017	9	41,0
01.03	Adecuación de Estaciones de Regulación y Válvulas	Adecuación de estaciones de regulación y valvulas de línea por obsolecencia	Zona de distribución	01/06/2017	7	48,3
01.04	Integridad	Plan anual de integridad de lineas de transmisión	Zona de distribución	01/04/2017	9	12,1
01.05	Protección catódica	Mantenimiento preventivo y correctivo de instalaciones de protección catódica.	Zona de distribución	01/02/2017	11	9,7
01.06	Mantenimiento de Sistema de medición de Clientes Industriales	Plan anual de mantenimiento preventivo y correctivo de sistema de medición de clientes industriales	Zona de distribución	01/04/2017	9	10,4
01.07	Sustitución de Medidores	Sustitución de Medidores doméstico-residenciales por anomalías técnicas, fallas, deterioro y obsolescencia, provenientes de defirentes procesos (Urgencias, Operaciones domiciliarias, reclamos clientes, etc. (Total: 10.400 medidores)	Zona de distribución	01/03/2017	10	8,5
02	**Confiabilidad del sistema de Distribución**	Incluye todas las inversiones relacionadas con refuerzos de red, desplazamientos, repotenciación de plantas reguladoras y control y calidad del sistema de distribución		01/04/2017	9	198,4
02.01	Desplazamientos de redes AP y MP	Adecuación del sistema de distribución por cambios en el entorno urbano	Zona de distribución	01/04/2017	9	7,1
02.02	Refuerzos Alta Presión y Media Presión	Obras de infraestructura en la red para la mejora operativa del sistema de distribución.	Zona de distribución	01/04/2017	9	35,9
02.03	Repotenciaciòn de Estaciones de Regulación	Obras de repotenciación de estaciones de regulación para la mejora opertiva del sistema de distribución	Zona de distribución	01/04/2017	9	46,2
02.04	Calidad de Gas	Adquisición de cromatógrafo y mantenimiento de odorización para el control de la calidad del suministro de gas natural	Zona de distribución	01/06/2017	7	2,8
02.05	Control del Sistema de Distribución	Provisión e instalación de sistemas de telelectura Veribox y dataloggers	Zona de distribución	01/06/2017	7	14,8
02.06	Control de Sistemas de Medición	Adquisisción de instrumentos y equipos para mejorar el control de los sistemas de medición	Zona de distribución	01/11/2017	2	5,4
02.07	Actualización del GIS	Mantenimiento del sistema de georeferenciación	Zona de distribución	01/05/2017	8	6,2
02.08	Planta Peak Shaving	Adecuacion operativa de la planta Peak Shaving	Zona de distribución	01/04/2017	9	10,7
02.09	Sustitución de Medidores	Plan anual de sustitución de medidores trabados o con anomalías técnicas	Zona de distribución	01/04/2017	9	21,9
02.10	Renovación del Parque de Medición	Plan anual de renovación de medidores obsoletos	Zona de distribución	01/04/2017	9	45,3
03	**Expansion del sistema de Distribución**	**Incluye todas las inversiones relacionadas con la puesta en servicio de nuevos clientes y obras de expansion del sistema de distribución**	**Zona de distribución**	**01/02/2017**	**12**	**261,8**
03.01	Expansion del sistema de Distribución	Obras de infraestructura en la red para el desarrollo de redes de distribución e incorporación de nuevos clientes	Zona de distribución	01/04/2017	9	100,9
03.02	Crecimiento base de clientes	Construcción de acometidas e inspección y habilitación de instalaciones internas para la puesta en servicio de nuevos clientes residenciales y comenrciales	Zona de distribución	01/02/2017	11	160,9
04	**Otras Inversiones**	**Inlcuye las Inversiones de actividades soporte para el desarrollo de la actividad**				130,4
04.01	Mantenimiento Edilicio	Mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones edilicias relacionadas con la operación del sistema de distribución y la atención al cliente	Zona de distribución	01/06/2017	7	14,2
04.02	Vehiculos	Renovación de flota operativa	Zona de distribución	01/06/2017	7	23,2
04.03	Desarrollo de Software	Desarrollo y adecuación de los sistemas informáticos tendientes a mejorar la eficiencia de los proceso operativos y de servicio al cliente	Zona de distribución	01/04/2017	9	46,87
04.04	Adquisición de Hardware	Renovación y adquisición de hardware que acompañe el desarrollo de software y modernización de los procesos de atención al ciente	Zona de distribución	01/04/2017	9	46,2
TOTAL PLAN DE INVERSIONES 2017			**ZONA DE DISTRIBUCIÓN**	**01/02/2017**	**11**	**786,1**

ANEXO II

RTI – PIN – DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS

Año 2017

01: Mantenimiento del sistema de distribución

Denominación del proyecto	**01.01: Renovación de red y acometida por fuga**
Objetivo del proyecto y justificación	Eliminación de fugas de gas en redes y acometidas por avisos provenientes del centro de atención de urgencias o del reseguimiento del sistema de distribución de gas por redes cumpliendo lo establecido en la NAG 100
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Este proyecto contempla la eliminación de pérdidas de gas detectadas en los sistemas de distribución de alta, media y baja presión. Esa tarea comprende, entre otras, la realización de trabajos de obra civil y mecánica en las redes de alta, media y baja presión y sus respectivos servicios industriales y domiciliarios, en cualquier material y diámetro, siendo la renovación de servicios domésticos/comerciales y la sustitución de cañerías las acciones específicas a desarrollar según corresponda. La zona de actuación involucra los 30 partidos en los cuales Gas Natural BAN es licenciataria. Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN, de los contratos vigentes y la previsión de actividad, se estima invertir en este proyecto M$ 64,6 (sin I.V.A.). La metodología de estimación de la inversión asociada a este proyecto se basa en las siguientes consideraciones: • Estimar la cantidad de fugas sobre red o acometida en función de los índices de fuga históricos de los sistemas a reseguir • Estimar la cantidad de metros de red a sustituir en función de valores históricos: 490 m • Estimar la cantidad de acometidas a renovar en función de valores históricos: 12.538 acometidas • Según el contrato marco técnico se estima el valor a diciembre de 2016 del precio unitario de renovación de acometidas y precio unitario medio de renovación de red: o Acometidas: $ 4.898 o Red: $ 5.064 • Incluye la adquisición de máquinas y herramientas relacionadas con reparación de fugas por M$ 0,7

Denominación del proyecto	**01.02: Renovación de red por obsolescencia**
Objetivo del proyecto y justificación	Renovación de red de HºFº, operada en baja presión, por red de PE operada en media presión en la localidad de Ciudad Evita partido de La Matanza.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	La red a renovar es una red de más de 50 años de antigüedad, opera en baja presión (22 mbares) y fue realizada por la Ex- Gas del Estado. La red se construyó en H°F°, material obsoleto, que ya no se utiliza en la industria del gas .y con los servicios en acero. La zona a renovar presenta un índice de fugas superior al que presentan los demás sistemas de distribución y las pérdidas que se detectan responden a cuestiones mecánicas (las uniones entre caños es mecánica). La eliminación de las fugas requieren grandes movimientos de tierra y con el tiempo se vuelven a repetir y los materiales requeridos no se consiguen en el mercado local Se prevé la renovación de la red en polietileno y en media presión (1.5 bar), con lo cual se logrará una mejora tecnológica, lo cual redundará en una mejor condición de presión de suministro, mayor niveles de confiabilidad operativa y un bajo nivel de pérdidas. Se prevé instalar 24.130 m de red de polietileno de varios diámetros y la renovación de 1.167 servicios Ver detalle en Anexo II – PROYECTOS RTI 2017 Proyecto Nº 01.03 Sobre la base de las contrataciones efectuadas por Gas Natural BAN, y en función de los costos relevados en el mercado, se estima una inversión en este proyecto de M$ 41,0 (sin I.V.A.), la que contempla tanto la provisión de los materiales como todas las actividades de desarrollo, proyecto, permisos, instalaciones, verificaciones y puesta en gas de la red instalada. Los montos de inversión se estima en base a los valores obtenidos para la etapa 5, en curso, a través de la cual podemos estimar un valor de referencia de 1480 $/m que incrementado por los valores de CPI, mano de obra propia, permisos y proyectos y actualizaciones correspondientes hemos considerado del orden de $ 1.697 $/m. Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria

	descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**01.03: Adecuación de estaciones de regulación y válvulas**
Objetivo del proyecto y justificación	Adecuación de las estaciones de regulación de presión y válvulas de bloqueo que presentaban signos de obsolescencia. El envejecimiento de las instalaciones hace necesaria la readecuación de mismas, a los efectos de brindar una mayor confiabilidad al sistema de distribución
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Gas Natural BAN cuenta en sus sistemas de distribución con 375 estaciones de regulación de presión (ERP) tanto aéreas como subterráneas, las que se encuentran distribuidas en los 30 partidos que conforman la jurisdicción de Gas Natural BAN Este proyecto prevé la adecuación integral o parcial de aquellas unidades de regulación que presentan grado de obsolescencia. La adecuación mecánica consistirá en reformas de las plantas, previéndose el cambio de reguladores, filtros, sistemas de seguridad, válvulas de bloqueo y cámaras de mampostería. Por último también se incluyen las siguientes actividades: i) colocación de segunda tapa de acceso a cámaras subterráneas, ii) reemplazo de espacios verdes por pisos de hormigón, iii) instalación de filtros con manómetro diferencial, iii) reemplazo de cerco perimetral, iv) instalación de puentes grúa. Ver Anexo II – PROYECTOS RTI 2017 Proyecto N° 01.03 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 48,3.-(sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.04: Integridad**
Objetivo del proyecto y justificación	Realizar la Gestión por Integridad en instalaciones en la zona de distribución de Gas Natural NBAN. Realizar las acciones necesarias para preservar la integridad de los sistemas de distribución de alta, media y baja presión. La gestión de integridad es una metodología que permite aumentar la confiabilidad de las instalaciones asegurando el correcto funcionamiento de los sistemas, reduciendo las posibilidades de accidentes que comprometan la seguridad de las personas y bienes

Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Este proyecto incluye las siguientes actividades: 1. **Llenado de espacio anular en cruces encamisados con material inerte -**: Relleno controlado del espacio anular con un medio inerte de caños encamisados en Líneas de Transmisión con el fin de prevenir eventuales focos corrosivos que pudiesen desarrollarse dentro de los mismos. Los sellos de estas instalaciones generalmente pierden eficiencia con paso del tiempo, situación que posibilita el ingreso de agua en su interior, convirtiendo estas instalaciones en puntos críticos desde el punto de vista del análisis de integridad. Estas reducen la amenaza de daños mecánicos y/o fuerzas externas, pero son un problema desde el paradigma corrosivo ya que la corriente de protección catódica no protege el caño conductor dentro del tramo encamisado; y si a eso le sumamos el problema del ingreso de agua, es una combinación perfecta para desarrollar corrosión. Para evitar esto y también alguna eventual pérdida, rotura o reemplazo de tramo, y a la vez reducir al mínimo la probabilidad de ocurrencias de esta amenaza, se realiza el rellenado de espacio anular. Con esto se logra aumentar los niveles de seguridad en operación de Líneas de Transmisión, mitigar la amenaza de corrosión en dichas Instalaciones y cumplimentar con los requisitos mandatorios de la normativa NAG 100-Parte O. 6 cruces a un precio unitario de 0,9 M$ => total= 5,3 M$ 2. **Estudios de Integridad, consultoría y compra de instrumental de Integridad. Líneas de Transmisión:** Dar soporte a los requerimientos del Plan de Gestión de Integridad de la Compañía recurriendo al estudio de las amenazas particulares que afectan a cada ducto mediante el acceso a nuevas tecnologías, nuevo software de gestión y análisis espacial, herramental adecuado, y el "Know How" necesario del personal para mantener una operación de Líneas seguras y consecuentemente cumplir con la normativa aplicable (NAG 100 - NAG 100 Parte O - NAG 100 Parte G). Esta actividad requiere una inversión de M$ 3,3 3. **Refuerzo de señalización de gasoductos de Alta Presión - Líneas de Distribución:** Reforzar la

	señalización en gasoductos de Alta Presión pertenecientes a Líneas de Distribución. La señalización de gasoductos junto al Programa de Prevención de Daños son las herramientas más importantes a la hora de mitigar la amenaza a la integridad "Daño a Terceros". Con el fin de disminuir los valores de riesgo por el impacto de esta en zonas pobladas y zonas rurales con sitios identificados, se requiere incrementar la densidad de señalización. 1306 unidades por un costo total de 3,5 M$ Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 12,1 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.05: Protección catódica**
Objetivo del proyecto y justificación	Las acciones que se deberán realizar se desglosan en las siguientes actividades: 1. **Renovación de Instalaciones de Protección Catódica - Renovación de Lechos Dispersores Profundos Recuperables e Instalaciones Auxiliares:** Dar respuesta a las demandas de corriente de los Sistemas de Protección Catódica con el fin de mantener los criterios de protección adoptados y en consecuencia proteger la red de acero contra la corrosión. El carbón calcinado se va separando de la columna por acción de las napas freáticas y los electrodos se cortan con el paso del tiempo y la acción del medio ácido. Esto más la obsolescencia de algunos materiales asociados a estas instalaciones hacen necesario la renovación integral de estas unidades. 2. **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Estaciones de medición continua de corrosión - Líneas de Transmisión:** Lograr más precisión y exactitud en la medición de velocidad de corrosión con el fin de obtener tiempos de reevaluación más precisos en Líneas de Transmisión y cumplir con las disposiciones y requisitos legales aplicables (NAG 100 - NAG 100 Parte O - NAG 100 Parte G). La tasa de corrosión es uno de los parámetros más importantes en el análisis de integridad y de corrosión, su valor junto con los parámetros operativos de las instalaciones determinan los

	periodos de re inspección en los planes de gestión de integridad. El objetivo de estas estaciones es poder recolectar valores continuos más certeros y a posteriori un análisis de riesgo más representativo. Durante el lapso de vida útil de las probetas se determina una curva corrosiva que permite determinar la velocidad de corrosión. El monitoreo a distancia del funcionamiento de las probetas, permitirá enviar datos continuos y detectar cualquier alteración de las variables eléctricas involucradas, redundando en un mejor análisis de agresividad del suelo. 3. **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Unidades de Protección Catódica por Corriente Impresa con Lechos Dispersores Profundos Recuperables / Cemento Conductivo:** Dar respuesta a las demandas de corriente de los Sistemas de Protección Catódica con el fin de mantener los criterios de protección adoptados y en consecuencia proteger la red de acero contra la corrosión. Debido a la reducción del valor de resistencia de cobertura de los revestimientos orgánicos provocada por el paso del tiempo, algunas redes incrementan su necesidad de corriente. Por ello y con el fin de ecualizar eficientemente las corrientes evitando altos valores de inyección que pueden promover potenciales polarizados que lleguen a la zona de producción de hidrógeno y/o potenciales que promuevan el despegue catódico, es que se realizan estas unidades.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Renovación de Instalaciones de Protección Catódica - Renovación de Lechos Dispersores Profundos Recuperables e Instalaciones Auxiliares:** Se incluye la adquisición de materiales (carbón, electrodos, equipo rectificador) y Readecuación Civil / Protección Catódica de Unidad de Protección Catódica por Corriente Impresa con Pozo Dispersor Profundo Recuperable. Se adjuntan los siguientes documentos: IT.07258.AR-DG (Instalación de ánodo dispersor de corriente, profundo-recuperable) - NT-1127-0 (Procedimiento de Instalación y Puesta en Marcha de UPCCI's) -

	Planos Tipo Instalaciones de UPCCI's (1004-1017-1027-1036-1042) - NT-1014 (Especificación de Equipo rectificador monofásico manual a diodo de Si, con salida 60V-30A) - Especificación de carbón calcinado - Especificación de electrodos M.O.M. Renovación de 35 unidades con una inversión total de 6,1 M$ 2. **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Estaciones de medición continua de corrosión - Líneas de Transmisión:** Se incluye la construcción de Obra Civil/Protección Catódica de Estación de Medición de velocidad de corrosión con 4 probetas ER y equipo de monitoreo remoto incorporado. Se adjuntan los siguientes documentos: Especificación probetas ER - Especificación Sistema de Telemetría para Probetas ER - Plano Tipo PA-1008 (Mojón indicador con CMP). Comprende 2 unidades con una inversión total de 0,4 M$ 3. **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Unidades de Protección Catódica por Corriente Impresa con Lechos Dispersores Profundos Recuperables / Cemento Conductivo:** Se incluye adquisición de materiales (carbón, electrodos, camisas, equipo rectificador) y Construcción de Obra Civil / Protección Catódica de Unidad de Protección Catódica por Corriente Impresa con Pozo Dispersor Profundo Recuperable en los sistemas de alta presión y red de media presión. Para el caso de las Unidades con Cemento Conductivo los materiales son cemento conductivo, electrodos y equipo rectificador. Se adjuntan los siguientes documentos: IT.07258.AR-DG (Instalación de ánodo dispersor de corriente, profundo-recuperable) - NT-1127-0 (Procedimiento de Instalación y Puesta en Marcha de UPCCI's) - Planos Tipo Instalaciones de UPCCI's (1004-1017-1027-1036-1042-1050-1051) - NT-1014 (Especificación de Equipo rectificador monofásico manual a diodo de Si, con salida 60V-30A) - Especificación de carbón calcinado - Especificación de electrodos M.O.M. - Especificación de Ánodos y Cemento Conductivo. 6 nuevas instalaciones con un costo

	total de 3,2 M$ Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 9,7 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.06: Mantenimiento del sistema de medición de clientes industriales**
Objetivo del proyecto y justificación	Las acciones a desarrollar en el proyecto son las siguientes: 1. **Reemplazo habitual de Medidores y Unidades Correctoras:** Mantener las mediciones de los volúmenes de los clientes industriales dentro de las especificaciones indicadas por el regulador y los fabricantes. Actualización tecnológica por obsolescencia 2. **Modificación de Instalaciones en Clientes Industriales**: Adecuación de instalaciones a la normativa. Reemplazo de medidores de distinta tecnología, cambios de consumo. Optimización de los sistemas de medición. 3. **Equipamiento para el área de Instrumentación y laboratorio de calibración**: Mantener el equipamiento conforme a las nuevas tecnologías, reemplazo de equipamiento obsoleto o deteriorado. Cumplir con los requisitos normativos en cuanto al estado de los sistemas de medición, detectores de mezcla explosiva, mantenimiento de los sistemas SCADA y registradores de presión. Mantener el equipamiento del laboratorio a la NORMA ISO 17025 4. **Modificación del reglamento del servicio de distribución**: Instalar correctores de volumen en clientes sin corrección de volumen por factores de presión, temperatura y factor de compresibilidad. Debido a la instalación de nuevos correctores de volumen, es necesario adecuar las instalaciones de los clientes, reemplazar medidores que no son aptos para funcionar con unidades correctoras. Adecuar las instalaciones conforme a normativa.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Reemplazo habitual de Medidores y Unidades Correctoras**: Reemplazo de 120 medidores de tipo rotativos, turbina y diafragma industriales y 70 Unidades correctoras electrónicas. Inversión: M$ 2,7 2. **Modificación de Instalaciones en Clientes Industriales**: Adecuación de las instalaciones de los clientes industriales de la compañía. Adecuación conforme a la normativa vigente. Incluye

	M$ 1,8 por la calibración de medidores ultrasónicos de Siderca y Rossetti), M$ 0,9 para mantenimiento de 14 válvulas telecomandadas - parte inversión)y M$ 0,3 por costos operación de medidores ultrasónicos. Inversión: M$ 3,6 3. **Equipamiento para el área de Instrumentación y laboratorio de calibración**: adquisición de instrumental para tareas habituales del área Instrumentación de Medición y adecuación del laboratorio móvil (Manómetros digitales, multímetros, simuladores de señal, etc) . Inversión M$ 1,1 4. **Modificación del reglamento del servicio de distribución:** i) Instalación de 60 nuevos correctores de volumen debido a modificaciones regulatorias y requisitos NAG-102; ii) Reemplazo de 30 nuevos medidores debido a modificaciones del reglamento y regulatorias NAG-102. remplazo de medidores a diafragma por rotativos. Reemplazo de medidores obsoletos y discontinuados de fabricación. Inversión: M$ 3,0 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 10,4 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.07: Sustitución de Medidores**
Objetivo del proyecto y justificación	Sustitución de Medidores doméstico-residenciales por anomalías técnicas, fallas, deterioro y obsolescencia, provenientes de diferentes procesos (Urgencias, Operaciones domiciliarias, reclamos clientes, etc.)
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Se estima que se sustituirán 10.400 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 8,5. (sin I.V.A.)

02: Confiabilidad del sistema de distribución

Denominación del proyecto	**02.01: Desplazamientos de redes AP y MP**
Objetivo del proyecto y justificación	Adecuación del sistema de distribución por cambios en el entorno urbano
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Se incluyen varios desplazamientos derivados de las acciones de vigilancia periódica de la red que se desarrollan durante el año. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN se han considerado los posibles

	desplazamientos a realizar durante el año, por motivos de seguridad. En función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 7,1 (sin I.V.A.). Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**02.02: Refuerzos AP y MP**
Objetivo del proyecto y justificación	Obras de infraestructura en la red de para la mejora operativa del sistema de distribución
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Las obras que comprenden este proyecto, facilitarán el suministro de gas a nuevos usuarios y a su vez posibilitarán el incremento de consumo por parte de clientes existentes, como así también mantener los niveles adecuados de presión de los sistemas de distribución. Ver detalle de proyectos en Anexo II – PROYECTOS RTI 2017 Proyecto Nº 02.02 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 35,9 (sin I.V.A.) Este rubro se compone de 2 proyectos de refuerzo en alta presión (330 m) en acero por un total de M$ 3,4 y 11 proyectos en media presión (3.820 m) en acero y polietileno, por un total de M$ 8,0, que comprende la realización de tendido de cañerías en varios diámetros y materiales. También se ha considerado las erogaciones correspondientes al CPI permisos e ingeniera de detalles, proyección de servidumbres por un total de M$ 24,5 correspondiente a la primera etapa del refuerzo de alta presión de Mercedes. Ver detalles de proyectos en Anexo II – PROYECTOS RTI 2017 Proyecto Nº 02.02 Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria descriptiva, redacción de pliego

	• Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**02.03: Repotenciación de estaciones de regulación**
Objetivo del proyecto y justificación	Obras de infraestructura en la red de para la mejora operativa del sistema de distribución
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Las obras que comprenden este proyecto, facilitarán el suministro de gas a nuevos usuarios y a su vez posibilitarán el incremento de consumo por parte de clientes existentes, como así también mantener los niveles adecuados de presión de los sistemas de distribución. Son 4 obras de modificación integral de estaciones de regulación en distintos partidos de la zona de distribución Ver Anexo II – PROYECTOS RTI 2017 Proyecto Nº 02.03 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 48,2.-(sin I.V.A.) Este rubro se compone de 3 adecuaciones integrales de plantas por un total de M$ 30, la construcción de una nueva estación de regulación por M$ 8,1 y la inclusión de los costos ingeniería de detalle, CPI y permisos del city gate Mercedes asociado al refuerzo de alta presión mencionado precedentemente, por un total de M$ 10,2 En el caso de los city-gate (Cardales y Del Viso) y en función de las presiones de trabajo, caudales, complejidad, envergadura y características distintivas como por ejemplo, conexiones a Transportistas, tanques de choque, reemplazo de medidores, posibles compras de terrenos adecuados o establecimiento de servidumbres, se ha considerado en función de experiencia previa un valor medio de M$ 14,5 para cada una. Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**02.04: Calidad de gas**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto contempla las siguientes actividades: 1. Recambio del cromatógrafo de línea del puente de transferencia con Metrogas de La Matanza . El equipo en cuestión, cuya tecnología se encuentra obsoleta, ya no cuenta con reposición de repuestos por parte del proveedor. La inversión tiene en cuenta la adquisición de dos equipos de medición de contenido de odorante (TBM) en el gas natural y sensores electroquímicos para recambio de los equipos existentes. Estos equipos son de campo y se utilizan para determinar la concentración de odorante que reciben los clientes en los distintos puntos de muestreo de acuerdo al odorizador involucrado. El recambio de las reguladoras internas de seis equipos de odorización marca Mirbla (dos por equipo) de manera de optimizar el funcionamiento de los odorizadores por desgaste de los cuerpos e interiores de las mismas. Corresponde a la segunda etapa de recambio. El proyecto contempla el recambio de las reguladoras internas de seis equipos de odorización marca Mirbla (dos por equipo) de manera de optimizar el funcionamiento de los odorizadores por desgaste de los cuerpos e interiores de las mismas. Corresponde a la segunda etapa de recambio. 2. Recambio de las reguladoras internas de cinco equipos de odorización marca Mirbla (dos por equipo) de manera de optimizar el funcionamiento de los odorizadores por desgaste de los cuerpos e interiores de las mismas. Corresponde a la primera etapa de recambio. El proyecto contempla la adquisición de un equipo a instalar en una city gate de manera de controlar por cromatografía gaseosa la cantidad de odorante inyectado en la red .
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. Cromatógrafo: La especificación técnica del grupo para la adquisición del equipo es la ES.02924.GN-DG Equipos para el control de la calidad del gas para las condiciones generales y se agregan condiciones particulares en función de la instalación existente. 2. Reguladoras para odorizador: Cada equipo lleva dos reguladoras. Una de ellas de presión máxima 2 bares con diafragma de teflón y sin venteo y la otra

	es de presión máxima hasta 7 bares. Ambas son del tipo RP67FR. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores y de precios de materiales de mercado se estima un presupuesto de ejecución de M$ 2,8 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.05: Control del sistema de distribución**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto contempla las siguientes actividades: 1. Provisión e instalación de 35 dataloggers por año, 25 como reemplazo de unidades obsoletas y afectadas por fallas, y 10 como crecimiento gradual del control de la red. 2. Provisión e instalación de 25 Veribox por año, 5 como reemplazo de unidades afectadas por fallas, de 5 para cubrir el crecimiento del parque de clientes GU y 15 para reemplazar por completo otros sistemas de tele medición obsoletos instalados en el mercado de GNC. 3. Equipamiento de Sistema SCADA: Adquisición de instrumentos y equipos para garantizar la funcionalidad de los sistemas de campo. Actualización tecnológica. Incluye además la adquisición de RTU's 4. Adquisición de dataloggers para la determinación del factor de carga
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. Datalogger: Registrador de presión manométrica electrónico (Data logger) programable, con toma de conexión neumática a proceso, capacidad de memoria mínima de 128 Kb, baterías reemplazables de al menos 2 años de duración, gabinete IP-54, certificado para zonas clasificadas clase 1, división 1, grupo D(NEC 500), rango de temperatura de operación de -20 a +50 °C y humedad de 0% a 95%, sin condensación, error o desvío máximo admisible será de +/ 2% del fondo de escala, de dos entradas de presión rango 0-3 bar m y 0-30 bar. Reguladoras de equipos Mirbla: Cada equipo lleva dos reguladoras. Una de ellas de presión máxima 2 bares con diafragma de teflón y sin venteo y la otra es de presión máxima hasta 7 bares. Ambas son del tipo RP67FR. 2. Veribox: Equipo capaz de ser conectado al puerto serie de datos de la Unidad Correctora de Volumen y tomar del mismo los datos de Volumen Bruto, Volumen Corregido, Presión,

	Temperatura, Alarmas y Registros de auditoría. 3. Sistema SCADA: Adquisición de instrumental de campo, transmisores de presión, transductores de presión corriente, protecciones de descarga eléctrica, plc´s, etc. Incluye la compra de 15 RTU's por M$ 7,2 4. Instalación de data loggers en la red de distribución para la determinación del factor de carga residencial/comercial Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 14,8 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.06: Control del sistema de medición**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto contempla las siguientes actividades: 1. Adquisición de Banco de Toberas: Disminución de tiempos y dar mayor respuesta a los reclamos de los clientes y el regulador sobre la verificación de medidores domiciliarios. Estudio del parque de medidores instalados. 2. Adquisición de Banco de Calibración: Disminución de tiempos y dar mayor respuesta a los reclamos de los clientes y el regulador sobre la verificación de medidores domiciliarios. Estudio del parque de medidores instalados.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. Adquisición de Banco de Toberas sónicas de 5 posiciones. Adecuación instalaciones del Laboratorio. 2. Adquisición de Banco de Calibración para medidores rotativos, turbinas y diafragmas hasta 2500 m3/h. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 5,4 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.07: Actualización GIS**
Objetivo del proyecto y justificación	El objetivo de esta inversión es mantener actualizada la red y sus elementos auxiliares, en el GIS ICARO BAN, incorporando las obras de red geográficamente asociadas a nueva cartografía. Generando además la cartografía de escala adecuada (barrios cerrados, countries, modificación de manzanas por cesión de calles, subdivisiones, urbanización, etc.) necesaria para la captura de la red en nuevas zonas en gasificación y/o en zonas de redes existentes, donde no se dispone de cartografía base, realizando a la vez trabajos adicionales en el

	GIS relacionados con la actualización cartográfica, vinculación de nuevos clientes a través de la georeferenciación de los mismos. 1. De esta forma se garantiza la evolución hacia la completitud e integración de los datos disponibles, para hacer más eficiente la gestión de consultas y/o el análisis de la información del sistema ICARO por las áreas técnicas y comerciales (CCAU, SS.TT, Construcciones, Prev. Daños, Ventas, etc.). Agilizando los trabajos de simulaciones de red con winflow, lo que permite optimizar año a año las inversiones en refuerzos de red, como así también el correcto análisis de la explotación de la infraestructura existente y de la necesaria para permitir el crecimiento del mercado en nuevas zonas.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	• Incorporar Aprox. 400 Km de Red nueva. • Georeferenciar y vincular 50.000 Clientes existentes. • Georeferenciar y vincular 40.000 Clientes que se incorporan. • Generación de 90 has. Cartografía base. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 6,2.-(sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.08: Planta Peak Shaving**
Objetivo del proyecto y justificación	Adecuaciones varias de planta para mejora de procesos y mantenimiento preventivo. Incluye las siguientes actividades: 1. Repintado del tanque de almacenamiento de GNL, a fin de mejorar el sistema anticorrosivo y aumentar la protección del tanque. 2. Instalar nuevos sistemas de detección y de señalización a fin de incrementar el nivel de seguridad de la 3. Contar con nuevo instrumental y herramental a efectos de facilitar los controles de los procesos y la ejecución de los trabajos de mantenimiento 4. Remplazo de equipos de procesos, por obsolescencia o por no contar con repuestos en el mercado 5. Adquisición de un tanque cisterna para transporte de combustible que cumpla con las normas de aplicación , para la alimentación del equipo de generación eléctrica , y la bomba diesel del sistema contra incendio 6. Remplazar por obsolescencia el

	interruptor de alta potencia del sistema de alimentación de la planta 7. Reformar y reacondicionar el centro de control de la planta, con el fin de adecuarlo al nuevo estándar producto de las actualizaciones tecnológicas efectuadas.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. La obra consistirá en la limpieza de las superficies metálicas mediante técnicas abrasivas y posteriormente aplicar una combinación de pinturas epoxidicas y poliuretánicas . El repintado incluye los sistemas de cañerías instalados en el techo del tanque de almacenamiento. Las dimensiones del tanque a pintar son de 44,25 m de alto x 46,7 m de diámetro. Norma a aplicar: Norma NAG 123. Inversión M$ 4,2 2. Extensión de los lazos de detección , instalación de nuevos sistemas de detección y extinción en zonas desprotegidas e instalación de dispositivos de señalización opto-acústicos, los que se detallan a continuación: - Sistema de detección de incendios para proteger los siguientes sectores: Almacén, Comedor, Taller y Depósito - En el almacén se instalarán dispositivos para aviso manual de incendio y detección de humo fotoeléctrica - En el comedor se instalarán dispositivos para aviso manual de incendio y detección de humo fotoeléctrica. Se utilizará canalización sistema DAISA o similar. -En el taller se instalarán dispositivos para aviso manual de incendio y detección térmica. Se utilizará canalización sistema DAISA o similar -En el depósito de inflamables se instalarán dispositivos para aviso manual de incendio y detección térmica. -Nuevo sistema de detección y extinción por agua fraccionada en los transformadores de potencia de 33/2,3 KV y 2,3 /0,4 KV . Normas de aplicación: FPA 59 A - NFPA 72. Inversión M$ 4,1 3. Adquisición de analizador de vibraciones para ejecutar el mantenimiento predictivo de todos los equipos rotativos de planta. Adquisición de herramienta hidráulica de torque y torsión para el mantenimiento de equipos y el ajuste preciso en el armado de acuerdo a los torques especificados por cada fabricante. Inversión M$ 0,3

	4. Adquisición y reemplazo de válvulas de control del sistema de transferencia térmica por desgaste y obsolescencia. Se considera necesario el reemplazo de 4 válvulas de control de temperatura de los siguientes diámetros: 1"S 600, 2" S300, 1 1/2" S150, 1" S150. Inversión M$ 0,25Compra de un tanque cisterna de 1000 a 1500 litros para transporte de gas oíl para alimentar los siguientes equipos: -Generador eléctrico de 1000 Kw -Bomba diesel del sistema contra incendio -Normas / leyes. de aplicación: Ley 13660, Ley de Transito : 24449. Inversión M$ 0,5 5. Instalación interruptor de potencia: Inversión M$ 0,2 6. Adquisición y reemplazo de un interruptor de alta potencia de 33 kV en el centro de control de motores. El interruptor a reemplazar permite el corte de la alimentación eléctrica a toda la planta. Norma a cumplir: IEC 62271-100 Standard. Inversión M$ 0,7 7. Readecuación civil de la sala de control y sala de racks de la Planta, cuya dimensión es de 7,30m x 10.85m , lo cual consistirá en: -Cambio piso técnico -Reemplazo del techo y luminarias -Instalación de nuevo mobiliario - Colocación de equipos en racks de visualización. -Instalación de ventanas Inversión M$ 0,7 Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN, en función de las contrataciones anteriores y consultas con diversos proveedores, se estima un presupuesto de ejecución de M$ 10,7 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.09: Sustitución de medidores**
Objetivo del proyecto y justificación	Plan anual de sustitución de medidores trabados o con anomalías técnicas
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Reducir el incremento de Gas Natural No Contabilizado. Proyecto recurrente que se llevará a cabo durante todo el quinquenio. Sustitución de 18.000 medidores para uso residencial/comerciales que se identifiquen como trabados o con anomalías que dificultan la lectura (visor roto/empañados, etc). Previamente al cambio de los medidores se debe realizar una verificación de funcionamiento Sobre la base de la experiencia de Gas

	natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 21,9 (sin I.V.A.). Para la valorización económica se toma $ 1.219 como costo unitario de la operación.

Denominación del proyecto	**02.10: Renovación del parque de medidores**
Objetivo del proyecto y justificación	Reducir el Gas Natural No Contabilizado mediante la sustitución de medidores residenciales/comerciales con deficiencias en la medición producto de su obsolescencia. Proyecto recurrente que se llevará a cabo durante todo el quinquenio.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Sustitución de 20.000 medidores residenciales/comerciales con anomalías en la medición (obsoletos).Sustitución de 1.000 medidores comerciales a diafragma por medidores rotativos, previa modificación de la instalación del cliente. Adquisición de instrumental de medición y de detección de instalaciones enterradas. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 45,3 (sin I.V.A.).

03: Expansión del sistema de distribución

Denominación del proyecto	**03.01: Expansión del sistema de distribución**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad la construcción de obras de infraestructura necesarias para abastecer con gas natural a zonas sin suministro (incluye de ser necesario la construcción de ERP correspondiente)
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Son 6 obras en total cuya descripción se encuentra en Ver Anexo II – PROYECTOS RTI 2017 Proyecto Nº 03.01 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 100,9 (sin I.V.A.). Este conjunto de proyectos que comprende la implantación de 2 nuevas reguladoras (incluida la posible compra de terrenos) con una inversión asociada de M$ 16,3, infraestructura de alta presión (11.750 m) con una inversión total de M$ 67,3 e infraestructura de media presión (5.960 m) de distintos diámetros con una inversión total de M$ 17,3

Denominación del proyecto	**03.02: Crecimiento de la base de clientes**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad que toda aquella persona o empresas que cumpla con los requisitos técnicos y administrativos establecidos por la normativa existente pueda acceder al servicio de gas natural por redes. En el área de concesión de Gas Natural BAN hay un mercado potencial de 300.000 viviendas que no tiene suministro y podrían poseer las condiciones técnicas necesarias para acceder al servicio. Este proyecto incluye los trabajos necesarios para que, en caso de haber disponibilidad de redes existentes o, el futuro cliente residencial, comercial o industrial, se construya la correspondiente extensión, pueda acceder al servicio.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Los trabajos incluidos en el presente proyecto son los siguientes: 1. Construcción de servicios. 2. Perforación y puesta en carga de acometidas existentes 3. Colocación de medidor, conjuntamente o no a la realización de la acometida 4. Corte de servicios existentes. Se estima que para el año 2017 se incorporarán 48.957 nuevos clientes residenciales, 834 nuevos clientes comerciales, 11 nuevos clientes industriales y 6 GNV. La inversión unitaria promedio por tipo de cliente es la siguiente: 1) Residencial: 3.168,4 $/cliente 2) Comercial: 5.590 $/cliente 3) Industrial: 43.771 $/cliente 4) GNC: 83.759 $/cliente (es preciso destacar que la revisión del proyecto de la Estación de Servicio tiene un costo de 44.000 $/cliente) Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima que la inversión para la incorporación de nuevos clientes es de M$ 158,6. (sin I.V.A.)

04: Otras inversiones

Denominación del proyecto	**04.01: Mantenimiento edilicio**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad el mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones edilicias relacionadas con la operación, gestión y administración del sistema de distribución y la atención al cliente.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 14,2 (sin I.V.A.).

Denominación del proyecto	**04.02: Vehículos**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad la renovación de la flota operativa por obsolescencia y el control total de la flota a través de instalación de rastreadores satelitales.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las compras anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 23,2 (sin I.V.A.). La inversión está compuesta de la siguiente manera: 1. Instalación de rastreo satelital para mejora de la eficiencia de la flota operativa: M$ 0,7 2. Adquisición de 42 vehículo tipo sedan (Fiat Palio o similar) 13 vehículos tipo industrial (furgon MB Sprinter, Peugeot Partner o similar) 2 camiones (MB 1712/48 y MB. 712c/37 o similar)y un vehículo de alta dirección. Inversión M$ 22,5

Denominación del proyecto	**04.03: Desarrollo de software**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad el desarrollo y adecuación de los sistemas informáticos tendientes a mejorar la eficiencia de los procesos operativos y de servicio al cliente. Incluye los siguientes proyectos: 1. **Proyecto CyberSecurity - Gestion de disp. Móviles**: Disponer de un aplication center donde residan aplicaciones securizadas. La aplicación que se ejecute en el dispositivo con los datos encriptados y la trasmisión tunelizada (MAM). Despliegue previsto, en el alcance del proyecto, a todos los dispositivos (Moviles y Tablets) pertenecientes a la capa directiva del grupo (Directores y Responsables de departamento). Capacidad para extenderse al resto de dispositivos del

	grupo de forma progresiva, por requerimientos de otros proyectos en el futuro. 2. **Proyecto CyberSecurity - Proxys de Navegación**: Implantar solución de proxys de navegación corporativa de McAfee 3. **Fiscalidad - Normas tributarias**: Desarrollos de aplicaciones para el cumplimiento de normas tributarias tanto nacionales como provinciales o municipales, solicitados por organismos oficiales como AFIP, ARBA o AGIP. 4. **Compras - Autenticidad de Facturas AFIP:** Instalación de software de verificación de autenticidad de facturas (AFIP) 5. **Proceso Integral de Expansión:** Este proyecto permitirá la implementación de mejoras operativas que tiendan a agilizar y asegurar los circuitos de seguimiento y control relacionados con la puesta en gas de nuevos clientes, la trazabilidad de la documentación recibida y la implementación de un Formulario Único de Solicitud (FUS) o Resguardo de toda la documentación presentada en una carpeta compartida por los diferentes sectores , desde la solicitud por el Gestor de Expansión, siguiendo por la intervención de las unidades de Planificación y Proyectos hasta la confección de la información final o Identificación de cada uno de los documentos que conforman el FUS, como ser: Plano de Detalle; Plano de Ubicación, Plancheta Catastral, etc 6. **Desarrollo de un Módulo Integral de Factibilidades y Proyectos:** Generar una herramienta informática que posibilite el registro integral de todas las factibilidades solicitadas en la compañía, tanto para clientes comerciales como industriales 7. **Mantenimiento Evolutivo de las Aplicaciones de Negocio y desarrollos regulatorios** 8. **Fondo Compensador Subsidio Patagónico:** cumplimentar el Anexo 1-B y o Generación del Anexo 1 (Información referida a la Percepción del Fondo por parte de los Productores) 9. **Automatización de reclamos:** Desarrollo de la contestación automática de la totalidad de las Reclamaciones (exigencia Regulatoria) 10. **Software de backup:** Adquisición de software para realizar backups de imagen de máquinas para resguardo 11. **Inclusión de Mejoras en la WEB de**

	Matriculados 12. **Inclusión de Mejoras en el Sistema COLABORAR**: Tratamiento y gestión de todas las actividades realizadas por las empresas contratistas, relacionadas con clientes y/o potenciales clientes, materiales asociados y control de sus stocks 13. **Seguimiento y Control de Cortes por Fuerza Mayor en Instalaciones de Clientes (F-1022)** 14. **Mejoras en los procesos de Cierres y Retiros de Medidores (OC y OR)** 15. **Actualización Software diseño de factura:** Actualización de la versión 3.0 actualmente en Producción, sin soporte, a la última disponible del mercado para poder contar con el soporte oficial ante cualquier inconveniente que se presente en su utilización ya que éste software es imprescindible para diseñar nuestras formularios de facturas. 16. **Movilidad para Puesta en Servicio, Inspección y Operaciones domiciliarias:** Este proyecto se engloba dentro del objetivo de desarrollar una nueva plataforma de movilidad homogénea para todo el Grupo GNF, dentro de esta plataforma existen dos soluciones diferenciadas una para operaciones de campo en el ámbito de la Distribución y otra para fuerza de ventas en el ámbito de Comercialización 17. **Adquisición y desarrollo de aplicaciones informáticas que permitan una gestión integral del GNNC (control y detección)** 18. **Smart Meeters:** Costo anual de licencia
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Incluye los siguientes proyectos: 1. **Proyecto CyberSecurity - Gestion de disp. Móviles:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 905 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 2. **Proyecto CyberSecurity - Proxys de Navegacion:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 2.060 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,8 3. **Fiscalidad - Normas tributarias:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 2.500 horas de desarrollo con una inversión de M$ 1,0 4. **Compras - Autenticidad de Facturas AFIP:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 5. **Proceso Integral de Expansión:** Las

	principales adecuaciones a realizar son las siguientes: a. Adecuación de los actuales módulos del Sistema SC, para la incorporación y tratamiento de los datos que conformar el FUS (entre otros: Tipo de Solicitud; N° de Cuit/Cuil; teléfonos; celular; Tipo de viviendas: Doméstico Unifamiliar o Multifamiliar, Comercial, Pequeña Industria, Terrenos Baldíos-; Cantidad de Adherentes y No Adherentes; etc.) b. Adecuación de la Nómina de Artefactos y sus consumos, consolidada con todos los sectores intervinientes c. Generación automática de mails en puntos críticos del circuito a los sectores involucrados para agilizar los procesos y dar rápida respuesta d. Incorporación de un campo complementario a los rechazos para una mejor exactitud de las novedades, de caras de aportar una más clara información a los solicitantes e. Incorporación de controles y alertas para la verificación de los consumos presentados en el Formulario F-3.5 Finales vs la Factibilidad otorgada f. Para los clientes Comerciales y/o Industriales se, requerirá información complementaria de los consumos m3/h de utilización de los artefactos; cantidad de días y meses de consumo, si se trata de consumos estacionales, etc. Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 3.618 horas de desarrollo con una inversión de M$ 1,4 **6. Desarrollo de un Módulo Integral de Factibilidades y Proyectos**: Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 3.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 1,2 **7. Mantenimiento Evolutivo de las Aplicaciones de Negocio y desarrollos regulatorios:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 28.520 horas de desarrollo con una inversión de M$ 11,7 **8. Fondo Compensador Subsidio Patagónico:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 9. **Automatización de reclamos:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural

	BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 10. **Software de backup:** Sobre la experiencia de Gas Natural en la adquisición de este tipo de aplicaciones se estima una inversión de M$ 0,2 11. **Inclusión de Mejoras en la WEB de Matriculados: :** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 12. **Inclusión de Mejoras en el Sistema COLABORAR**: Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 13. **Seguimiento y Control de Cortes por Fuerza Mayor en Instalaciones de Clientes (F-1022): :** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 14. **Mejoras en los procesos de Cierres y Retiros de Medidores (OC y OR): :** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 15. **Actualización Software diseño de factura:** Actualización de la versión 3.0 actualmente en Producción, sin soporte, a la última disponible del mercado para poder contar con el soporte oficial ante cualquier inconveniente que se presente en su utilización ya que éste software es imprescindible para diseñar nuestras formularios de facturas. Sobre la experiencia de Gas Natural en la adquisición de este tipo de aplicaciones se estima una inversión de M$ 0,5. 16. **Movilidad para Puesta en Servicio, Inspección y Operaciones domiciliarias:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 23.400 horas de desarrollo con una inversión de M$ 9,4 17. **Adquisición y desarrollo de aplicaciones informáticas que permitan una gestión integral del GNNC (control y detección):** Sobre la experiencia de Gas Natural en la adquisición de este tipo de aplicaciones se estima una inversión de M$ 16,0 18. **Smart Meeters: M$ 1,5** Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 46,9 (sin I.V.A.).

Denominación del proyecto	**04.04: Adquisición de hardware**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad la renovación y adquisición de hardware que acompañe el desarrollo del software y modernización de los procesos comerciales, técnicos, administrativos y de atención al cliente. 1. **Actualización Hardware de Red**: Actualizar por obsolescencia routers y switches de la red de datos 2. **Renovación y actualización SCADA etapa I:** Actualizar las estaciones de la red SCADA por cambio de banda de telecomunicaciones debido a una imposición de la CNC. Se propone cambiar la totalidad de las radios de las estaciones remotas de la red SCADA, las radios masters de los nodos San Martin 1 y 2, Zárate, San Andres de Giles y General Rodríguez y las antenas de los Nodos. Las radios Propuestas son GE MDS Orbit MCR 3. **UPS Nodos SCADA:** Dotar de UPS a los Nodos de la Red SCADA 4. **Crecimiento vegetativo de puestos de trabajo**: Puestos de trabajo adicionales por pedido de otros sectores 5. **Actualización del parque microinformático**: Para cumplir con la norma n-1 y el retiro del soporte de Windows XP se reemplazaran ~250 pcs para el 2017. Luego podemos reemplazar un % del parque en forma anual para que la antigüedad de los equipos no supere los 4 años con el objetivo de mantener rendimiento optimo con entornos operativos modernos 6. **Reingeniería Red Datos:** Reingeniería de la red de datos de todas las sucursales para disponer de mayor confiabilidad de enlaces. 7. **Hosting Cobro con tarjetas**: Migrar a un ambiente global la aplicación de autorizaciones de pagos con TC, por exigencia de las Tarjetas de Crédito. 8. **Cambio UPS Centro de Cómputos**: Cambiar por obsolescencia UPS del centro de cómputos Central 9. **WiFi Sucursales comerciales:** Dotar a las sucursales comerciales y CIS de señal WiFi gratis para los clientes 10. **Ampliación y Backup Red de Datos**: Ampliación de los AB de la red de datos y Backup de los centros principales. 11. **Terminal de autoconsulta**: Desarrollo de terminales de autoconsulta para los

	Centros de Atención y Corresponsalías
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Este proyecto incluye: 1. **Actualización Hardware de Red:** Se propone cambiar los siguientes equipos que funcionan como corazon (core) de la red de gas Natural Argentina: 5 Switches Cisco 4725 35 switches 3750 5 routers ASR1002-X 22 Routers 4321/K9 2 Balanceadores de trafico Allo 10 Racks 4 Firewall ASA 5515 Instalación y cableado necesario Sobre la experiencia de Gas Natural BAN en compras similares se estima una inversión de M$ 10,0 2. **Renovación y actualización SCADA etapa I**: a. 80 Radios GE Orbit 400MHz b. 4 conjuntos de antenas incluyendo (instalación, elementos de fijación, cableado y mano de obra) de nodos de la red SCADA c. 10 Routers 4321/K9 d. Adecuación de estaciones remotas Sobre la experiencia de Gas Natural BAN en compras similares se estima una inversión de M$ 14,5 3. **UPS Nodos SCADA**: incluye la adquisición de 4 UPS y la instalación y cableado (x4). Sobre la experiencia de Gas Natural BAN en compras similares se estima una inversión de M$ 0,8 4. **Crecimiento vegetativo de puestos de trabajo:** incluye la adquisición de U$S875 c/PC + U$S224 c/monitor según Licitación Equipos de Escritorio (PC) 51204016T. Sobre la experiencia de Gas Natural BAN en compras similares se estima una inversión de M$ 0,6 5. **Actualización del parque microinformático**: incluye la adquisición de U$S875 c/PC + U$S224 c/monitor + U$S1237 c/Notebook según Licitación Equipos de Escritorio (PC) 51204016T y licitación de Equipos móviles (Notebooks) 51201215T Sobre la experiencia de Gas Natural BAN en compras similares se estima una inversión de M$ 17,0 6. **Reingeniería Red Datos**: incluye la siguientes actividades: 350 horas de técnico especializado, desplazamiento técnicos a sucursales y licenciamiento equipos CISCO por nuevas capacidades. Sobre la experiencia de Gas Natural

	BAN en contrataciones similares se estima una inversión de M$ 1,0 7. **Hosting Cobro con tarjetas:** Sobre la experiencia de Gas Natural BAN en contrataciones similares se estima una inversión de M$ 0,2 8. **Cambio UPS Centro de Cómputos**: Sobre la experiencia de Gas Natural BAN en compras similares se estima una inversión de M$ 0,5 9. **WiFi Sucursales comerciales:** se incluyen las siguientes adquisiciones: Wireless Controller para sucursales y 19 Access Point Sucursales Sobre la experiencia de Gas Natural BAN en compras similares se estima una inversión de M$ 0,4 9. **Ampliación y Backup Red de Datos**: Sobre la experiencia de Gas Natural BAN en compras similares se estima una inversión de M$ 0,8 10. **Terminal de autoconsulta:** Sobre la experiencia de Gas Natural BAN en compras similares se estima una inversión de M$ 0,4 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones y adquisiciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 46,2 (sin I.V.A.).

ANEXO I

PLAN DE INVERSIONES - GAS NATURAL BAN - 2018

N° de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Fecha de Inicio (DD - MM - AAA)	Plazo Ejecución (Meses)	Monto (Millones de $$)
01	**Mantenimiento del Sistema de Distribución**	**Incluye todasactividades relacionadas con el mantenimiento preventivo y correctivo del sistema de distribucón en un todo de acuero con la nomativa vigente**	**Zona de distribución**	**01/02/2018**	**11**	**214,8**
01.01	Renovación de red por fuga y acometidas	Renovación de red por fuga de media y baja presión en tramos menores a 13 mts y renovación de acometidas domiciliarias por nuevas acometidas en polietileno	Zona de distribución	01/02/2018	11	73,6
01.02	Renovación de red por obsolecencia	Renovación de red de HºFº de Ciudad Evita	La Matanza	01/04/2018	9	31,0
01.03	Adecuación de Estaciones de Regulación y Válvulas	Adecuación de estaciones de regulación y valvulas de linea por obsolecencia	Zona de distribución	01/06/2018	7	53,8
01.04	Integridad	Plan anual de integridad de lineas de transmisión	Zona de distribución	01/04/2018	9	25,8
01.05	Protección catódica	Mantenimiento preventivo y correctivo de instalaciones de protección catódica.	Zona de distribución	01/01/2018	12	11,5
01.06	Mantenimiento de Sistema de medición de Clientes Industriales	Plan anual de mantenimiento preventivo y correctivo de sistema de medición de clientes industriales	Zona de distribución	01/03/2018	10	10,4
01.07	Sustitución de Medidores	Sustitución de Medidores doméstico-residenciales por anomalías técnicas, fallas, deterioro y obsolescencia, provenientes de defirentes procesos (Urgencias, Operaciones domiciliarias, reclamos clientes, etc. (Total: 10.400 medidores)	Zona de distribución	01/03/2018	10	8,5
02	**Confiabilidad del sistema de Distribución**	**Incluye todas las inversiones relacionadas con refuerzos de red, desplazamientos, repotenciación de plantas reguladoras y control y calidad del sistema de distribución**	**Zona de distribución**	**01/04/2018**	**9**	**452,3**
02.01	Desplazamientos de redes AP y MP	Adecuación del sistema de distribución por cambios en el entorno urbano	Zona de distribución	01/04/2018	9	7,1
02.02	Refuerzos Alta Presión y Media Presión	Obras de infraestructura en la red para la mejora operativa del sistema de distribución.	Zona de distribución	01/04/2018	9	155,8
02.03	Repotenciación de Estaciones de Regulación	Obras de repotenciación de estaciones de regulación para la mejora opertiva del sistema de distribución	Zona de distribución	01/04/2018	9	86,7
02.04	Calidad de Gas	Adquisición de cromatógrafo y mantenimiento de odorización para el control de la calidad del suministro de gas natural	Zona de distribución	01/06/2018	7	1,8
02.05	Control del Sistema de Distribución	Provisión e instalación de sistemas de telelectura Veribox y dataloggers	Zona de distribución	01/02/2018	11	12,7
02.06	Control de Sistemas de Medición	Adquisisción de instrumentos y equipos para mejorar el control de los sistemas de medición	Zona de distribución	01/06/2018	7	6,4
02.07	Actualización del GIS	Mantenimiento del sistema de georeferenciación	Zona de distribución	01/05/2018	8	6,2
02.08	Planta Peak Shaving	Adecuacion operativa de la planta Peak Shaving	Zona de distribución	01/02/2018	11	17,1
02.09	Sustitución de Medidores	Plan anual de sustitución de medidores trabados o con anomalías técnicas	Zona de distribución	01/04/2018	9	25,0
02.10	Renovación del Parque de Medición	Plan anual de renovación de medidores obsoletos	Zona de distribución	01/04/2018	9	133,5
03	**Expansion del sistema de Distribución**	**Incluye todas las inversiones relacionadas con la puesta en servicio de nuevos clientes y obras de expansion del sistema de distribución**	**Zona de distribución**	**01/02/2018**	**11**	**236,3**
03.01	Expansion del sistema de Distribución	Obras de infraestructura en la red para el desarrollo de redes de distribución e incorporación de nuevos clientes	Zona de distribución	01/01/2018	12	68,3
03.02	Crecimiento base de clientes	Construcción de acometidas e inspección y habilitación de instalaciones internas para la puesta en servicio de nuevos clientes residenciales y comenrciales	Zona de distribución	01/02/2018	11	168,0
04	**Otras Inversiones**	**Inlcuye las inversiones de actividades soporte para el desarrollo de la actividad**	**Zona de distribución**	**01/02/2018**	**11**	**79,1**
04.01	Mantenimiento Edilicio	Mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones edilicias relacionadas con la operación del sistema de distribución y la atención al cliente	Zona de distribución	01/02/2018	11	22,4
04.02	Vehiculos	Renovación de flota operativa	Zona de distribución	01/06/2018	7	9,0
04.03	Desarrollo de Software	Desarrollo y adecuación de los sistemas informáticos tendientes a mejorar la eficiencia de los proceso operativos y de servicio al cliente	Zona de distribución	01/01/2018	12	20,4
04.04	Adquisición de Hardware	Renovación y adquisición de hardware que acompañe el desarrollo de software y modernización de los procesos de atención al ciente	Zona de distribución	01/01/2018	12	27,3
TOTAL PLAN DE INVERSIONES 2018			**ZONA DE DISTRIBUCIÓN**	**01/01/2018**	**12**	**982,6**

ANEXO II

RTI – PIN – DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS

Año 2018

01: Mantenimiento del sistema de distribución

Denominación del proyecto	**01.01: Renovación de red y acometida por fuga**
Objetivo del proyecto y justificación	Eliminación de fugas de gas en redes y acometidas por avisos provenientes del centro de atención de urgencias o del reseguimiento del sistema de distribución de gas por redes cumpliendo lo establecido en la NAG 100
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Este proyecto contempla la eliminación de pérdidas de gas detectadas en los sistemas de distribución de alta, media y baja presión. Esa tarea comprende, entre otras, la realización de trabajos de obra civil y mecánica en las redes de alta, media y baja presión y sus respectivos servicios industriales y domiciliarios, en cualquier material y diámetro, siendo la renovación de servicios domésticos/comerciales y la sustitución de cañerías las acciones específicas a desarrollar según corresponda. La zona de actuación involucra los 30 partidos en los cuales Gas Natural BAN es licenciataria. Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN, de los contratos vigentes y la previsión de actividad, se estima invertir en este proyecto M$ 73,6 (sin I.V.A.). La metodología de estimación de la inversión asociada a este proyecto se basa en las siguientes consideraciones: • Estimar la cantidad de fugas sobre red o acometida en función de los índices de fuga históricos de los sistemas a reseguir • Estimar la cantidad de metros de red a sustituir en función de valores históricos: 490 • Estimar la cantidad de acometidas a renovar en función de valores históricos: 14.387 acometidas • Según el contrato marco técnico se estima el valor a diciembre de 2016 del precio unitario de renovación de acometidas y precio unitario medio de renovación de red: o Acometidas: $ 4.898 o Red: $ 5.064 • Incluye la adquisición de máquinas y herramientas relacionadas con reparación de fugas por M$ 0,7

Denominación del proyecto	**01.02: Renovación de red por obsolescencia**
Objetivo del proyecto y justificación	Renovación de red de HºFº, operada en baja presión, por red de PE operada en media presión en la localidad de Ciudad Evita partido de La Matanza.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	La red a renovar es una red de más de 50 años de antigüedad, opera en baja presión (22 mbares) y fue realizada por la Ex- Gas del Estado. La red se construyó en H°F°, material obsoleto, que ya no se utiliza en la industria del gas .y con los servicios en acero. La zona a renovar presenta un índice de fugas superior al que presentan los demás sistemas de distribución y las pérdidas que se detectan responden a cuestiones mecánicas (las uniones entre caños es mecánica). La eliminación de las fugas requieren grandes movimientos de tierra y con el tiempo se vuelven a repetir y los materiales requeridos no se consiguen en el mercado local Se prevé la renovación de la red en polietileno y en media presión (1.5 bar), con lo cual se logrará una mejora tecnológica, lo cual redundará en una mejor condición de presión de suministro, mayor niveles de confiabilidad operativa y un bajo nivel de pérdidas. Se prevé instalar 18.257 m de red de polietileno de varios diámetros y la renovación de 711 servicios Ver detalle en Anexo II – PROYECTOS RTI 2018 Proyecto Nº 01.03 Sobre la base de las contrataciones efectuadas por Gas Natural BAN, y en función de los costos relevados en el mercado, se estima una inversión en este proyecto de M$ 31,0 (sin I.V.A.), la que contempla tanto la provisión de los materiales como todas las actividades de desarrollo, proyecto, permisos, instalaciones, verificaciones y puesta en gas de la red instalada. Los montos de inversión se estima en base a los valores obtenidos para la etapa 5, en curso, a través de la cual podemos estimar un valor de referencia de 1480 $/m que incrementado por los valores de CPI, mano de obra propia, permisos y proyectos y actualizaciones correspondientes hemos considerado del orden de $ 1.697 $/m. Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria

	descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**01.03: Adecuación de estaciones de regulación y válvulas**
Objetivo del proyecto y justificación	Adecuación de las estaciones de regulación de presión y válvulas de bloqueo que presentaban signos de obsolescencia. El envejecimiento de las instalaciones hace necesaria la readecuación de mismas, a los efectos de brindar una mayor confiabilidad al sistema de distribución
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Gas Natural BAN cuenta en sus sistemas de distribución con 375 estaciones de regulación de presión (ERP) tanto aéreas como subterráneas, las que se encuentran distribuidas en los 30 partidos que conforman la jurisdicción de Gas Natural BAN Este proyecto prevé la adecuación integral o parcial de aquellas unidades de regulación que presentan grado de obsolescencia. La adecuación mecánica consistirá en reformas de las plantas, previéndose el cambio de reguladores, filtros, sistemas de seguridad, válvulas de bloqueo y cámaras de mampostería. Por último también se incluyen las siguientes actividades: i) colocación de segunda tapa de acceso a cámaras subterráneas, ii) reemplazo de espacios verdes por pisos de hormigón, iii) instalación de filtros con manómetro diferencial, iii) reemplazo de cerco perimetral, iv) instalación de puentes grúa. Ver Anexo II – PROYECTOS RTI 2018 Proyecto Nº 01.03 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 53,8 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.04: Integridad**
Objetivo del proyecto y justificación	Realizar la Gestión por Integridad en instalaciones en la zona de distribución de Gas Natural NBAN. Realizar las acciones necesarias para preservar la integridad de los sistemas de distribución de alta, media y baja presión. La gestión de integridad es una metodología que permite aumentar la confiabilidad de las instalaciones asegurando el correcto funcionamiento de los sistemas, reduciendo las posibilidades de accidentes que comprometan la seguridad de las personas y bienes

Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Este proyecto incluye las siguientes actividades: 1) **Llenado de espacio anular en cruces encamisados con material inerte -**: Relleno controlado del espacio anular con un medio inerte de caños encamisados en Líneas de Transmisión con el fin de prevenir eventuales focos corrosivos que pudiesen desarrollarse dentro de los mismos. Los sellos de estas instalaciones generalmente pierden eficiencia con paso del tiempo, situación que posibilita el ingreso de agua en su interior, convirtiendo estas instalaciones en puntos críticos desde el punto de vista del análisis de integridad. Estas reducen la amenaza de daños mecánicos y/o fuerzas externas, pero son un problema desde el paradigma corrosivo ya que la corriente de protección catódica no protege el caño conductor dentro del tramo encamisado; y si a eso le sumamos el problema del ingreso de agua, es una combinación perfecta para desarrollar corrosión. Para evitar esto y también alguna eventual pérdida, rotura o reemplazo de tramo, y a la vez reducir al mínimo la probabilidad de ocurrencias de esta amenaza, se realiza el rellenado de espacio anular. Con esto se logra aumentar los niveles de seguridad en operación de Líneas de Transmisión, mitigar la amenaza de corrosión en dichas Instalaciones y cumplimentar con los requisitos mandatorios de la normativa NAG 100-Parte O. : 18 cruces a un precio unitario de 0,9 M$ => total= 15,0 M$ (en función de las ultimas contrataciones realizadas) 2) **Estudios de Integridad, consultoría y compra de instrumental de Integridad. Líneas de Transmisión:** Dar soporte a los requerimientos del Plan de Gestión de Integridad de la Compañía recurriendo al estudio de las amenazas particulares que afectan a cada ducto mediante el acceso a nuevas tecnologías, nuevo software de gestión y análisis espacial, herramental adecuado, y el "Know How" necesario del personal para mantener una operación de Líneas seguras y consecuentemente cumplir con la normativa aplicable (NAG 100 - NAG 100 Parte O - NAG 100 Parte G). Inversión M$ 3,3 3) **Refuerzo de señalización de gasoductos de Alta Presión - Líneas de Distribución:** Reforzar la señalización en gasoductos de Alta Presión pertenecientes a Líneas de Distribución. La señalización de gasoductos junto al Programa de Prevención de Daños son

	las herramientas más importantes a la hora de mitigar la amenaza a la integridad "Daño a Terceros". Con el fin de disminuir los valores de riesgo por el impacto de esta en zonas pobladas y zonas rurales con sitios identificados, se requiere incrementar la densidad de señalización. 1306 unidades por un costo total de 3,5 M$ 4) Recoating de tramo de gasoducto con pintura epoxi alto contenido en sólidos en gasoducto 25.03 - dn 24" - (1 Km.) - Campo de Mayo por un costo de 4 M$ Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 25,8.- (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.05: Protección catódica**
Objetivo del proyecto y justificación	Las acciones que se deberán realizar se desglosan en las siguientes actividades: 1) **Renovación de Instalaciones de Protección Catódica - Renovación de Lechos Dispersores Profundos Recuperables e Instalaciones Auxiliares:** Dar respuesta a las demandas de corriente de los Sistemas de Protección Catódica con el fin de mantener los criterios de protección adoptados y en consecuencia proteger la red de acero contra la corrosión. El carbón calcinado se va separando de la columna por acción de las napas freáticas y los electrodos se cortan con el paso del tiempo y la acción del medio ácido. Esto más la obsolescencia de algunos materiales asociados a estas instalaciones hacen necesario la renovación integral de estas unidades. 2) **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Estaciones de medición continua de corrosión - Líneas de Transmisión:** Lograr más precisión y exactitud en la medición de velocidad de corrosión con el fin de obtener tiempos de reevaluación más precisos en Líneas de Transmisión y cumplir con las disposiciones y requisitos legales aplicables (NAG 100 - NAG 100 Parte O - NAG 100 Parte G). La tasa de corrosión es uno de los parámetros más importantes en el análisis de integridad y de corrosión, su valor junto con los parámetros operativos de las instalaciones determinan los periodos de re inspección en los planes de gestión de integridad. El objetivo de estas estaciones es poder recolectar valores continuos más certeros y a posteriori un

	análisis de riesgo más representativo. Durante el lapso de vida útil de las probetas se determina una curva corrosiva que permite determinar la velocidad de corrosión. El monitoreo a distancia del funcionamiento de las probetas, permitirá enviar datos continuos y detectar cualquier alteración de las variables eléctricas involucradas, redundando en un mejor análisis de agresividad del suelo. 3) **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Unidades de Protección Catódica por Corriente Impresa con Lechos Dispersores Profundos Recuperables / Cemento Conductivo:** Dar respuesta a las demandas de corriente de los Sistemas de Protección Catódica con el fin de mantener los criterios de protección adoptados y en consecuencia proteger la red de acero contra la corrosión. Debido a la reducción del valor de resistencia de cobertura de los revestimientos orgánicos provocada por el paso del tiempo, algunas redes incrementan su necesidad de corriente. Por ello y con el fin de ecualizar eficientemente las corrientes evitando altos valores de inyección que pueden promover potenciales polarizados que lleguen a la zona de producción de hidrógeno y/o potenciales que promuevan el despegue catódico, es que se realizan estas unidades.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1) **Renovación de Instalaciones de Protección Catódica - Renovación de Lechos Dispersores Profundos Recuperables e Instalaciones Auxiliares:** Se incluye la adquisición de materiales (carbón, electrodos, equipo rectificador) y Readecuación Civil / Protección Catódica de Unidad de Protección Catódica por Corriente Impresa con Pozo Dispersor Profundo Recuperable. Se adjuntan los siguientes documentos: IT.07258.AR-DG (Instalación de ánodo dispersor de corriente, profundo-recuperable) - NT-1127-0 (Procedimiento de Instalación y Puesta en Marcha de UPCCI's) - Planos Tipo Instalaciones de UPCCI's (1004-1017-1027-1036-1042) - NT-1014 (Especificación de Equipo rectificador monofásico manual a diodo de Si, con salida 60V-30A) - Especificación de carbón calcinado - Especificación de electrodos M.O.M. 35 unidades con una inversión total de 6,3 M$

	2) **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Estaciones de medición continua de corrosión - Líneas de Transmisión:** Se incluye la construcción de Obra Civil/Protección Catódica de Estación de Medición de velocidad de corrosión con 4 probetas ER y equipo de monitoreo remoto incorporado. Se adjuntan los siguientes documentos: Especificación probetas ER - Especificación Sistema de Telemetría para Probetas ER - Plano Tipo PA-1008 (Mojón indicador con CMP). 1) 12 unidades con una inversión total de 2,1 M$ 3) **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Unidades de Protección Catódica por Corriente Impresa con Lechos Dispersores Profundos Recuperables / Cemento Conductivo:** Se incluye adquisición de materiales (carbón, electrodos, camisas, equipo rectificador) y Construcción de Obra Civil / Protección Catódica de Unidad de Protección Catódica por Corriente Impresa con Pozo Dispersor Profundo Recuperable en los sistemas de alta presión y red de media presión. Para el caso de las Unidades con Cemento Conductivo los materiales son cemento conductivo, electrodos y equipo rectificador. Se adjuntan los siguientes documentos: IT.07258.AR-DG (Instalación de ánodo dispersor de corriente, profundo-recuperable) - NT-1127-0 (Procedimiento de Instalación y Puesta en Marcha de UPCCI's) - Planos Tipo Instalaciones de UPCCI's (1004-1017-1027-1036-1042-1050-1051) - NT-1014 (Especificación de Equipo rectificador monofásico manual a diodo de Si, con salida 60V-30A) - Especificación de carbón calcinado - Especificación de electrodos M.O.M. - Especificación de Ánodos y Cemento Conductivo. 6 unidades con un costo total de 3,2 M$ Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 11,5 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.06: Mantenimiento del sistema de medición de clientes industriales**
Objetivo del proyecto y justificación	Las acciones a desarrollar en el proyecto son las siguientes: 1) **Reemplazo habitual de Medidores y Unidades Correctoras:** Mantener las

	mediciones de los volúmenes de los clientes industriales dentro de las especificaciones indicadas por el regulador y los fabricantes. Actualización tecnológica por obsolescencia 2) **Modificación de Instalaciones en Clientes Industriales**: Adecuación de instalaciones a la normativa. Reemplazo de medidores de distinta tecnología, cambios de consumo. Optimización de los sistemas de medición. 3) **Equipamiento para el área de Instrumentación y laboratorio de calibración**: Mantener el equipamiento conforme a las nuevas tecnologías, reemplazo de equipamiento obsoleto o deteriorado. Cumplir con los requisitos normativos en cuanto al estado de los sistemas de medición, detectores de mezcla explosiva, mantenimiento de los sistemas SCADA y registradores de presión. Mantener el equipamiento del laboratorio a la NORMA ISO 17025 4) **Modificación del reglamento del servicio de distribución**: Instalar correctores de volumen en clientes sin corrección de volumen por factores de presión, temperatura y factor de compresibilidad. Debido a la instalación de nuevos correctores de volumen, es necesario adecuar las instalaciones de los clientes, reemplazar medidores que no son aptos para funcionar con unidades correctoras. Adecuar las instalaciones conforme a normativa.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1) **Reemplazo habitual de Medidores y Unidades Correctoras**: Reemplazo de 132 medidores de tipo rotativos, turbina y diafragma industriales y 84 Unidades correctoras electrónicas. Reemplazo de 13 medidores y 6 unidades correctoras obsoletas 2) **Modificación de Instalaciones en Clientes Industriales**: Adecuación de las instalaciones de los clientes industriales de la compañía. Adecuación conforme a la normativa vigente 3) **Equipamiento para el área de Instrumentación y laboratorio de calibración**: adquisición de instrumental para tareas habituales del área Instrumentación de Medición. Manómetros digitales, multímetros, simuladores de señal, etc. 4) **Modificación del reglamento del servicio de distribución:** i) Instalación de 100 nuevos correctores de volumen debido a modificaciones regulatorias y requisitos NAG-102; ii) Reemplazo de 50

	nuevos medidores debido a modificaciones del reglamento y regulatorias NAG-102. remplazo de medidores a diafragma por rotativos. Reemplazo de medidores obsoletos y discontinuados de fabricación. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 10,4 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.07: Sustitución de Medidores**
Objetivo del proyecto y justificación	Sustitución de Medidores doméstico-residenciales por anomalías técnicas, fallas, deterioro y obsolescencia, provenientes de diferentes procesos (Urgencias, Operaciones domiciliarias, reclamos clientes, etc.)
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Se estima que se sustituirán 10.400 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 8,5. (sin I.V.A.)

02: Confiabilidad del sistema de distribución

Denominación del proyecto	**02.01: Desplazamientos de redes AP y MP**
Objetivo del proyecto y justificación	Adecuación del sistema de distribución por cambios en el entorno urbano
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Se incluyen varios desplazamientos derivados de las acciones de vigilancia periódica de la red que se desarrollan durante el año. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN se han considerado los posibles desplazamientos a realizar durante el año, por motivos de seguridad. En función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 7,1 (sin I.V.A.). Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**02.02: Refuerzos AP y MP**
Objetivo del proyecto y justificación	Obras de infraestructura en la red de para la

	mejora operativa del sistema de distribución
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Las obras que comprenden este proyecto, facilitarán el suministro de gas a nuevos usuarios y a su vez posibilitarán el incremento de consumo por parte de clientes existentes, como así también mantener los niveles adecuados de presión de los sistemas de distribución. Ver detalle de proyectos en Anexo II – PROYECTOS RTI 2018 Proyecto Nº 02.02 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 155,81 (sin I.V.A.) Este rubro se compone de 4 proyectos de refuerzo en alta presión (3.200 m) en acero por un total de M$ 25,5 y 11 proyectos en media presión (4.250 m) en acero y polietileno, por un total de M$ 11,7, que comprende la realización de tendido de cañerías en varios diámetros y materiales. También se ha considerado las erogaciones correspondientes al CPI permisos e ingeniera de detalles, proyección de servidumbres por un total de M$ 8,1 correspondiente a la doble vinculación San Fernando Tigre y la fase I de las etapas I, II y III del refuerzo de alta presión (12.850 m) de Mercedes por un total de M$ 110,4 Ver detalles de proyectos en Anexo II – PROYECTOS RTI 2018 Proyecto Nº 02.02 Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**02.03: Repotenciación de estaciones de regulación**
Objetivo del proyecto y justificación	Obras de infraestructura en la red de para la mejora operativa del sistema de distribución
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Las obras que comprenden este proyecto, facilitarán el suministro de gas a nuevos usuarios y a su vez posibilitarán el incremento de consumo por parte de clientes existentes, como así también mantener los niveles adecuados de presión de los sistemas de distribución. Ver Anexo II – PROYECTOS RTI 2018 Proyecto Nº 02.03

	Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 86,6 (sin I.V.A.) Este rubro se compone de 5 adecuaciones integrales de plantas por un total de M$ 56,8 la construcción de una nueva estación de regulación por M$ 9,5 y la construcción de la primera etapa del City Gate de Mercedes asociado al refuerzo de alta presión mencionado precedentemente, por un total de M$ 20,3 Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**02.04: Calidad de gas**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto contempla las siguientes actividades: 1. **Adquisición de medidor de punto de rocío Xentaur**:. El mismo se usará para la medición del contenido de agua presente en el gas natural como medida del control del parámetro en las redes de distribución como también en la habilitación de refuerzos o nuevas redes a las que se les ha hecho prueba hidráulica para asegurar el correcto secado del gasoducto. 2. **Reguladores MIRBLA:** recambio de las reguladoras internas de seis equipos de odorización marca Mirbla (dos por equipo – 12 en total) de manera de optimizar el funcionamiento de los odorizadores por desgaste de los cuerpos e interiores de las mismas. Corresponde a la segunda etapa de recambio. 3. **Reguladores para Nitrógeno**: El proyecto contempla la adquisición de nueve reguladoras de dos etapas para nitrógeno necesarias para presurizar los contenedores de odorante de manera de efectuar el trasvase directo de odorante a los sistemas de odorización. 4. **Reguladores para patrones**: Adquisición de tres reguladoras de dos etapas necesarias para los patrones de

	calibración de los cromatógrafos de línea de manera que el rango de presiones sea el adecuado en función de la presión de los cilindros provistos por distintos proveedores de los patrones. 5. **Generador de patrones GIN TEK**: adquisición de un generador de patrones de compuestos azufrados para calibración del cromatógrafo . El generador a adquirir tendrá la posibilidad de generar mezclas de compuestos certificados a distintas temperaturas 6. **Medidor de concentración de odorante en línea:** adquisición de un equipo a instalar en una city gate de manera de controlar por cromatografía gaseosa la cantidad de odorante inyectado en la red .
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Adquisición de medidor de punto de rocío Xentaur**:. La adquisición se realiza en base a la especificación técnica del equipo. El principio de medición es por capacitancia mediante sensor de óxido de aluminio. Inversión M$ 0,2 2. **Reguladores MIRBLA:** Cada equipo lleva dos reguladoras. Una de ellas de presión máxima 2 bares con diafragma de teflón y sin venteo y la otra es de presión máxima hasta 7 bares. Ambas son del tipo RP67FR. Inversión M$ 0,04 3. **Reguladores para Nitrógeno**: Los sistemas de odorización marca YZ se caracterizan por trabajar con el tanque del equipo inundado y la transferencia de odorante se hace mediante presurización del contenedor entregado por la empresa proveedora del producto. Con este sistema de presurización se evita emanación de vapores de odorante generados por maniobras de carga de producto. Dado que en la mayoría de las instalaciones la reguladora se encuentra a la intemperie es necesario el recambio por su deterioro. Inversión M$ 0,1 4. **Reguladores para patrones**: La adquisición se realiza en base a la especificación técnica correspondiente . Se tienen en cuenta las distintas marcas de reguladoras existentes en el mercado. Inversion M$ 0,03 5. **Generador de patrones GIN TEK**: La adquisición se realiza en base a la especificación técnica correspondiente. Inversión M$ 0,7. 6. **Medidor de concentración de odorante en línea:** La adquisición se

	realiza en base a la "Especificación técnica de cromatógrafo de gases de línea para la determinación de compuestos azufrados en gas natural". Se contempla un equipo que pueda funcionar tanto en modo manual como automático. Inversión M$ 0,7 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores y de precios de materiales de mercado se estima un presupuesto de ejecución de M$ 1,8 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.05: Control del sistema de distribución**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto contempla las siguientes actividades: 1. Provisión e instalación de 60 dataloggers por año, 25 como reemplazo de unidades obsoletas y afectadas por fallas, y 35 como crecimiento gradual del control de la red. 2. Provisión e instalación de 112 Veribox por año, 5 como reemplazo de unidades afectadas por fallas, de 5 para cubrir el crecimiento del parque de clientes GU y 102 para reemplazar por completo otros sistemas de tele medición obsoletos instalados en el mercado de GNC. 3. Equipamiento de Sistema SCADA: Adquisición de instrumentos y equipos para garantizar la funcionalidad de los sistemas de campo. Actualización tecnológica
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. Datalogger: Registrador de presión manométrica electrónico (Data logger) programable, con toma de conexión neumática a proceso, capacidad de memoria mínima de 128 Kb, baterías reemplazables de al menos 2 años de duración, gabinete IP-54, certificado para zonas clasificadas clase 1, división 1, grupo D(NEC 500), rango de temperatura de operación de -20 a +50 °C y humedad de 0% a 95%, sin condensación, error o desvío máximo admisible será de +/ 2% del fondo de escala, de dos entradas de presión rango 0-3 bar m y 0-30 bar. Reguladoras de equipos Mirbla: Cada equipo lleva dos reguladoras. Una de ellas de presión máxima 2 bares con diafragma de teflón y sin venteo y la otra es de presión máxima hasta 7 bares. Ambas son del tipo RP67FR. Inversión M$ 4,7 2. Veribox: Equipo capaz de ser conectado al puerto serie de datos de la Unidad

	Correctora de Volumen y tomar del mismo los datos de Volumen Bruto, Volumen Corregido, Presión, Temperatura, Alarmas y Registros de auditoría. Inversión M$ 2,9 3. Sistema SCADA: Adquisición de instrumental de campo, transmisores de presión, transductores de presión corriente, protecciones de descarga eléctrica, plc´s, etc. Y adquisición de 10 RTU's. Inversión M$ 5,1 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 12,7 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.06: Control del sistema de medición**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto contempla las siguientes actividades: 1. **Adquisición de banco de calibración:** Disminución de tiempos y dar mayor respuesta a los reclamos de los clientes y el regulador sobre la verificación de medidores domiciliarios. Estudio del parque de medidores instalados. 2. **Adquisición del banco de calibración para grandes caudales**: Aumentar la capacidad de calibración del laboratorio de Medición. Mejoarar la respuesta en tiempos de calibración de medidores de grandes caudales, disminución de tiempos muertos por logística. 3. **Laboratorio móvil**: Aumento de las calibraciones de medidores en clientes comerciales e industriales. Asegurar la permanencia dentro de las especificaciones de mayor cantidad d medidores conforme a lo indicado por el regulador.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Adquisición de banco de calibración:** Adquisición de Banco de Toberas sónicas de 5 posiciones. Adecuación instalaciones del Laboratorio. Inversión M$ 2,2 2. **Adquisición del banco de calibración para grandes caudales**: Adquisición de Banco de Calibración para medidores rotativos, turbinas y diafragmas hasta 2500 m3/h. Inversión M$ 3,2 3. **Laboratorio móvil** para la calibración de medidores en clientes industriales y comerciales. Banco de calibraciones. Inversión M$ 1,0 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las compras anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 6,4 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.07: Actualización GIS**
Objetivo del proyecto y justificación	El objetivo de esta inversión es mantener actualizada la red y sus elementos auxiliares, en el GIS ICARO BAN, incorporando las obras de red geográficamente asociadas a nueva cartografía. Generando además la cartografía de escala adecuada (barrios cerrados, countries, modificación de manzanas por cesión de calles, subdivisiones, urbanización, etc.) necesaria para la captura de la red en nuevas zonas en gasificación y/o en zonas de redes existentes, donde no se dispone de cartografía base, realizando a la vez trabajos adicionales en el GIS relacionados con la actualización cartográfica, vinculación de nuevos clientes a través de la georeferenciación de los mismos. 1. De esta forma se garantiza la evolución hacia la completitud e integración de los datos disponibles, para hacer más eficiente la gestión de consultas y/o el análisis de la información del sistema ICARO por las áreas técnicas y comerciales (CCAU, SS.TT, Construcciones, Prev. Daños, Ventas, etc.). Agilizando los trabajos de simulaciones de red con winflow, lo que permite optimizar año a año las inversiones en refuerzos de red, como así también el correcto análisis de la explotación de la infraestructura existente y de la necesaria para permitir el crecimiento del mercado en nuevas zonas.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	• Incorporar Aprox. 400 Km de Red nueva. • Georeferenciar y vincular 50.000 Clientes existentes. • Georeferenciar y vincular 40.000 Clientes que se incorporan. • Generación de 90 has. Cartografía base. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 6,2.-(sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.08: Planta Peak Shaving**
Objetivo del proyecto y justificación	Adecuaciones varias de planta para mejora de procesos y mantenimiento preventivo. Incluye las siguientes actividades: 1. **Repintado planta de GNL**: Repintado de los sistema de cañerías, equipos y artefactos existentes en la planta. 2. **Refuerzo sistema anti rayos:** Readecuar el sistema antirrayos de la Planta, a efectos de disminuir la probabilidad de daños a equipos por

	descargas de origen atmosféricos. 3. **Adquisición de nuevo instrumental / herramental para el control de los procesos**: Contar con nuevo instrumental y herramental a efectos de facilitar los controles de los procesos y la ejecución de los trabajos de mantenimiento 4. **Reemplazo de equipos:** Remplazo de equipos de procesos, por obsolescencia o por no contar con repuestos en el mercado 5. **Instalación de protección en galpones:** Ahuyentar Palomas y otras aves de los galpones de la planta donde anidan y habitan a fin de mejorar la salud ambiental. 6. **Alimentación independiente en vaporizadores**: Independizar la alimentación del sistema de vaporización del gas licuado, a fin de mejorar las operaciones de cierre de gas para efectuar los mantenimientos de planta en época invernal. **Pavimentación de calles**: Pavimentar calle de tierra para facilitar el ingreso de los camiones que suministran fluidos refrigerantes. **7. Adquisición de actuadores**: Provisión e Instalación de actuadores neumático en Válvulas de entrada y salida de planta para asegurar el bloqueo de planta ante un corte de suministro eléctrico. **8. Estudio de ingeniería y ejecución de la ingeniería básica para el reemplazo del moto compresor:** Establecer la ingeniería básica para el reemplazo por obsolescencia del moto-compresor existente en la Planta y definir las características que deben cumplir los nuevos equipos. **9. Instalación desagotes en área de refrigerantes** **10. Instalación de motogenerador etapa I** Provisión e instalación de motogenerador de 1000 kw con trafo de 0,4/2.3 de salida **11. Recambio de columnas de baja tensión e interruptores de alta potencia instalación desagotes en centro de control de motores**
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Repintado planta de GNL**: Repintado general de la Planta. Incluye todos los sistema de cañerías, equipos , estructuras y artefactos existentes en la planta. Norma de aplicación: Norma NAG 123. Inversión: M$ 4,2 2. **Refuerzo sistema anti rayos:**

	Instalación de nuevas puestas a tierra y mejorar la equipotenciación en las distintas áreas de proceso. Instalar protecciones secundarias como ser descargadores de tensión, , en las áreas de Normas de Aplicación: IRAM 2184-1/2183, IEC 62305/61643/60479/50164., NFPA 780. Inversión: M$ 0,8 3. **Adquisición de nuevo instrumental / herramental para el control de los procesos**: Provisión de un Boroscopio industrial para inspeccionar equipos de difícil acceso como se r cámaras de combustión, interior de cañerías y válvulas. Inversión: M$ 0,25 4. **Reemplazo de equipos:** Provisión y reemplazo de bomba de recirculación de monoetanolamina de 50 m3/hora, trifásica, presión de descarga max: 50 bar, con provisión de tablero local. Inversión: M$ 0,75 5. **Instalación de protección en galpones:** Aplicar métodos y físico-mecánicos como redes, hilos de acero y pinchos; y ejecutar las modificaciones estructurales necesarias para evitar el posterior asentamiento de las aves. Los sistemas anti-aves se instalarán el los galpones de vaporización y de Boil Off, cuyas dimensiones son: 25,5m x 11,5m x 12 m de alto y 15 m x 11 m x 12 m de alto, respectivamente. Inversión: M$ 0,6 6. **Alimentación independiente en vaporizadores**: Proyecto, provisión e instalación de un reguladora de presión para alimentar el sistema de vaporización con las siguientes características: Pmáx de entrada: 60bar, Pmin de entrada: 10 Bar, Presión regulada: 3,5 bar, Caudal : 3000m3/h Inversión: M$ 0,6 7. **Pavimentación de calles**: Pavimentación de calle interna de tierra, para facilitar la circulación de los camiones proveedores de fluidos refrigerantes. La dimensión de la calle a pavimentar es de 45 metros de largo por 4,5 metros de ancho. La pavimentación se efectuará con hormigón armado de 18 cm de espesor y su calidad H30. Inversión: M$ 0,45. 8. **Adquisición de actuadores**: Automatizar a través de actuadores neumáticos la apertura y cierre de las válvulas de entrada y salida de la Planta, cuyos diámetros son de 16" Serie 300 y 4" Serie 600, respectivamente. La provisión e instalación incluirá tablero de control y

	tanque pulmón y kit de adaptación. Inversión: M$ 0,95 9. **Estudio de ingeniería y ejecución de la ingeniería básica para el reemplazo del moto-compresor:** Definir el tipo de motor y compresor que reemplazará el existente y realizar la ingeniería básica para la realización del reemplazo. El equipo a reemplazar es un motor-compresor marca Cooper Superior, MOD.16SGT Características del motor: 2650 hp- 720 rpm- alimentación con gas. Característica del compresor: Tipo Alternativo de 2 etapas, doble efecto, 4 cilindros por etapa. Presión de aspiración 3 Bar y Presión máx. de salida 44 Bar. Normas de aplicación: ISO- 3046, UNE-EN -50014/18, UNE-EN-60079 - API-640/617/613/614, APIRP530, API 618/670/671/607/550/541/615/670, ASME B31,3, NFPA 59 A. Inversión: M$ 0,5 10. **Instalación desagotes en área de refrigerantes** Inversión: M$ 1,0 11. **Instalación de motogenerador etapa I** Provisión e instalación de motogenerador de 1000 kw con trafo de 0,4/2.3 de salida Inversión: M$ 2,0 12. **Recambio de columnas de baja tensión e interruptores de alta potencia instalación desagotes en centro de control de motores** Inversión: M$ 4,95 Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN, en función de las contrataciones anteriores y consultas con diversos proveedores, se estima un presupuesto de ejecución de M$ 17,1 (sin I.V.A.)
	13.

Denominación del proyecto	**02.09: Sustitución de medidores**
Objetivo del proyecto y justificación	Plan anual de sustitución de medidores trabados o con anomalías técnicas
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Reducir el incremento de Gas Natural No Contabilizado. Proyecto recurrente que se llevará a cabo durante todo el quinquenio. Sustitución de 25.000 medidores para uso residencial/comerciales que se identifiquen como trabados o con anomalías que dificultan la lectura (visor roto/empañados, etc). Previamente al cambio de los medidores se debe realizar una verificación de funcionamiento Sobre la base de la experiencia de Gas

	natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 25,0 (sin I.V.A.). Para la valorización económica se toma $ 1.219 como costo unitario de la operación.

Denominación del proyecto	**02.10: Renovación del parque de medidores**
Objetivo del proyecto y justificación	Reducir el Gas Natural No Contabilizado mediante la sustitución de medidores residenciales/comerciales con deficiencias en la medición producto de su obsolescencia. Proyecto recurrente que se llevará a cabo durante todo el quinquenio.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Sustitución de 70.000 medidores residenciales/comerciales con anomalías en la medición (obsoletos), 12.500 serán sustituidos por Smart Meeters cuyo costo unitario es de $ 1800.Sustitución de 1.000 medidores comerciales a diafragma por medidores rotativos, previa modificación de la instalación del cliente. Adquisición de instrumental de medición y de detección de instalaciones enterradas. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 133,5 (sin I.V.A.).

03: Expansión del sistema de distribución

Denominación del proyecto	**03.01: Expansión del sistema de distribución**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad la construcción de obras de infraestructura necesarias para abastecer con gas natural a zonas sin suministro (incluye de ser necesario la construcción de ERP correspondiente)
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Son 6 obras en total cuya descripción se encuentra en Ver Anexo II – PROYECTOS RTI 2018 Proyecto Nº 03.01 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 68,3 (sin I.V.A.). Este conjunto de proyectos que comprende la implantación de 2 nuevas reguladoras con una inversión asociada de M$ 17,7 infraestructura de alta presión (7.120 m) con una inversión total de M$ 33,4 e infraestructura de media presión (5.550 m) de distintos diámetros con una inversión total de M$ 17,2

Denominación del proyecto	**03.02: Crecimiento de la base de clientes**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad que toda aquella persona o empresas que cumpla con los requisitos técnicos y administrativos establecidos por la normativa existente pueda acceder al servicio de gas natural por redes. En el área de concesión de Gas Natural BAN hay un mercado potencial de 300.000 viviendas que no tiene suministro y podrían poseer las condiciones técnicas necesarias para acceder al servicio. Este proyecto incluye los trabajos necesarios para que, en caso de haber disponibilidad de redes existentes o, el futuro cliente residencial, comercial o industrial, se construya la correspondiente extensión, pueda acceder al servicio.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Los trabajos incluidos en el presente proyecto son los siguientes: 1. Construcción de servicios. 2. Perforación y puesta en carga de acometidas existentes 3. Colocación de medidor, conjuntamente o no a la realización de la acometida 4. Corte de servicios existentes. Se estima que para el año 2018 se incorporarán 51.041 nuevos clientes residenciales, 851 nuevos clientes comerciales, 23 nuevos clientes industriales y 6 GNV. La inversión unitaria promedio por tipo de cliente es la siguiente: 1) Residencial: 3.151,2 $/cliente 2) Comercial: 5.590 $/cliente 3) Industrial: 43.368 $/cliente 4) GNC: 83.759 $/cliente (es preciso destacar que la revisión del proyecto de la Estación de Servicio tiene un costo de 44.000 $/cliente) Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima que la inversión para la incorporación de nuevos clientes es de M$ 168,0. (sin I.V.A.)

04: Otras inversiones

Denominación del proyecto	**04.01: Mantenimiento edilicio**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad el mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones edilicias relacionadas con la operación, gestión y administración del sistema de distribución y la atención al cliente.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 22,4 (sin I.V.A.).

Denominación del proyecto	**04.02: Vehículos**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad la renovación de la flota operativa por obsolescencia
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las compras anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 9 (sin I.V.A.). La inversión está compuesta de la siguiente manera por la adquisición de 15 vehículos tipo industrial (furgon MB Sprinter, Peugeot Partner o similar)

Denominación del proyecto	**04.03: Desarrollo de software**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad el desarrollo y adecuación de los sistemas informáticos tendientes a mejorar la eficiencia de los procesos operativos y de servicio al cliente. Incluye los siguientes proyectos: 1. **Compras-Portal de proveedores**: La implantación del Portal de proveedores y de la Factura electrónica en Argentina generará los siguientes beneficios: a. Canal de comunicación con el proveedor homogéneo e integrado para todas las operaciones. b. Adecuación de aplicaciones a localismos de Argentina c. Reducción de costes de mantenimiento de sistemas. d. Eliminación de errores de redundancia de datos en todo el proceso. e. Reducción de tareas manuales, por reducción de sistemas en los que registrar información y/o por automatización de tareas. f. Reducción de facturas en papel y de costes de archivado. g. Optimización, fiabilidad y mejor gestión de los procesos afectados. El hecho de disponer de un Portal de proveedores tiene innumerables ventajas pero supone también tener un mayor control interno de la información a la que el proveedor tiene acceso. 2. **Gestión de precintos en nuevos medidores:** desarrollo de en el SGC de funcionalidades para la gestión de precintos adicionales en medidores. Estamos planteando en la RTI que instalaremos precintos numerados en todos los medidores que incorporemos en la red desde 2018. Esta funcionalidad deberá vincularse con el sistema UR y el SGL de modo de alertar la falta o rotura del elemento instalado

	3. **Módulo para el Seguimiento y cálculo del GNNC (gas natural no contabilizado)** 4. **Mejoras del sistema DEGAS:** Modulo para la inclusión y Control de Facturas de Transportistas y o Extracción de Datos de Operación (Transporte, Grandes Clientes, Peak-Shaving, etc.) 5. **Integración de medidores rotativos:** Integración de los medidores rotativos, instalados en clientes comerciales, al circuito de mantenimiento que actualmente se realiza en instalaciones de clientes industriales, para este tipo de medidores. Este proyecto tendrá los siguientes beneficios: a. Posibilitar la realización del mantenimiento periódico y correctivo de los medidores rotativos instalados en clientes comerciales, que garanticen el correcto funcionamiento de los mismos b. o Gestión, seguimiento y ejecución de las visitas técnicas necesarias c. o Incorporación de estos Medidores al circuito de Precintado de los puntos críticos (incorporación al Sistema de Precintos) d. o Adecuación del Sistema Colaborar para la inclusión de un nuevo Agente Colaborador (Mediciones), que permite identificar aquellas tareas en las que se ven afectados estos tipos de medidores y poder asignarlas automáticamente a Mediciones. 6. **Agenda de trabajos**: Creación de una página WEB para la coordinación por parte de nuestros clientes o futuros clientes con las empresas contratistas a cargo de la realización de determinadas tareas que requieran concertar una fecha y hora para su realización 7. **Mejoras al Seguimiento y Control Administrativo de Extensiones de Red:** Mejoras para el Seguimiento y Control Administrativo Contable de diferentes actividades, relacionadas con extensiones de la red; trabajos realizados en clientes y/o futuros clientes. Se deberá considerar: Información relacionada con: a. Movimientos de Medidores: - Diferenciar los procesos de Instalaciones y Cambios de Medidores, según la actual estructura organizativa, por Tipo de Tarea y Mercado, permitiendo la debida afectación de de las imputaciones contables. - Normalizar las imputaciones

	contables que se utilizan para la Interfase con el Sistema SAP, evitando así errores y/o desvíos económicos no deseados. b. Proyectos de Extensión de Red: - Posibilidad de incluir y gestionar en un mismo Proyecto más de una OTA por tipo de OTA y asociar a cada OTA el importe correspondiente (costos asociados). - Contar con toda la información necesaria dentro de un Proyecto para posibilitar el cruce de información con el Sistema SAP - Elaborar los Reportes de Seguimiento y Gestión de Proyectos, a partir de su Habilitación, a fin de contar con toda la información necesaria que permita realizar el control económico y poder confeccionar los cierres contables. - Identificación de los Servicios Domiciliarios realizados en cada Partido para la elaboración del Documento Anual de Cierre Contable 8. **Mantenimiento evolutivo de aplicaciones de negocio:** incluye los desarrollos necesarios para ajustar los aplicativos relacionados con todos los procesos de negocio para lograr mayor eficiencia y modificaciones de las condiciones regulatorias. 9. **Desarrollo WEB para la publicación a los productores:** Posibilitar la publicación mensual de información a los Productores de Gas, en carácter de declaración jurada de los porcentajes de entrega para el mercado prioritario en sus distintos escalones de consumos. Garantizar la emisión, en tiempo y forma, de la referida publicación mensual a Productores de Gas 10. **Informes Regulatorios**: Implementación de una aplicación que permita la administración, generación y envío al Organismo Regulador de los Informes referidos a la facturación de los productores por compras de gas. Controlar y administrar las facturaciones a productores, tanto en los aspectos regulatorios como operativos. o Posibilitar el resguardo histórico de toda la documentación que se envía al ENARGAS. o Emisión de los Informes Mensuales exigidos 11. **Administración, Gestión y Control de las Certificaciones a Proveedores relacionadas con operaciones**

	domiciliarias : Implementación de una Herramienta Informática para la administración, Gestión y Control de las Certificaciones a Proveedores relacionadas con todas las operaciones domiciliarias de nuestros clientes o futuros clientes 12. **Desarrollo de módulo en SGC para registro de operaciones en puntos de suministro sobre red sin póliza o expediente** 13. **Gestión de clientes con mermas de consumo**: Desarrollo de un sistema para gestionar clientes candidatos a inspección por mermas de consumo interanuales o intermensuales 14. **Automatización de la facturación de reporte semanal de medidores trabados, de consumo proporcional por robo de medidor y remanente de retiro de medidor** 15. **Smart Meeters:** Costo anual de licencia
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Incluye los siguientes proyectos: 1. **Compras-Portal de proveedores:** El análisis detallado de esta implementación ha sido relevado por medio de un cuestionario y apoyado en distintas reuniones con SSII, Compras, Modelo y ECOFI habiendo sido su descripción, las especificaciones técnicas y las características generales del proyecto plasmados en un documento final como punto partida de la implementación a entregar actualizado oportunamente. Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 3.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 1,2 2. **Gestión de precintos en nuevos medidores:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 3.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 1,2 3. **Seguimiento y cálculo de GNNC:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 3.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 1,2 4. **Mejoras del sistema DEGAS:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 500 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,2 5. **Integración de medidores rotativos:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 6. **Agenda de trabajos:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 500 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,2 7. **Mejoras al Seguimiento y Control**

	Administrativo de Extensiones de Red: Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 500 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,2. 8. **Mantenimiento evolutivo de aplicaciones de negocio:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 29.520 horas de desarrollo con una inversión de M$ 11,7. 9. **Desarrollo WEB para la publicación a los productores:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 10. **Informes Regulatorios:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 11. **Administración, Gestión y Control de las Certificaciones a Proveedores relacionadas con operaciones domiciliarias :** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 12. **Desarrollo de módulo en SGC para registro de operaciones en puntos de suministro sobre red sin póliza o expediente:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 13. **Gestión de clientes con mermas de consumo:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4. 14. **Automatización de la facturación de reporte semanal de medidores trabados, de consumo proporcional por robo de medidor y remanente de retiro de medidor**: Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.500 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,6. 15. **Smart Meeters:** M$ 1,5 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 20,4 (sin I.V.A.).

Denominación del proyecto	**04.04: Adquisición de hardware**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad la renovación y adquisición de hardware que acompañe el desarrollo del software y modernización de los procesos comerciales, técnicos,

	administrativos y de atención al cliente. 1. **CCAU:** Digitalización del sistema de despacho de flota. Se instalará un sistema de Trunking para permitir que todos los equipos del CAU que se encuentren en la calle puedan comunicarse sin interferencia y en forma privada hacia el CCAU y entre ellos. Se actualizarán las cuatro radio bases ubicadas en Centro San Martín, Zárate Giles y General Rodriguez para poder actualizar los equipos móviles o agregar nuevos equipos en los vehículo 2. **Actualización infraestructura por obsolescencia:** Recambio de equipos de tecnología obsoleta que impiden su reparación ante fallas e impiden en ciertos casos la actualización del software de base a versiones soportadas 3. **Ampliación de capacidad del Call Center:** Agregar una trama de telefonía y el hardware necesario para aumentar la capacidad de atencion del Call Center comercial.Debido a los cambios en la facturación, y al aumento de tarifas, la cantidad de llamadas al callcenter de Atencion al Cliente como de Cobro Telefónico se ha visto incrementada. 4. **Cambio de centrales telefónicas:** Cambiar por obsolescencia Centrales Telefónicas de los edificios de Isabel la Católica y Centro San Martin.La necesidad surge del hecho que las centrales de ambos edificios dan soporte a los call centers de atencion al cliente y de Urgencias respectivamente, y son equipos que a partir del 2018 entrarán en la etapa End of Support (Dejarán de tener soporte) 5. **Movilidad en lectura de clientes residenciales:** Actualizar por obsolescencia los celulares de toma de estado de clientes residencialesç 6. **Renovación y actualización SCADA etapa II** 7. **Comunicación IP en sucursales:** Dotar de Telefonía IP a las sucursales comerciales 8. **Control de acceso a Pacheras:** Dotar de seguridad el acceso a las pacheras de las sucursales 9. **Infraestructura ZEUS:** Análisis y desarrollo de todas las interfases necesarias entre Zeus y el resto de los Sistemas actuales
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **CCAU**: sobre la experiencia de Gas Natural BAN en la ejecución de proyectos similares se estima una inversión de M$ 7,4

	2. **Actualización infraestructura por obsolescencia:** Recambio de equipos servidores tanto del CPD de ICA como de CSM y/o de algunos centros del gas de los modelos tipo HP Proliant DL360/DL380 G3 y G4 de los años 2004/2006 a otros tipo HP Proliant DL380 G8 que soporten Windows 2012 y 2012R2, y tecnología de virtualización Hyper-V y/o VmWare.. Inversión total de M$ 0,9 3. **Ampliación de capacidad del Call Center:** Se propone ampliar la capacidad de atencion del callcenter y del cobro con tarjeta. Se necesita solicitar a Telefónica de Argentina la provisión de 60 canales más de comunicaciones y al proveedor de la plataforma del call center del hardware necesario para agregar al sistema los canales provistos por Telefónica.El proveedor deberá instalar dos equipos conversores de Voz sobre IP tipo AudioCodes. Inversion M$ 0,04 4. **Cambio de centrales telefónicas:** Se cambiarán las centrales de Isabel la Católica (Nec SV8500) y de Centro San Martin (SV7000) por obsolenscencia. Se instalarán los modelos que estén vigentes al momento de realizar el cambio. Inversión M$ 1,6 5. **Movilidad en lectura de clientes residenciales:** Se cambiarán los actuales equipos para la lectura de medidores residenciales (Samsung Core Plus) por equipos vigentes al momento de realizar la contratación. Inversión M$ 1,5 6. **Renovación y actualización SCADA etapa II** : sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN en contrataciones similares se estima una inversión de M$ 14,5 7. **Comunicación IP en sucursales**: sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN en contrataciones similares se estima una inversión de M$ 0,1 8. **Control de acceso a Pacheras**: sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN en contrataciones similares se estima una inversión de M$ 0,1 9. **Infraestructura ZEUS:** sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN en contrataciones similares se estima una inversión de M$ 1,2 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 27,3 (sin I.V.A.).

ANEXO I

PLAN DE INVERSIONES - GAS NATURAL BAN - 2019

N° de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Fecha de Inicio (DD - MM - AAA)	Plazo Ejecución (Meses)	Monto (Millones de $$)
01	**Mantenimiento del Sistema de Distribución**	**Incluye todasactividades relacionadas con el mantenimiento preventivo y correctivo del sistema de distribucón en un todo de acuero con la nomativa vigente**	**Zona de distribución**	**01/01/2019**	**12**	**225,3**
01.01	Renovación de red por fuga y acometidas	Renovación de red por fuga de media y baja presión en tramos menores a 13 mts y renovación de acometidas domiciliarias por nuevas acometidas en polietileno	Zona de distribución	01/02/2019	11	75,2
01.02	Renovación de red por obsolecencia	Renovación de red de HºFº de Ciudad Evita	La Matanza	01/04/2019	9	29,5
01.03	Adecuación de Estaciones de Regulación y Válvulas	Adecuación de estaciones de regulación y valvulas de línea por obsolecencia	Zona de distribución	01/06/2019	7	53,8
01.04	Integridad	Plan anual de integridad de lineas de transmisión	Zona de distribución	01/04/2019	9	36,4
01.05	Protección catódica	Mantenimiento preventivo y correctivo de instalaciones de protección catódica.	Zona de distribución	01/02/2019	11	11,5
01.06	Mantenimiento de Sistema de medición de Clientes Industriales	Plan anual de mantenimiento preventivo y correctivo de sistema de medición de clientes industriales	Zona de distribución	01/01/2019	12	10,3
01.07	Sustitución de Medidores	Sustitución de Medidores doméstico-residenciales por anomalías técnicas, fallas, deterioro y obsolescencia, provenientes de defirentes procesos (Urgencias, Operaciones domiciliarias, reclamos clientes, etc. (Total: 10.400 medidores)	Zona de distribución	01/03/2019	10	8,5
02	**Confiabilidad del sistema de Distribución**	Incluye todas las inversiones relacionadas con refuerzos de red, desplazamientos, repotenciación de plantas reguladoras y control y calidad del sistema de distribución	**Zona de distribución**	**01/01/2019**	**12**	**523,9**
02.01	Desplazamientos de redes AP y MP	Adecuación del sistema de distribución por cambios en el entorno urbano	Zona de distribución	01/04/2019	9	25,1
02.02	Refuerzos Alta Presión y Media Presión	Obras de infraestructura en la red para la mejora operativa del sistema de distribución.	Zona de distribución	01/04/2019	9	177,8
02.03	Repotenciación de Estaciones de Regulación	Obras de repotenciación de estaciones de regulación para la mejora opertiva del sistema de distribución	Zona de distribución	01/04/2019	9	87,2
02.04	Calidad de Gas	Adquisición de cromatógrafo y mantenimiento de odorización para el control de la calidad del suministro de gas natural	Zona de distribución	01/05/2019	8	3,4
02.05	Control del Sistema de Distribución	Provisión e instalación de sistemas de telelectura Veribox y dataloggers	Zona de distribución	01/02/2019	11	12,7
02.06	Control de Sistemas de Medición	Adquisisción de instrumentos y equipos para mejorar el control de los sistemas de medición	Zona de distribución	01/08/2019	1	0,2
02.07	Actualización del GIS	Mantenimiento del sistema de georeferenciación	Zona de distribución	01/05/2019	8	6,2
02.08	Planta Peak Shaving	Adecuacion operativa de la planta Peak Shaving	Zona de distribución	01/07/2019	6	52,7
02.09	Sustitución de Medidores	Plan anual de sustitución de medidores trabados o con anomalías técnicas	Zona de distribución	01/04/2019	9	25,0
02.10	Renovación del Parque de Medición	Plan anual de renovación de medidores obsoletos	Zona de distribución	01/04/2019	9	133,5
03	**Expansion del sistema de Distribución**	**Incluye todas las inversiones relacionadas con la puesta en servicio de nuevos clientes y obras de expansion del sistema de distribución**	**Zona de distribución**	**01/02/2019**	**12**	**337,8**
03.01	Expansion del sistema de Distribución	Obras de infraestructura en la red para el desarrollo de redes de distribución e incorporación de nuevos clientes	Zona de distribución	01/03/2019	10	164,3
03.02	Crecimiento base de clientes	Construcción de acometidas e inspección y habilitación de instalaciones internas para la puesta en servicio de nuevos clientes residenciales y comenrciales	Zona de distribución	01/02/2019	11	173,5
04	**Otras Inversiones**	**Inlcuye las inversiones de actividades soporte para el desarrollo de la actividad**	**Zona de distribución**	**01/02/2019**	**12**	**89,2**
04.01	Mantenimiento Edilicio	Mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones edilicias relacionadas con la operación del sistema de distribución y la atención al cliente	Zona de distribución	01/02/2019	11	12,9
04.02	Vehículos	Renovación de flota operativa	Zona de distribución	01/06/2019	7	11,0
04.03	Desarrollo de Software	Desarrollo y adecuación de los sistemas informáticos tendientes a mejorar la eficiencia de los proceso operativos y de servicio al cliente	Zona de distribución	01/02/2019	11	52,2
04.04	Adquisición de Hardware	Renovación y adquisición de hardware que acompañe el desarrollo de software y modernización de los procesos de atención al ciente	Zona de distribución	01/02/2019	11	13,1
TOTAL PLAN DE INVERSIONES 2019			**ZONA DE DISTRIBUCIÓN**	**01/02/2019**	**11**	**1.176,1**

ANEXO II

RTI – PIN – DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS

Año 2019

01: Mantenimiento del sistema de distribución

Denominación del proyecto	**01.01: Renovación de red y acometida por fuga**
Objetivo del proyecto y justificación	Eliminación de fugas de gas en redes y acometidas por avisos provenientes del centro de atención de urgencias o del reseguimiento del sistema de distribución de gas por redes cumpliendo lo establecido en la NAG 100
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Este proyecto contempla la eliminación de pérdidas de gas detectadas en los sistemas de distribución de alta, media y baja presión. Esa tarea comprende, entre otras, la realización de trabajos de obra civil y mecánica en las redes de alta, media y baja presión y sus respectivos servicios industriales y domiciliarios, en cualquier material y diámetro, siendo la renovación de servicios domésticos/comerciales y la sustitución de cañerías las acciones específicas a desarrollar según corresponda. La zona de actuación involucra los 30 partidos en los cuales Gas Natural BAN es licenciataria. Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN, de los contratos vigentes y la previsión de actividad, se estima invertir en este proyecto M$ 75,2 (sin I.V.A.). La metodología de estimación de la inversión asociada a este proyecto se basa en las siguientes consideraciones: • Estimar la cantidad de fugas sobre red o acometida en función de los índices de fuga históricos de los sistemas a reseguir • Estimar la cantidad de metros de red a sustituir en función de valores históricos: 490 • Estimar la cantidad de acometidas a renovar en función de valores históricos: 14.711 acometidas • Según el contrato marco técnico se estima el valor a diciembre de 2016 del precio unitario de renovación de acometidas y precio unitario medio de renovación de red: o Acometidas: $ 4.898 o Red: $ 5.064 • Incluye la adquisición de máquinas y herramientas relacionadas con reparación de fugas por M$ 0,7

Denominación del proyecto	**01.02: Renovación de red por obsolescencia**
Objetivo del proyecto y justificación	Renovación de red de HºFº, operada en baja presión, por red de PE operada en media presión en la localidad de Ciudad Evita partido de La Matanza.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	La red a renovar es una red de más de 50 años de antigüedad, opera en baja presión (22 mbares) y fue realizada por la Ex- Gas del Estado. La red se construyó en H°F°, material obsoleto, que ya no se utiliza en la industria del gas .y con los servicios en acero. La zona a renovar presenta un índice de fugas superior al que presentan los demás sistemas de distribución y las pérdidas que se detectan responden a cuestiones mecánicas (las uniones entre caños es mecánica). La eliminación de las fugas requieren grandes movimientos de tierra y con el tiempo se vuelven a repetir y los materiales requeridos no se consiguen en el mercado local Se prevé la renovación de la red en polietileno y en media presión (1.5 bar), con lo cual se logrará una mejora tecnológica, lo cual redundará en una mejor condición de presión de suministro, mayor niveles de confiabilidad operativa y un bajo nivel de pérdidas. Se prevé instalar 17.350 m de red de polietileno de varios diámetros y la renovación de 272 servicios Ver detalle en Anexo II – PROYECTOS RTI 2018 Proyecto Nº 01.03 Sobre la base de las contrataciones efectuadas por Gas Natural BAN, y en función de los costos relevados en el mercado, se estima una inversión en este proyecto de M$ 29,5 (sin I.V.A.), la que contempla tanto la provisión de los materiales como todas las actividades de desarrollo, proyecto, permisos, instalaciones, verificaciones y puesta en gas de la red instalada. Los montos de inversión se estima en base a los valores obtenidos para la etapa 5, en curso, a través de la cual podemos estimar un valor de referencia de 1480 $/m que incrementado por los valores de CPI, mano de obra propia, permisos y proyectos y actualizaciones correspondientes hemos considerado del orden de $ 1.697 $/m. Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria

	descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**01.03: Adecuación de estaciones de regulación y válvulas**
Objetivo del proyecto y justificación	Adecuación de las estaciones de regulación de presión y válvulas de bloqueo que presentaban signos de obsolescencia. El envejecimiento de las instalaciones hace necesaria la readecuación de mismas, a los efectos de brindar una mayor confiabilidad al sistema de distribución
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Gas Natural BAN cuenta en sus sistemas de distribución con 375 estaciones de regulación de presión (ERP) tanto aéreas como subterráneas, las que se encuentran distribuidas en los 30 partidos que conforman la jurisdicción de Gas Natural BAN Este proyecto prevé la adecuación integral o parcial de aquellas unidades de regulación que presentan grado de obsolescencia. La adecuación mecánica consistirá en reformas de las plantas, previéndose el cambio de reguladores, filtros, sistemas de seguridad, válvulas de bloqueo y cámaras de mampostería. Por último también se incluyen las siguientes actividades: i) colocación de segunda tapa de acceso a cámaras subterráneas, ii) reemplazo de espacios verdes por pisos de hormigón, iii) instalación de filtros con manómetro diferencial, iii) reemplazo de cerco perimetral, iv) instalación de puentes grúa. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 53,8 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.04: Integridad**
Objetivo del proyecto y justificación	Realizar la Gestión por Integridad en instalaciones en la zona de distribución de Gas Natural NBAN. Realizar las acciones necesarias para preservar la integridad de los sistemas de distribución de alta, media y baja presión. La gestión de integridad es una metodología que permite aumentar la confiabilidad de las instalaciones asegurando el correcto funcionamiento de los sistemas, reduciendo las posibilidades de accidentes que comprometan la seguridad de las personas y bienes
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Este proyecto incluye las siguientes actividades: 1) **Llenado de espacio anular en cruces encamisados con material inerte -**: Relleno controlado del espacio anular con un medio inerte de caños encamisados en Líneas de Transmisión con el fin de prevenir eventuales focos corrosivos que pudiesen desarrollarse dentro de los mismos. Los sellos de estas instalaciones generalmente pierden eficiencia con paso del tiempo, situación que posibilita el ingreso de agua en su interior, convirtiendo estas instalaciones en puntos críticos desde el punto de vista del análisis de integridad. Estas reducen la amenaza de daños mecánicos y/o fuerzas externas, pero son un problema desde el paradigma corrosivo ya que la corriente de protección catódica no protege el caño conductor dentro del tramo encamisado; y si a eso le sumamos el problema del ingreso de agua, es una combinación perfecta para desarrollar corrosión. Para evitar esto y también alguna eventual pérdida, rotura o reemplazo de tramo, y a la vez reducir al mínimo la probabilidad de ocurrencias de esta amenaza, se realiza el rellenado de espacio anular. Con esto se logra aumentar los niveles de seguridad en operación de Líneas de Transmisión, mitigar la amenaza de corrosión en dichas Instalaciones y cumplimentar con los requisitos mandatorios de la normativa NAG 100-Parte O. 18 cruces a un precio unitario de 0,9 M$ => total= 15,0 M$ 2) **Estudios de Integridad, consultoría y compra de instrumental de Integridad. Líneas de Transmisión:** Dar soporte a los requerimientos del Plan de Gestión de Integridad de la Compañía recurriendo al estudio de las amenazas particulares que afectan a cada ducto mediante el acceso a nuevas tecnologías, nuevo software de gestión y análisis espacial, herramental

	adecuado, y el "Know How" necesario del personal para mantener una operación de Líneas seguras y consecuentemente cumplir con la normativa aplicable (NAG 100 - NAG 100 Parte O - NAG 100 Parte G). Inversión de M$ 3,3 3) **Refuerzo de señalización de gasoductos de Alta Presión - Líneas de Distribución:** Reforzar la señalización en gasoductos de Alta Presión pertenecientes a Líneas de Distribución. La señalización de gasoductos junto al Programa de Prevención de Daños son las herramientas más importantes a la hora de mitigar la amenaza a la integridad "Daño a Terceros". Con el fin de disminuir los valores de riesgo por el impacto de esta en zonas pobladas y zonas rurales con sitios identificados, se requiere incrementar la densidad de señalización. 1306 unidades por un costo total de M$ 3,5 4) **Reforrado de tramos en Líneas de Transmisión - Líneas de Transmisión** por un costo de M$ 6 5) **Adecuación e Instalación de 104 Unidades de Telecontrol en Unidades de Protección Catódica por Corriente Impresa** por un costo de M$ 8,6 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 36,4.- (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.05: Protección catódica**
Objetivo del proyecto y justificación	Las acciones que se deberán realizar se desglosan en las siguientes actividades: 1) **Renovación de Instalaciones de Protección Catódica - Renovación de Lechos Dispersores Profundos Recuperables e Instalaciones Auxiliares:** Dar respuesta a las demandas de corriente de los Sistemas de Protección Catódica con el fin de mantener los criterios de protección adoptados y en consecuencia proteger la red de acero contra la corrosión. El carbón calcinado se va separando de la columna por acción de las napas freáticas y los electrodos se cortan con el paso del tiempo y la acción del medio ácido. Esto más la obsolescencia de algunos materiales asociados a estas instalaciones hacen necesario la renovación integral de estas unidades. 2) **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Estaciones de medición continua de corrosión - Líneas de**

	Transmisión: Lograr más precisión y exactitud en la medición de velocidad de corrosión con el fin de obtener tiempos de reevaluación más precisos en Líneas de Transmisión y cumplir con las disposiciones y requisitos legales aplicables (NAG 100 - NAG 100 Parte O - NAG 100 Parte G). La tasa de corrosión es uno de los parámetros más importantes en el análisis de integridad y de corrosión, su valor junto con los parámetros operativos de las instalaciones determinan los periodos de re inspección en los planes de gestión de integridad. El objetivo de estas estaciones es poder recolectar valores continuos más certeros y a posteriori un análisis de riesgo más representativo. Durante el lapso de vida útil de las probetas se determina una curva corrosiva que permite determinar la velocidad de corrosión. El monitoreo a distancia del funcionamiento de las probetas, permitirá enviar datos continuos y detectar cualquier alteración de las variables eléctricas involucradas, redundando en un mejor análisis de agresividad del suelo. 3) **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Unidades de Protección Catódica por Corriente Impresa con Lechos Dispersores Profundos Recuperables / Cemento Conductivo:** Dar respuesta a las demandas de corriente de los Sistemas de Protección Catódica con el fin de mantener los criterios de protección adoptados y en consecuencia proteger la red de acero contra la corrosión. Debido a la reducción del valor de resistencia de cobertura de los revestimientos orgánicos provocada por el paso del tiempo, algunas redes incrementan su necesidad de corriente. Por ello y con el fin de ecualizar eficientemente las corrientes evitando altos valores de inyección que pueden promover potenciales polarizados que lleguen a la zona de producción de hidrógeno y/o potenciales que promuevan el despegue catódico, es que se realizan estas unidades.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1) **Renovación de Instalaciones de Protección Catódica - Renovación de Lechos Dispersores Profundos Recuperables e Instalaciones Auxiliares:** Se incluye la adquisición de materiales (carbón, electrodos, equipo rectificador) y Readecuación Civil / Protección Catódica de Unidad de

	Protección Catódica por Corriente Impresa con Pozo Dispersor Profundo Recuperable. Se adjuntan los siguientes documentos: IT.07258.AR-DG (Instalación de ánodo dispersor de corriente, profundo-recuperable) - NT-1127-0 (Procedimiento de Instalación y Puesta en Marcha de UPCCI's) - Planos Tipo Instalaciones de UPCCI's (1004-1017-1027-1036-1042) - NT-1014 (Especificación de Equipo rectificador monofásico manual a diodo de Si, con salida 60V-30A) - Especificación de carbón calcinado - Especificación de electrodos M.O.M. Incluye la renovación de 35 unidades con una inversión total de 6,3 M$ 2) **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Estaciones de medición continua de corrosión - Líneas de Transmisión:** Se incluye la construcción de Obra Civil/Protección Catódica de Estación de Medición de velocidad de corrosión con 4 probetas ER y equipo de monitoreo remoto incorporado. Se adjuntan los siguientes documentos: Especificación probetas ER - Especificación Sistema de Telemetría para Probetas ER - Plano Tipo PA-1008 (Mojón indicador con CMP). Incluye 12 nuevas instalaciones con una inversión total de M$ 2,1 3) **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Unidades de Protección Catódica por Corriente Impresa con Lechos Dispersores Profundos Recuperables / Cemento Conductivo:** Se incluye adquisición de materiales (carbón, electrodos, camisas, equipo rectificador) y Construcción de Obra Civil / Protección Catódica de Unidad de Protección Catódica por Corriente Impresa con Pozo Dispersor Profundo Recuperable en los sistemas de alta presión y red de media presión. Para el caso de las Unidades con Cemento Conductivo los materiales son cemento conductivo, electrodos y equipo rectificador. Se adjuntan los siguientes documentos: IT.07258.AR-DG (Instalación de ánodo dispersor de corriente, profundo-recuperable) - NT-1127-0 (Procedimiento de Instalación y Puesta en Marcha de UPCCI's) - Planos Tipo Instalaciones de UPCCI's (1004-1017-1027-1036-1042-1050-1051) - NT-1014 (Especificación de Equipo rectificador monofásico manual a diodo de Si, con salida 60V-30A) - Especificación de carbón calcinado -

	Especificación de electrodos M.O.M. - Especificación de Ánodos y Cemento Conductivo. Incluye 6 nuevas instalaciones con una inversión total de M$ 3,2 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 11,5 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.06: Mantenimiento del sistema de medición de clientes industriales**
Objetivo del proyecto y justificación	Las acciones a desarrollar en el proyecto son las siguientes: 1) **Reemplazo habitual de Medidores y Unidades Correctoras:** Mantener las mediciones de los volúmenes de los clientes industriales dentro de las especificaciones indicadas por el regulador y los fabricantes. Actualización tecnológica por obsolescencia 2) **Modificación de Instalaciones en Clientes Industriales**: Adecuación de instalaciones a la normativa. Reemplazo de medidores de distinta tecnología, cambios de consumo. Optimización de los sistemas de medición. 3) **Equipamiento para el área de Instrumentación y laboratorio de calibración**: Mantener el equipamiento conforme a las nuevas tecnologías, reemplazo de equipamiento obsoleto o deteriorado. Cumplir con los requisitos normativos en cuanto a el estado de los sistemas de medición, detectores de mezcla explosiva, mantenimiento de los sistemas SCADA y registradores de presión. Mantener el equipamiento del laboratorio a la NORMA ISO 17025 4) **Modificación del reglamento del servicio de distribución**: Instalar correctores de volumen en clientes sin corrección de volumen por factores de presión, temperatura y factor de compresibilidad. Debido a la instalación de nuevos correctores de volumen, es necesario adecuar las instalaciones de los clientes, reemplazar medidores que no son aptos para funcionar con unidades correctoras. Adecuar las instalaciones conforme a normativa.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1) **Reemplazo habitual de Medidores y Unidades Correctoras**: Reemplazo de 132 medidores de tipo rotativos, turbina y diafragma industriales y 84 Unidades correctoras electrónicas. Reemplazo de 13 medidores y 6 unidades correctoras obsoletas.

	2) **Modificación de Instalaciones en Clientes Industriales**: Adecuación de las instalaciones de los clientes industriales de la compañía. Adecuación conforme a la normativa vigente 3) **Equipamiento para el área de Instrumentación y laboratorio de calibración**: adquisición de instrumental para tareas habituales del área Instrumentación de Medición. Manómetros digitales, multímetros, simuladores de señal, etc. 4) **Modificación del reglamento del servicio de distribución:** i) Instalación de 100 nuevos correctores de volumen debido a modificaciones regulatorias y requisitos NAG-102; ii) Reemplazo de 50 nuevos medidores debido a modificaciones del reglamento y regulatorias NAG-102. remplazo de medidores a diafragma por rotativos. Reemplazo de medidores obsoletos y discontinuados de fabricación. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 10,3 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.07: Sustitución de Medidores**
Objetivo del proyecto y justificación	Sustitución de Medidores doméstico-residenciales por anomalías técnicas, fallas, deterioro y obsolescencia, provenientes de diferentes procesos (Urgencias, Operaciones domiciliarias, reclamos clientes, etc.)
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Se estima que se sustituirán 10.400 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 8,5. (sin I.V.A.)

02: Confiabilidad del sistema de distribución

Denominación del proyecto	**02.01: Desplazamientos de redes AP y MP**
Objetivo del proyecto y justificación	Adecuación del sistema de distribución por cambios en el entorno urbano
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Se incluyen varios desplazamientos derivados de las acciones de vigilancia periódica de la red que se desarrollan durante el año. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN se han considerado los posibles desplazamientos a realizar durante el año, por motivos de seguridad que incluye además el desplazamiento de aprox. 300 metros de caño helicoidal de 24" a la salida del Puente

	de medición La Matanza. En función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 25,1 (sin I.V.A.). Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**02.02: Refuerzos AP y MP**
Objetivo del proyecto y justificación	Obras de infraestructura en la red de para la mejora operativa del sistema de distribución
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Las obras que comprenden este proyecto, facilitarán el suministro de gas a nuevos usuarios y a su vez posibilitarán el incremento de consumo por parte de clientes existentes, como así también mantener los niveles adecuados de presión de los sistemas de distribución. Ver detalle de proyectos en Anexo II – PROYECTOS RTI 2019 Proyecto Nº 02.02 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 177,8 (sin I.V.A.) Este rubro se compone de 2 proyectos de refuerzo en alta presión (5.820 m) en acero por un total de M$ 51,2 y 2 proyectos en media presión (5.000 m) por un total de M$ 16,2 y la fase II de las etapas I, II y III del refuerzo de alta presión (12.850 m) de Mercedes por un total de M$ 110,4 Ver detalles de proyectos en Anexo II – PROYECTOS RTI 2019 Proyecto Nº 02.02 Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**02.03: Repotenciación de estaciones de regulación**
Objetivo del proyecto y justificación	Obras de infraestructura en la red de para la mejora operativa del sistema de distribución
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Las obras que comprenden este proyecto, facilitarán el suministro de gas a nuevos usuarios y a su vez posibilitarán el incremento de consumo por parte de clientes existentes, como así también mantener los niveles adecuados de presión de los sistemas de distribución. Ver Anexo II – PROYECTOS RTI 2019 Proyecto N° 02.03 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 87,2 (sin I.V.A.) Este rubro se compone de 4 adecuaciones integrales de plantas por un total de M$ 54,4 la construcción de una nueva estación de regulación por M$ 12,5 y la construcción de la segunda etapa del City Gate de Mercedes asociado al refuerzo de alta presión mencionado precedentemente, por un total de M$ 20,3 Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**02.04: Calidad de gas**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto contempla las siguientes actividades: 1. **Adquisición de bombas YZ 7000**: El proyecto contempla la adquisición de dos bombas marca YZ modelo 7000 como repuesto ante posibles fallas de funcionamiento por desgaste de las existentes. Gas Natural cuenta con 4 equipos ubicados en plantas cuya transferencia máxima es de 100.000 m3 /hora. 2. **Adquisición de bombas YZ 8000:** El proyecto contempla la adquisición de una bomba marca YZ modelo 8000 como repuesto ante posibles fallas de funcionamiento por desgaste de las

	existentes. Gas Natural cuenta con dos equipos con doble bomba instalados en planta Pacheco y un equipo son una bomba instalado en planta Rodriguez. Estas city gates son las de mayor transferencia de gas. 3. **PLC Micro Control Wave:** El proyecto contempla la adquisición de dos controladores de programación lógica (PLC) como respuesto ante posibles fallas de los existentes. Los mismos son necesarios para el funcionamiento, tele medición y tele comando de los 11 odorizadores Mirbla instalados. 4. **Muestreadores continuos YZ**: El proyecto contempla la adquisición de dos muestreadores contínuos marca YZ para instalarlos en remplazo de dos equipos existentes y en donde los mantenimientos preventivos no le incrementan su vida útil. 5. **Adquisición de un Odor Handy mas 6 sensores**: La inversión tiene en cuenta la adquisición de dos equipos de medición de contenido de odorante (TBM) en el gas natural y sensores electroquímicos para recambio de los equipos existentes. Estos equipos son de campo y se utilizan para determinar la concentración de odorante que reciben los clientes en los distintos puntos de muestreo de acuerdo al odorizador involucrado 6. **Adquisición de dos cromatógrafo de línea Daniel 370 XA**: Contempla la provisión e instalación de un cromatógrafo de línea en la city gate de Cardales y una nueva unidad a instalar en la red
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Adquisición de bombas YZ 7000:** Los equipos de odorización marca YZ fueron instalados en el año 1996. Si bien anualmente se les hace el mantenimiento preventivo es necesario contar con bombas de repuesto debido al desgaste de las mismas por su uso continuo y permanente. La especificación técnica de las mismas es la establecida por el fabricante. La inversión en esta adquisición se estima en M$ 0,3 2. **Adquisición de bombas YZ 8000:** Los equipos de odorización marca YZ fueron instalados en el año 1996. Si bien anualmente se les hace el mantenimiento preventivo es necesario contar con bombas de repuesto debido al desgaste de las mismas por su uso continuo y permanente. La especificación técnica de la misma es la

	establecida por el fabricante. La inversión en esta adquisición se estima en M$ 0,2 3. **PLC Micro Control Wave:** Son equipos programados lógicamente con doble función tanto de PLC como de RTU. Están diseñados y programados para la aplicación correspondiente a la odorización del gas. Los mismos corresponden a una marca registrada de Emerson. La inversión en esta adquisición se estima en M$ 0,1 4. **Muestreadores continuos YZ:** La adquisición se realiza de acuerdo con la especificación técnica de "Muestreador continuo para gas natural". La inversión en esta adquisición se estima en M$ 0,3 5. **Adquisición de un Odor Handy mas 6 sensores:** La adquisición se realiza de acuerdo con el anexo técnico correspondientes a los medidores de concentración de odorante mediante sensores electroquímicos. La inversión en esta adquisición se estima en M$ 0,2 6. **Adquisición de dos cromatógrafo de línea Daniel 370 XA**: La especificación técnica del grupo para la adquisición del equipo es la ES.02924.GN-DG Equipos para el control de la calidad del gas para las condiciones generales y se agregan condiciones particulares en función de los requerimientos establecidos en Gas Natural BAN. La inversión en esta adquisición se estima en M$ 2,3 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores y de precios de materiales de mercado se estima un presupuesto de ejecución de M$ 3,4 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.05: Control del sistema de distribución**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto contempla las siguientes actividades: 1. Provisión e instalación de 60 dataloggers por año, 25 como reemplazo de unidades obsoletas y afectadas por fallas, y 35 como crecimiento gradual del control de la red. 2. Provisión e instalación de 112 Veribox por año, 5 como reemplazo de unidades afectadas por fallas, de 5 para cubrir el crecimiento del parque de clientes GU y 102 para reemplazar por completo otros sistemas de tele medición obsoletos instalados en el mercado de GNC. 3. Equipamiento de Sistema SCADA: Adquisición de instrumentos y equipos

	para garantizar la funcionalidad de los sistemas de campo. Actualización tecnológica
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. Datalogger: Registrador de presión manométrica electrónico (Data logger) programable, con toma de conexión neumática a proceso, capacidad de memoria mínima de 128 Kb, baterías reemplazables de al menos 2 años de duración, gabinete IP-54, certificado para zonas clasificadas clase 1, división 1, grupo D(NEC 500), rango de temperatura de operación de -20 a +50 °C y humedad de 0% a 95%, sin condensación, error o desvío máximo admisible será de +/ 2% del fondo de escala, de dos entradas de presión rango 0-3 bar m y 0-30 bar. Reguladoras de equipos Mirbla: Cada equipo lleva dos reguladoras. Una de ellas de presión máxima 2 bares con diafragma de teflón y sin venteo y la otra es de presión máxima hasta 7 bares. Ambas son del tipo RP67FR. Inversión M$ 4,7 2. Veribox: Equipo capaz de ser conectado al puerto serie de datos de la Unidad Correctora de Volumen y tomar del mismo los datos de Volumen Bruto, Volumen Corregido, Presión, Temperatura, Alarmas y Registros de auditoría. Inversión M$ 2,9 3. Sistema SCADA: Adquisición de instrumental de campo, transmisores de presión, transductores de presión corriente, protecciones de descarga eléctrica, plc´s, etc. Y adquisición de 10 RTU's. Inversión M$ 5,1 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 12,7 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.06: Control del sistema de medición**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto contempla las siguientes actividades: 1. **Adquisición de patrones para banco de calibración:** Garantizar la trazabilidad de las mediciones, permitir la continuidad del uso del banco de transferencia durante la calibración periódica de sus patrones
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Adquisición de patrones para banco de calibración:** Adquisición de 3 medidores rotativos patrones para el banco de transferencia de 2500 M3/H Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las compras

	anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 0,2 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.07: Actualización GIS**
Objetivo del proyecto y justificación	El objetivo de esta inversión es mantener actualizada la red y sus elementos auxiliares, en el GIS ICARO BAN, incorporando las obras de red geográficamente asociadas a nueva cartografía. Generando además la cartografía de escala adecuada (barrios cerrados, countries, modificación de manzanas por cesión de calles, subdivisiones, urbanización, etc.) necesaria para la captura de la red en nuevas zonas en gasificación y/o en zonas de redes existentes, donde no se dispone de cartografía base, realizando a la vez trabajos adicionales en el GIS relacionados con la actualización cartográfica, vinculación de nuevos clientes a través de la georeferenciación de los mismos. 1. De esta forma se garantiza la evolución hacia la completitud e integración de los datos disponibles, para hacer más eficiente la gestión de consultas y/o el análisis de la información del sistema ICARO por las áreas técnicas y comerciales (CCAU, SS.TT, Construcciones, Prev. Daños, Ventas, etc.). Agilizando los trabajos de simulaciones de red con winflow, lo que permite optimizar año a año las inversiones en refuerzos de red, como así también el correcto análisis de la explotación de la infraestructura existente y de la necesaria para permitir el crecimiento del mercado en nuevas zonas.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	• Incorporar Aprox. 400 Km de Red nueva. • Georeferenciar y vincular 50.000 Clientes existentes. • Georeferenciar y vincular 40.000 Clientes que se incorporan. • Generación de 90 has. Cartografía base. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 6,2.-(sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.08: Planta Peak Shaving**
Objetivo del proyecto y justificación	Adecuaciones varias de planta para mejora de procesos y mantenimiento preventivo. Incluye las siguientes actividades: 1. **Remplazo del baño salino**: Reemplazo del calentador y recipiente para el

	calentamiento de aceite de transferencia térmica a través de baño salino. 2. **Readecuación de aislación térmica de cañerías:** Reemplazo de la aislación térmica de las tuberías calorifugadas. 3. **Reemplazo del sistema CCTV:** Adecuación del sistema cerrado de TV para el control visual a distancia de las áreas de proceso. 4. **Adquisición de instrumental/herramental:** Adquisición de nuevo instrumental / herramental para el control de los procesos. 5. **Reemplazo de equipos:** Adquisición y reemplazo de bombas, válvulas, reguladoras e instrumentación por desgaste u obsolescencia. 6. **Instalación de sistema de control de derrames:** Instalación de un sistema anti derrame para la recolección de una posible pérdida del tanque de pentano. 7. **Adquisición de transformadores:** Adquisición de dos transformadores de media potencia, a fin de contar con un backup de los existentes en planta, dado que los mismos no son estándar y se fabrican a pedido. 8. **Reemplazo de moto-compresor:** Primera etapa del proyecto. Adquisición e instalación de una nueva unidad para la compresión de gases refrigerantes. 9. **Instalación de motogenerador etapa II** Instalación de motogenerador de 1000 kw con traffo 0,4/2,3 de salida 10. **Reacondicionamiento de edificio central de la planta**
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Remplazo del baño salino**: Consistirá en el reemplazo por una nueva unidad para el calentamiento del aceite que permite la transferencia térmica requeridos en los distintos procesos de la Planta. Los requisitos de la nueva unidad son: - Alimentación a gas -Temperatura máx de calentamiento: 350 °C -Caudal máximo del aceite: 430 l/min Inversión: M$ 2,8 2. **Readecuación de aislación térmica de cañerías:** Consistirá en el retiro de la aislación existente y en la provisión e instalación de una nueva aislación de las cañerías que transportan GNL. La chapa a utilizar será galvanizada del 25 o AISI 430 -Brillante espejo . Se aplicará espuma de poliuretano rígido. Total de metros aproximados a reacondicionar : 784 metros lineales, de desarrollos varios de 1,08 a 2,32 m. Inversión: M$ 3,0

	3. **Reemplazo del sistema CCTV:** Consistirá en la provisión reemplazo por obsolescencia de 5 cámaras domo antiexplosivas en las distintas áreas de proceso. Incluirá la provisión de nuevo software y hardware de control. Inversión: M$ 0,3 4. **Adquisición de instrumental/herramental:** En función de los adelantos tecnológicos que se producen en el sector industrial, es necesario el reemplazo o adquisición de nuevo instrumental y herramental, a los efectos de un mejor control de los procesos y facilitar la ejecución de los mantenimientos que se realizan en la Planta: Inversión: M$ 0,25 5. **Reemplazo de equipos:** Se reemplazaran bombas, reguladoras o unidades de control, ya sea por desgaste u obsolescencia. Estos reemplazos se determinaran en función de los análisis de funcionamiento que se realizan todos los años. Inversión: M$ 0,75 6. **Instalación de control de derrames:** Consistirá en el proyecto, ingeniería básica y de detalle, y posterior construcción de un sistema de derrame para la recolección y contención de una posible pérdida del tanque de pentano. Inversión: M$ 0,45 7. **Adquisición de transformadores:** Adquisición de dos transformadores de 33KV/2,3 KV y de 2,3 KV/0,38 KV de 2000 Kw y de 1000 Kw respectivamente. Los mismos tendrán refrigeración con aceite. Inversión: M$ 1,4 8. **Reemplazo de moto- compresor:** Ingeniería de detalle, provisión, de un moto compresor para comprimir los fluidos refrigerantes del sistema de licuefacción de gas natural. Este equipo que reemplazará por obsolescencia a la unidad existente, cumplirá con las recomendaciones y especificaciones que surjan del estudio de la Ingeniería básica a contratar durante el año 2018 - Primera etapa. Inversión: M$ 40,0 9. **Instalación de motogenerador etapa II** Instalación de motogenerador de 1000 kw con traffo 0,4/2,3 de salida. Inversión: M$ 3,0 10. **Reacondicionamiento de edificio central de la planta** Inversión: M$ 0,8 Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN, en función de las contrataciones anteriores y consultas con diversos

	proveedores, se estima un presupuesto de ejecución de M$ 52,7 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.09: Sustitución de medidores**
Objetivo del proyecto y justificación	Plan anual de sustitución de medidores trabados o con anomalías técnicas
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Reducir el incremento de Gas Natural No Contabilizado. Proyecto recurrente que se llevará a cabo durante todo el quinquenio. Sustitución de 20.500 medidores para uso residencial/comerciales que se identifiquen como trabados o con anomalías que dificultan la lectura (visor roto/empañados, etc). Previamente al cambio de los medidores se debe realizar una verificación de funcionamiento Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 25,0 (sin I.V.A). Para la valorización económica se toma $ 1.219 como costo unitario de la operación.

Denominación del proyecto	**02.10: Renovación del parque de medidores**
Objetivo del proyecto y justificación	Reducir el Gas Natural No Contabilizado mediante la sustitución de medidores residenciales/comerciales con deficiencias en la medición producto de su obsolescencia. Proyecto recurrente que se llevará a cabo durante todo el quinquenio.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Sustitución de 70.000 medidores residenciales/comerciales con anomalías en la medición (obsoletos), 12.500 serán sustituidos por Smart Meeters cuyo costo unitario es de $ 1800.Sustitución de 1.000 medidores comerciales a diafragma por medidores rotativos, previa modificación de la instalación del cliente. Adquisición de instrumental de medición y de detección de instalaciones enterradas. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 133,5 (sin I.V.A.).

03: Expansión del sistema de distribución

Denominación del proyecto	**03.01: Expansión del sistema de distribución**

Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad la construcción de obras de infraestructura necesarias para abastecer con gas natural a zonas sin suministro (incluye de ser necesario la construcción de ERP correspondiente)
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Son 6 obras en total cuya descripción se encuentra en Ver Anexo II – PROYECTOS RTI 2019 Proyecto Nº 03.01 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 164,3 (sin I.V.A.). Este conjunto de proyectos que comprende la implantación de 5 nuevas reguladoras con una inversión asociada de M$ 38,0 infraestructura de alta presión (16.800 m) con una inversión total de M$ 119,5 e infraestructura de media presión (2.205 m) de distintos diámetros con una inversión total de M$ 6,8

Denominación del proyecto	**03.02: Crecimiento de la base de clientes**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad que toda aquella persona o empresas que cumpla con los requisitos técnicos y administrativos establecidos por la normativa existente puedan acceder al servicio de gas natural por redes. En el área de concesión de Gas Natural BAN hay un mercado potencial de 300.000 viviendas que no tiene suministro y podrían poseer las condiciones técnicas necesarias para acceder al servicio. Este proyecto incluye los trabajos necesarios para que, en caso de haber disponibilidad de redes existentes o, el futuro cliente residencial, comercial o industrial, se construya la correspondiente extensión, pueda acceder al servicio.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Los trabajos incluidos en el presente proyecto son los siguientes: 1. Construcción de servicios. 2. Perforación y puesta en carga de acometidas existentes 3. Colocación de medidor, conjuntamente o no a la realización de la acometida 4. Corte de servicios existentes. Se estima que para el año 2019 se incorporarán 52.759 nuevos clientes residenciales, 864 nuevos clientes comerciales, 25 nuevos clientes industriales y 8 GNV. La inversión unitaria promedio por tipo de cliente es la siguiente: 1) Residencial: 3.151,2 $/cliente 2) Comercial: 5.590 $/cliente 3) Industrial: 43.852 $/cliente 4) GNC: 83.759 $/cliente (es preciso

	destacar que la revisión del proyecto de la Estación de Servicio tiene un costo de 44.000 $/cliente) Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima que la inversión para la incorporación de nuevos clientes es de M$ 173,5. (sin I.V.A.)

04: Otras inversiones

Denominación del proyecto	**04.01: Mantenimiento edilicio**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad el mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones edilicias relacionadas con la operación, gestión y administración del sistema de distribución y la atención al cliente.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 12,9 (sin I.V.A.).

Denominación del proyecto	**04.02: Vehículos**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad la renovación de la flota operativa por obsolescencia
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las compras anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 11,0 (sin I.V.A.). La inversión está compuesta de la siguiente manera por la adquisición de 15 vehículos tipo industrial (furgon MB Sprinter, Peugeot Partner o similar) y un vehículo de alta dirección.

Denominación del proyecto	**04.03: Desarrollo de software**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad el desarrollo y adecuación de los sistemas informáticos tendientes a mejorar la eficiencia de los procesos operativos y de servicio al cliente. Incluye los siguientes proyectos: 1. **Programa Smile-Proyecto Zeus/EPS:** Cambio del sistema de gestión de clientes. 2. **Seguimiento y control de matriculados.** Defectos comunicación y aplicación de multas y/o sanciones 3. **Pre**-GOR: Desarrollo de un módulo para factibilidades de obras por terceros. 4. **Mantenimiento evolutivo de las**

	aplicaciones del negocio y desarrollos regulatorios 5. **Actualización plataforma de gestor de documentos y acuses de recibos digitales.** 6. **Modulo para el control de las empresas homologadas:** Disponer de una herramienta para el registro y control de las empresas involucradas en la realización de obras. 7. **Carga y seguimiento de derechos de vía y servidumbres de ocupación de trazas y terrenos.** 8. **Smart Meeters:** costo anual de licencia
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Incluye los siguientes proyectos: **Programa Smile-Proyecto Zeus/EPS:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 91.195 horas de desarrollo con una inversión de M$ 36,3 2. **Seguimiento y control de matriculados:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 3. **Pre-GOR**: Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 4. **Mantenimiento evolutivo de las aplicaciones del negocio y desarrollos regulatorios:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 30.520 horas de desarrollo con una inversión de M$ 12,2 5. **Actualización plataforma de gestor de documentos y acuses de recibos digitales:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 6. **Modulo para el control de las empresas homologadas:** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 7. **Carga y seguimiento de derechos de vía y servidumbres de ocupación de trazas y terrenos.** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1.000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,4 8. **Smart meeters:** inversión M$ 1,5 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 52,2 (sin I.V.A.).

Denominación del proyecto	**04.04: Adquisición de hardware**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad la renovación y adquisición de hardware que acompañe el desarrollo del software y modernización de los procesos comerciales, técnicos, administrativos y de atención al cliente. 1. **Recambio de equipos celulares:** Actualización de equipos celulares por obsolescencia 2. **Traslado del nodo SCADA Zarate a Capilla del Señor:** Traslado por venta del predio 3. **Incremento de capacidad de procesamiento y almacenamiento por crecimiento vegetativo:** Con el incremento de clientes, cambios en la frecuencia de facturación/cobros, e implementación de nuevos proyectos, es necesario incrementar la capacidad de almacenamiento de datos y de procesamiento de información. 4. **RTU's en sala de comunicaciones:** Dotar de RTU (Unidades de transmisión remota de datos) para cámaras de monitoreo, control de acceso, temperatura y tensión en los nodos de la red SCADA. 5. **RTU's principales en nodos de la red SCADA**: Dotar de RTU (Unidades de transmisión remota de datos) para cámaras de monitoreo, control de acceso, temperatura, tension y WIFI en las principales estaciones de la red SCADA 6. **Evolución Call Center CCAU:** Dotar de video streeming a móviles del CAU para incidentes masivos
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Recambio de equipos celulares:** sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN en contrataciones similares se estima una inversión de M$ 1,8 2. **Traslado del nodo SCADA Zarate a Capilla del Señor:** sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN en contrataciones similares se estima una inversión de M$ 4,0 3. **Incremento de capacidad de procesamiento y almacenamiento por crecimiento vegetativo** sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN en contrataciones similares se estima una inversión de M$ 0,7. 4. **RTU's en sala de comunicaciones:** sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN en contrataciones similares se estima una inversión de M$ 1,3. 5. **RTU's principales en nodos de la red SCADA**: sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN en contrataciones similares se estima una inversión de M$

	3,8 1. **Evolución Call Center CCAU:** sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN en contrataciones similares se estima una inversión de M$ 1,5 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 13,1 (sin I.V.A.).

ANEXO I

PLAN DE INVERSIONES - GAS NATURAL BAN - 2020

N° de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Fecha de Inicio (DD - MM - AAA)	Plazo Ejecución (Meses)	Monto (Millones de $$)
01	**Mantenimiento del Sistema de Distribución**	**Incluye todasactividades relacionadas con el mantenimiento preventivo y correctivo del sistema de distribucón en un todo de acuero con la nomativa vigente**	**Zona de distribución**	**01/01/2020**	**12**	**242,4**
01.01	Renovación de red por fuga y acometidas	Renovación de red por fuga de media y baja presión en tramos menores a 13 mts y renovación de acometidas domiciliarias por nuevas acometidas en polietileno	Zona de distribución	01/01/2020	12	73,9
01.02	Renovación de red por obsolecencia	Renovación de red de HºFº de Ciudad Evita	La Matanza	01/04/2020	9	40,0
01.03	Adecuación de Estaciones de Regulación y Válvulas	Adecuación de estaciones de regulación y valvulas de linea por obsolecencia	Zona de distribución	01/06/2020	7	63,8
01.04	Integridad	Plan anual de integridad de lineas de transmisión	Zona de distribución	01/04/2020	9	34,4
01.05	Protección catódica	Mantenimiento preventivo y correctivo de instalaciones de protección catódica.	Zona de distribución	01/02/2020	11	11,5
01.06	Mantenimiento de Sistema de medición de Clientes Industriales	Plan anual de mantenimiento preventivo y correctivo de sistema de medición de clientes industriales	Zona de distribución	01/03/2020	10	10,3
01.07	Sustitución de Medidores	Sustitución de Medidores doméstico-residenciales por anomalías técnicas, fallas, deterioro y obsolescencia, provenientes de defirentes procesos (Urgencias, Operaciones domiciliarias, reclamos clientes, etc. (Total: 10.400 medidores)	Zona de distribución	01/03/2020	10	8,5
02	**Confiabilidad del sistema de Distribución**	**Incluye todas las inversiones relacionadas con refuerzos de red, desplazamientos, repotenciación de plantas reguladoras y control y calidad del sistema de distribución**	**Zona de distribución**	**01/02/2020**	**11**	**465,9**
02.01	Desplazamientos de redes AP y MP	Adecuación del sistema de distribución por cambios en el entorno urbano	Zona de distribución	01/04/2020	9	37,1
02.02	Refuerzos Alta Presión y Media Presión	Obras de infraestructura en la red para la mejora operativa del sistema de distribución.	Zona de distribución	01/04/2020	9	90,7
02.03	Repotenciaciòn de Estaciones de Regulación	Obras de repotenciación de estaciones de regulación para la mejora opertiva del sistema de distribución	Zona de distribución	01/04/2020	9	51,9
02.04	Calidad de Gas	Adquisición de cromatógrafo y mantenimiento de odorización para el control de la calidad del suministro de gas natural	Zona de distribución	01/02/2020	11	4,1
02.05	Control del Sistema de Distribución	Provisión e instalación de sistemas de telelectura Veribox y dataloggers	Zona de distribución	01/02/2020	11	13,0
02.06	Control de Sistemas de Medición	Adquisisción de instrumentos y equipos para mejorar el control de los sistemas de medición	Zona de distribución	01/05/2020	8	1,8
02.07	Actualización del GIS	Mantenimiento del sistema de georeferenciación	Zona de distribución	01/05/2020	8	6,2
02.08	Planta Peak Shaving	Adecuacion operativa de la planta Peak Shaving	Zona de distribución	01/01/2020	12	102,5
02.09	Sustitución de Medidores	Plan anual de sustitución de medidores trabados o con anomalías técnicas	Zona de distribución	01/04/2020	9	25,0
02.10	Renovación del Parque de Medición	Plan anual de renovación de medidores obsoletos	Zona de distribución	01/04/2020	9	133,5
03	**Expansion del sistema de Distribución**	**Incluye todas las inversiones relacionadas con la puesta en servicio de nuevos clientes y obras de expansion del sistema de distribución**	**Zona de distribución**	**01/01/2020**	**12**	**316,2**
03.01	Expansion del sistema de Distribución	Obras de infraestructura en la red para el desarrollo de redes de distribución e incorporación de nuevos clientes	Zona de distribución	01/04/2020	9	136,1
03.02	Crecimiento base de clientes	Construcción de acometidas e inspección y habilitación de instalaciones internas para la puesta en servicio de nuevos clientes residenciales y comenrciales	Zona de distribución	01/02/2020	11	179,1
04	**Otras Inversiones**	**Inicuye las inversiones de actividades soporte para el desarrollo de la actividad**	**Zona de distribución**	**01/02/2020**	**12**	**86,0**
04.01	Mantenimiento Edilicio	Mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones edilicias relacionadas con la operación del sistema de distribución y la atención al cliente	Zona de distribución	01/03/2020	10	9,2
04.02	Vehiculos	Renovación de flota operativa	Zona de distribución	01/06/2020	7	12,5
04.03	Desarrollo de Software	Desarrollo y adecuación de los sistemas informáticos tendientes a mejorar la eficiencia de los proceso operativos y de servicio al cliente	Zona de distribución	01/02/2020	11	42,5
04.04	Adquisición de Hardware	Renovación y adquisición de hardware que acompañe el desarrollo de software y modernización de los procesos de atención al ciente	Zona de distribución	01/02/2020	11	21,8
TOTAL PLAN DE INVERSIONES 2020			**ZONA DE DISTRIBUCIÓN**	**01/02/2020**	**11**	**1.109,43**

ANEXO II

RTI – PIN – DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS

Año 2020

01: Mantenimiento del sistema de distribución

Denominación del proyecto	**01.01: Renovación de red y acometida por fuga**
Objetivo del proyecto y justificación	Eliminación de fugas de gas en redes y acometidas por avisos provenientes del centro de atención de urgencias o del reseguimiento del sistema de distribución de gas por redes cumpliendo lo establecido en la NAG 100
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Este proyecto contempla la eliminación de pérdidas de gas detectadas en los sistemas de distribución de alta, media y baja presión. Esa tarea comprende, entre otras, la realización de trabajos de obra civil y mecánica en las redes de alta, media y baja presión y sus respectivos servicios industriales y domiciliarios, en cualquier material y diámetro, siendo la renovación de servicios domésticos/comerciales y la sustitución de cañerías las acciones específicas a desarrollar según corresponda. La zona de actuación involucra los 30 partidos en los cuales Gas Natural BAN es licenciataria. Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN, de los contratos vigentes y la previsión de actividad, se estima invertir en este proyecto M$ 73,9 (sin I.V.A.). La metodología de estimación de la inversión asociada a este proyecto se basa en las siguientes consideraciones: • Estimar la cantidad de fugas sobre red o acometida en función de los índices de fuga históricos de los sistemas a reseguir • Estimar la cantidad de metros de red a sustituir en función de valores históricos: 490 m • Estimar la cantidad de acometidas a renovar en función de valores históricos: 14.436 acometidas • Según el contrato marco técnico se estima el valor a diciembre de 2016 del precio unitario de renovación de acometidas y precio unitario medio de renovación de red: o Acometidas: $ 4.898 o Red: $ 5.064 • Incluye la adquisición de máquinas y herramientas relacionadas con reparación de fugas por M$ 0,7

Denominación del proyecto	**01.02: Renovación de red por obsolescencia**
Objetivo del proyecto y justificación	Renovación de red de HºFº, operada en baja presión, por red de PE operada en media presión en la localidad de Ciudad Evita partido de La Matanza.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	La red a renovar es una red de más de 50 años de antigüedad, opera en baja presión (22 mbares) y fue realizada por la Ex- Gas del Estado. La red se construyó en H°F°, material obsoleto, que ya no se utiliza en la industria del gas .y con los servicios en acero. La zona a renovar presenta un índice de fugas superior al que presentan los demás sistemas de distribución y las pérdidas que se detectan responden a cuestiones mecánicas (las uniones entre caños es mecánica). La eliminación de las fugas requieren grandes movimientos de tierra y con el tiempo se vuelven a repetir y los materiales requeridos no se consiguen en el mercado local Se prevé la renovación de la red en polietileno y en media presión (1.5 bar), con lo cual se logrará una mejora tecnológica, lo cual redundará en una mejor condición de presión de suministro, mayor niveles de confiabilidad operativa y un bajo nivel de pérdidas. Se prevé instalar 23.535 m de red de polietileno de varios diámetros y la renovación de 725 servicios Ver detalle en Anexo II – PROYECTOS RTI 2020 Proyecto Nº 01.03 Sobre la base de las contrataciones efectuadas por Gas Natural BAN, y en función de los costos relevados en el mercado, se estima una inversión en este proyecto de M$ 40,0 (sin I.V.A.), la que contempla tanto la provisión de los materiales como todas las actividades de desarrollo, proyecto, permisos, instalaciones, verificaciones y puesta en gas de la red instalada. Los montos de inversión se estima en base a los valores obtenidos para la etapa 5, en curso, a través de la cual podemos estimar un valor de referencia de 1480 $/m que incrementado por los valores de CPI, mano de obra propia, permisos y proyectos y actualizaciones correspondientes hemos considerado del orden de $ 1.697 $/m. Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria

	descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**01.03: Adecuación de estaciones de regulación y válvulas**
Objetivo del proyecto y justificación	Adecuación de las estaciones de regulación de presión y válvulas de bloqueo que presentaban signos de obsolescencia. El envejecimiento de las instalaciones hace necesaria la readecuación de mismas, a los efectos de brindar una mayor confiabilidad al sistema de distribución
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Gas Natural BAN cuenta en sus sistemas de distribución con 375 estaciones de regulación de presión (ERP) tanto aéreas como subterráneas, las que se encuentran distribuidas en los 30 partidos que conforman la jurisdicción de Gas Natural BAN Este proyecto prevé la adecuación integral o parcial de aquellas unidades de regulación que presentan grado de obsolescencia. La adecuación mecánica consistirá en reformas de las plantas, previéndose el cambio de reguladores, filtros, sistemas de seguridad, válvulas de bloqueo y cámaras de mampostería. Por último también se incluyen las siguientes actividades: i) colocación de segunda tapa de acceso a cámaras subterráneas, ii) reemplazo de espacios verdes por pisos de hormigón, iii) instalación de filtros con manómetro diferencial, iii) reemplazo de cerco perimetral, iv) instalación de puentes grúa. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 63,8.-(sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.04: Integridad**
Objetivo del proyecto y justificación	Realizar la Gestión por Integridad en instalaciones en la zona de distribución de Gas Natural NBAN. Realizar las acciones necesarias para preservar la integridad de los sistemas de distribución de alta, media y baja presión. La gestión de integridad es una metodología que permite aumentar la confiabilidad de las instalaciones asegurando el correcto funcionamiento de los sistemas, reduciendo las posibilidades de accidentes que comprometan la seguridad de las personas y bienes
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Este proyecto incluye las siguientes actividades:

	1. **Llenado de espacio anular en cruces encamisados con material inerte -**: Relleno controlado del espacio anular con un medio inerte de caños encamisados en Líneas de Transmisión con el fin de prevenir eventuales focos corrosivos que pudiesen desarrollarse dentro de los mismos. Los sellos de estas instalaciones generalmente pierden eficiencia con paso del tiempo, situación que posibilita el ingreso de agua en su interior, convirtiendo estas instalaciones en puntos críticos desde el punto de vista del análisis de integridad. Estas reducen la amenaza de daños mecánicos y/o fuerzas externas, pero son un problema desde el paradigma corrosivo ya que la corriente de protección catódica no protege el caño conductor dentro del tramo encamisado; y si a eso le sumamos el problema del ingreso de agua, es una combinación perfecta para desarrollar corrosión. Para evitar esto y también alguna eventual pérdida, rotura o reemplazo de tramo, y a la vez reducir al mínimo la probabilidad de ocurrencias de esta amenaza, se realiza el rellenado de espacio anular. Con esto se logra aumentar los niveles de seguridad en operación de Líneas de Transmisión, mitigar la amenaza de corrosión en dichas Instalaciones y cumplimentar con los requisitos mandatorios de la normativa NAG 100-Parte O. 6 cruces a un precio unitario de 0,9 M$ => total= 5,3 M$. Adecuación e Inertización controlada de 12 caños encamisados en LT y/o D por medio del rellenado del espacio anular con cera microcristalina por un total de 9,7 M$ 2. **Estudios de Integridad, consultoría y compra de instrumental de Integridad. Líneas de Transmisión:** Dar soporte a los requerimientos del Plan de Gestión de Integridad de la Compañía recurriendo al estudio de las amenazas particulares que afectan a cada ducto mediante el acceso a nuevas tecnologías, nuevo software de gestión y análisis espacial, herramental adecuado, y el "Know How" necesario del personal para mantener una operación de Líneas seguras y consecuentemente cumplir con la normativa aplicable (NAG 100 - NAG 100 Parte O - NAG 100 Parte G). Esta actividad requiere una inversión de M$ 3,3

	3. **Refuerzo de señalización de gasoductos de Alta Presión - Líneas de Distribución:** Reforzar la señalización en gasoductos de Alta Presión pertenecientes a Líneas de Distribución. La señalización de gasoductos junto al Programa de Prevención de Daños son las herramientas más importantes a la hora de mitigar la amenaza a la integridad "Daño a Terceros". Con el fin de disminuir los valores de riesgo por el impacto de esta en zonas pobladas y zonas rurales con sitios identificados, se requiere incrementar la densidad de señalización. 1306 unidades por un costo total de 3,5 M$ 4. **Reforrado de tramos en Líneas de Transmisión - Líneas de Transmisión** por un costo de M$ 4 5. **Adecuación e Instalación de 104 Unidades de Telecontrol en Unidades de Protección Catódica por Corriente Impresa** por un costo de M$ 8,58 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 34,4 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.05: Protección catódica**
Objetivo del proyecto y justificación	Las acciones que se deberán realizar se desglosan en las siguientes actividades: 1. **Renovación de Instalaciones de Protección Catódica - Renovación de Lechos Dispersores Profundos Recuperables e Instalaciones Auxiliares:** Dar respuesta a las demandas de corriente de los Sistemas de Protección Catódica con el fin de mantener los criterios de protección adoptados y en consecuencia proteger la red de acero contra la corrosión. El carbón calcinado se va separando de la columna por acción de las napas freáticas y los electrodos se cortan con el paso del tiempo y la acción del medio ácido. Esto más la obsolescencia de algunos materiales asociados a estas instalaciones hacen necesario la renovación integral de estas unidades. 2. **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Estaciones de medición continua de corrosión - Líneas de Transmisión:** Lograr más precisión y exactitud en la

	medición de velocidad de corrosión con el fin de obtener tiempos de reevaluación más precisos en Líneas de Transmisión y cumplir con las disposiciones y requisitos legales aplicables (NAG 100 - NAG 100 Parte O - NAG 100 Parte G). La tasa de corrosión es uno de los parámetros más importantes en el análisis de integridad y de corrosión, su valor junto con los parámetros operativos de las instalaciones determinan los periodos de re inspección en los planes de gestión de integridad. El objetivo de estas estaciones es poder recolectar valores continuos más certeros y a posteriori un análisis de riesgo más representativo. Durante el lapso de vida útil de las probetas se determina una curva corrosiva que permite determinar la velocidad de corrosión. El monitoreo a distancia del funcionamiento de las probetas, permitirá enviar datos continuos y detectar cualquier alteración de las variables eléctricas involucradas, redundando en un mejor análisis de agresividad del suelo. 3. **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Unidades de Protección Catódica por Corriente Impresa con Lechos Dispersores Profundos Recuperables / Cemento Conductivo:** Dar respuesta a las demandas de corriente de los Sistemas de Protección Catódica con el fin de mantener los criterios de protección adoptados y en consecuencia proteger la red de acero contra la corrosión. Debido a la reducción del valor de resistencia de cobertura de los revestimientos orgánicos provocada por el paso del tiempo, algunas redes incrementan su necesidad de corriente. Por ello y con el fin de ecualizar eficientemente las corrientes evitando altos valores de inyección que pueden promover potenciales polarizados que lleguen a la zona de producción de hidrógeno y/o potenciales que promuevan el despegue catódico, es que se realizan estas unidades. 4. **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica** Construcción de Obra Civil/Protección Catódica de 10 Estaciones de Medición de velocidad de corrosión con 4 probetas

	ER y equipo de monitoreo remoto incorporado en LT.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Renovación de Instalaciones de Protección Catódica - Renovación de Lechos Dispersores Profundos Recuperables e Instalaciones Auxiliares:** Se incluye la adquisición de materiales (carbón, electrodos, equipo rectificador) y Readecuación Civil / Protección Catódica de Unidad de Protección Catódica por Corriente Impresa con Pozo Dispersor Profundo Recuperable. Se adjuntan los siguientes documentos: IT.07258.AR-DG (Instalación de ánodo dispersor de corriente, profundo-recuperable) - NT-1127-0 (Procedimiento de Instalación y Puesta en Marcha de UPCCI's) - Planos Tipo Instalaciones de UPCCI's (1004-1017-1027-1036-1042) - NT-1014 (Especificación de Equipo rectificador monofásico manual a diodo de Si, con salida 60V-30A) - Especificación de carbón calcinado - Especificación de electrodos M.O.M. Renovación de 35 unidades con una inversión total de 5,8 M$ 2. **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Estaciones de medición continua de corrosión - Líneas de Transmisión:** Se incluye la construcción de Obra Civil/Protección Catódica de Estación de Medición de velocidad de corrosión con 4 probetas ER y equipo de monitoreo remoto incorporado. Se adjuntan los siguientes documentos: Especificación probetas ER - Especificación Sistema de Telemetría para Probetas ER - Plano Tipo PA-1008 (Mojón indicador con CMP). Comprende 2 unidades con una inversión total de 0,4 M$ 3. **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Unidades de Protección Catódica por Corriente Impresa con Lechos Dispersores Profundos Recuperables / Cemento Conductivo:** Se incluye adquisición de materiales (carbón, electrodos, camisas, equipo rectificador) y Construcción de Obra Civil / Protección Catódica de Unidad de Protección Catódica por Corriente Impresa con Pozo Dispersor Profundo Recuperable en los sistemas de alta presión y red de media presión. Para el caso de las Unidades con Cemento Conductivo

	los materiales son cemento conductivo, electrodos y equipo rectificador. Se adjuntan los siguientes documentos: IT.07258.AR-DG (Instalación de ánodo dispersor de corriente, profundo-recuperable) - NT-1127-0 (Procedimiento de Instalación y Puesta en Marcha de UPCCI's) - Planos Tipo Instalaciones de UPCCI's (1004-1017-1027-1036-1042-1050-1051) - NT-1014 (Especificación de Equipo rectificador monofásico manual a diodo de Si, con salida 60V-30A) - Especificación de carbón calcinado - Especificación de electrodos M.O.M. - Especificación de Ánodos y Cemento Conductivo. 6 nuevas instalaciones con un costo total de 3,3 M$ 4. **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica** Construcción de Obra Civil/Protección Catódica de 10 Estaciones de Medición de velocidad de corrosión con 4 probetas ER y equipo de monitoreo remoto incorporado en LT. Por un costo total de 1,8 M$ Construcción de Obra Civil/Protección Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 11,5 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.06: Mantenimiento del sistema de medición de clientes industriales**
Objetivo del proyecto y justificación	Las acciones a desarrollar en el proyecto son las siguientes: 1. **Reemplazo habitual de Medidores y Unidades Correctoras:** Mantener las mediciones de los volúmenes de los clientes industriales dentro de las especificaciones indicadas por el regulador y los fabricantes. Actualización tecnológica por obsolescencia 2. **Modificación de Instalaciones en Clientes Industriales**: Adecuación de instalaciones a la normativa. Reemplazo de medidores de distinta tecnología, cambios de consumo. Optimización de los sistemas de medición. 3. **Equipamiento para el área de Instrumentación y laboratorio de calibración**: Mantener el equipamiento conforme a las nuevas tecnologías, reemplazo de equipamiento obsoleto o deteriorado. Cumplir con los requisitos normativos en cuanto al estado de los sistemas de medición, detectores de

	mezcla explosiva, mantenimiento de los sistemas SCADA y registradores de presión. Mantener el equipamiento del laboratorio a la NORMA ISO 17025 4. **Modificación del reglamento del servicio de distribución**: Instalar correctores de volumen en clientes sin corrección de volumen por factores de presión, temperatura y factor de compresibilidad. Debido a la instalación de nuevos correctores de volumen, es necesario adecuar las instalaciones de los clientes, reemplazar medidores que no son aptos para funcionar con unidades correctoras. Adecuar las instalaciones conforme a normativa.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Reemplazo habitual de Medidores y Unidades Correctoras**: Reemplazo de 145 medidores de tipo rotativos, turbina y diafragma industriales y 84 Unidades correctoras electrónicas. Adquisición y Reemplazo de 25 medidores a diafragma obsoletos o discontinuados de fabricación y 6 unidades correctoras obsoletas. 2. **Modificación de Instalaciones en Clientes Industriales**: Adecuación de las instalaciones de los clientes industriales de la compañía. Adecuación conforme a la normativa vigente 3. **Equipamiento para el área de Instrumentación y laboratorio de calibración**: adquisición de instrumental para tareas habituales del área Instrumentación de Medición. Manómetros digitales, multímetros, simuladores de señal, etc. 4. **Modificación del reglamento del servicio de distribución:** i) Instalación de 100 nuevos correctores de volumen debido a modificaciones regulatorias y requisitos NAG-102; ii) Reemplazo de 50 nuevos medidores debido a modificaciones del reglamento y regulatorias NAG-102. remplazo de medidores a diafragma por rotativos. Reemplazo de medidores obsoletos y discontinuados de fabricación. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 10,3 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.07: Sustitución de Medidores**
Objetivo del proyecto y justificación	Sustitución de Medidores doméstico-residenciales por anomalías técnicas, fallas, deterioro y obsolescencia, provenientes de

	diferentes procesos (Urgencias, Operaciones domiciliarias, reclamos clientes, etc.)
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Se estima que se sustituirán 10.400 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 8,5. (sin I.V.A.)

02: Confiabilidad del sistema de distribución

Denominación del proyecto	**02.01: Desplazamientos de redes AP y MP**
Objetivo del proyecto y justificación	Adecuación del sistema de distribución por cambios en el entorno urbano
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Se incluyen varios desplazamientos derivados de las acciones de vigilancia periódica de la red que se desarrollan durante el año. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN se han considerado los posibles desplazamientos a realizar durante el año, por motivos de seguridad que incluye además el desplazamiento de aprox. 500 metros de caño helicoidal de 24" en su cruce con la Ruta 21 en La Matanza. En función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 37,1 (sin I.V.A.). Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**02.02: Refuerzos AP y MP**
Objetivo del proyecto y justificación	Obras de infraestructura en la red de para la mejora operativa del sistema de distribución
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Las obras que comprenden este proyecto, facilitarán el suministro de gas a nuevos usuarios y a su vez posibilitarán el incremento de consumo por parte de clientes existentes, como así también mantener los niveles adecuados de presión de los sistemas de distribución. Ver detalle de proyectos en Anexo II – PROYECTOS RTI 2020 Proyecto Nº 02.02 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las

	contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 90,7 (sin I.V.A.) Este rubro se compone de 5 proyectos de refuerzo en alta presión (10.000 m) en acero por un total de M$ 76,5 y 2 proyecto en media presión (5.500 m) en acero y polietileno, por un total de M$ 14,2 que comprende la realización de tendido de cañerías en varios diámetros y materiales. Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**02.03: Repotenciación de estaciones de regulación**
Objetivo del proyecto y justificación	Obras de infraestructura en la red de para la mejora operativa del sistema de distribución
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Las obras que comprenden este proyecto, facilitarán el suministro de gas a nuevos usuarios y a su vez posibilitarán el incremento de consumo por parte de clientes existentes, como así también mantener los niveles adecuados de presión de los sistemas de distribución. Ver Anexo II – PROYECTOS RTI 2020 Proyecto Nº 02.03 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 51,9 (sin I.V.A.) Este rubro se compone de 4 adecuaciones integrales de plantas por un total de M$ 43,7 y la construcción de 1 nuevas estaciones de regulación por M$ 8,2. Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción)

	• Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**02.04: Calidad de gas**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto contempla las siguientes actividades: 1. **Dos odorómetros Bacharach**: Contempla la provisión de dos odorómetros marca Bacharach cuyo objetivo es la medición del nivel de olor en los distintos puntos de la red de distribución. 2. **7 gabinetes odorizadores Mirbla**: Contempla la provisión de siete gabinetes de poliester para ser remplazados en siete odorizadores Mirbla 3. **4 cilindros de aluminio de 2 m3**: Contempla la provisión de cuatro cilindros de aluminio de 2 m3 para remplazar los cilindros de acero de la misma capacidad para aligerar su peso y puedan ser transportados por el personal de la unidad cuando se requiera el trasvase de odorante de los contenedores a los equipos. 4. **2 cilindros de aluminio de 6 m3**: Contempla la provisión de dos cilindros de aluminio de 6 m3 para remplazar los cilindros de acero de la misma capacidad para aligerar su peso y puedan ser transportados por el personal de la unidad cuando se requiera trasladarlos al pie del contenedor y conectarlo en forma contínua para el trasvase directo del odorante del contenedor al tanque del equipo odorizador. 5. **Nuevos Cromatógrafos** Provisión e instalación de 2 cromatógrafo Daniel 370XA
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Comprende las siguientes actividades: 1. **Dos odorómetros Bacharach**: La especificación técnica para la adquisición de los equipos es el PE.04721.AR-DG Determinación de la concentración de odorante y nivel de olor en campo . Este procedimiento incluye el funcionamiento de los equipos de dilución de gas en aire 2. **7 gabinetes odorizadores Mirbla**: Se efectuará el recambio de los gabinetes por deterioro de los existentes como consecuencia de la corrosión externa por encontrarse a la intemperie (los actuales son de chapa) y por el deterioro interno producido por encontrarse expuestos a vapores de odorante. Se encuentran en el mercado y se fabrican a medida. 3. **4 cilindros de aluminio de 2 m3**: Son cilindros para contener gases a alta presión 4. **2 cilindros de aluminio de 6 m3**: Son

	cilindros para contener gases a alta presión **5 Nuevos Cromatógrafos** Provisión e instalación de2 cromatógrafo Daniel 370XA Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores y de precios de materiales de mercado se estima un presupuesto de ejecución de M$ 4,1 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.05: Control del sistema de distribución**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto contempla las siguientes actividades: 1. Provisión e instalación de 60 dataloggers por año, 25 como reemplazo de unidades obsoletas y afectadas por fallas, y 35 como crecimiento gradual del control de la red. 2. Provisión e instalación de 112 Veribox por año, 5 como reemplazo de unidades afectadas por fallas, de 5 para cubrir el crecimiento del parque de clientes GU y 102 para reemplazar por completo otros sistemas de tele medición obsoletos instalados en el mercado de GNC. 3. Adquisición de 4 unidades portátiles de lectura de dataloggers (DTU) para reemplazar las actuales, que para el año 2020 llevaran siete años consecutivos de uso y se estima estarán al final de su vida util. 4. Equipamiento de Sistema SCADA: Adquisición de instrumentos y equipos para garantizar la funcionalidad de los sistemas de campo. Actualización tecnológica.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. Datalogger: Registrador de presión manométrica electrónico (Data logger) programable, con toma de conexión neumática a proceso, capacidad de memoria mínima de 128 Kb, baterías reemplazables de al menos 2 años de duración, gabinete IP-54, certificado para zonas clasificadas clase 1, división 1, grupo D(NEC 500), rango de temperatura de operación de -20 a +50 °C y humedad de 0% a 95%, sin condensación, error o desvío máximo admisible será de +/ 2% del fondo de escala, de dos entradas de presión rango 0-3 bar m y 0-30 bar. Reguladoras de equipos Mirbla: Cada equipo lleva dos reguladoras. Una de ellas de presión máxima 2 bares con diafragma de teflón y sin venteo y la otra es de presión máxima hasta 7 bares.

	Ambas son del tipo RP67FR. Inversión M$ 4,7 2. Veribox: Equipo capaz de ser conectado al puerto serie de datos de la Unidad Correctora de Volumen y tomar del mismo los datos de Volumen Bruto, Volumen Corregido, Presión, Temperatura, Alarmas y Registros de auditoría. Inversión M$ 2,9 3. DTU: Hand-Held para lectura de datos, Tipo DAP 2240X, de loggers marca Tecnolog modelos Newlog 4, Cello, Newlog 4 Flow IS y Instech Memory Man II; completa, con batería recargable de 3,9 A/H y fuente de alimentación para 220 VCA 50 Hz, Puerto USB 2.0, Conexión RS-232, Slot PCMCIA y SD, con Windows CE y Pocket PMAC apto para protocolo E5565 apto normas MIL. Inversión M$ 0,3 4. Sistema SCADA: Adquisición de instrumental de campo, transmisores de presión, transductores de presión corriente, protecciones de descarga eléctrica, plc´s, etc. Y adquisición de 10 RTU's. Inversión M$ 5,1 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 13,0 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.06: Control del sistema de medición**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto contempla las siguientes actividades: 1. **Ampliación del banco de calibración:** Disminución de tiempos y dar mayor respuesta a los reclamos de los clientes y el regulador sobre la verificación de medidores domiciliarios. Estudio del parque de medidores instalados. Análisis de lotes de medidores nuevos
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Ampliación del banco de calibración:** Ampliación de Banco de Toberas sónicas a 10 posiciones. Inversión M$ 1,8 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las compras anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 1,8 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.07: Actualización GIS**
Objetivo del proyecto y justificación	El objetivo de esta inversión es mantener actualizada la red y sus elementos auxiliares, en el GIS ICARO BAN, incorporando las obras de red geográficamente asociadas a

	nueva cartografía. Generando además la cartografía de escala adecuada (barrios cerrados, countries, modificación de manzanas por cesión de calles, subdivisiones, urbanización, etc.) necesaria para la captura de la red en nuevas zonas en gasificación y/o en zonas de redes existentes, donde no se dispone de cartografía base, realizando a la vez trabajos adicionales en el GIS relacionados con la actualización cartográfica, vinculación de nuevos clientes a través de la georeferenciación de los mismos. De esta forma se garantiza la evolución hacia la completitud e integración de los datos disponibles, para hacer más eficiente la gestión de consultas y/o el análisis de la información del sistema ICARO por las áreas técnicas y comerciales (CCAU, SS.TT, Construcciones, Prev. Daños, Ventas, etc.). Agilizando los trabajos de simulaciones de red con winflow, lo que permite optimizar año a año las inversiones en refuerzos de red, como así también el correcto análisis de la explotación de la infraestructura existente y de la necesaria para permitir el crecimiento del mercado en nuevas zonas.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	• Incorporar Aprox. 400 Km de Red nueva. • Georeferenciar y vincular 50.000 Clientes existentes. • Georeferenciar y vincular 40.000 Clientes que se incorporan. • Generación de 90 has. Cartografía base. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 6,2.-(sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.08: Planta Peak Shaving**
Objetivo del proyecto y justificación	Adecuaciones varias de planta para mejora de procesos y mantenimiento preventivo. Incluye las siguientes actividades: 1. **Adquisición de instrumental/herramental**: Adquisición de nuevo instrumental / herramental para el control de los procesos. 2. **Reemplazo de equipos:** Adquisición y reemplazo de bombas, válvulas, reguladoras e instrumentación por desgaste u obsolescencia. 3. **Reemplazo Moto-compresor. Etapa II:** Adquisición e instalación de una nueva unidad para la compresión de gases refrigerantes (segunda etapa). 4. **Reemplazo del sistema de extinción en sala de control de los procesos:** Instalación de un sitama de extinción de

	incendio con gas FM 200
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Adquisición de instrumental/herramental**: M$ 0,25 2. **Reemplazo de equipos:** M$ 0,5 3. **Reemplazo Moto-compresor. Etapa II:** M$ 100,0 4. **Reemplazo del sistema de extinción en sala de control de los procesos:** M$ 1,7 Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN, en función de las contrataciones anteriores y consultas con diversos proveedores, se estima un presupuesto de ejecución de M$ 102,5 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.09: Sustitución de medidores**
Objetivo del proyecto y justificación	Plan anual de sustitución de medidores trabados o con anomalías técnicas
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Reducir el incremento de Gas Natural No Contabilizado. Proyecto recurrente que se llevará a cabo durante todo el quinquenio. Sustitución de 20500 medidores para uso residencial/comerciales que se identifiquen como trabados o con anomalías que dificultan la lectura (visor roto/empañados, etc). Previamente al cambio de los medidores se debe realizar una verificación de funcionamiento Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 25,0 (sin I.V.A.). Para la valorización económica se toma $ 1.219 como costo unitario de la operación.

Denominación del proyecto	**02.10: Renovación del parque de medidores**
Objetivo del proyecto y justificación	Reducir el Gas Natural No Contabilizado mediante la sustitución de medidores residenciales/comerciales con deficiencias en la medición producto de su obsolescencia. Proyecto recurrente que se llevará a cabo durante todo el quinquenio.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Sustitución de 70.000 medidores residenciales/comerciales con anomalías en la medición (obsoletos), 12.500 serán sustituidos por Smart Meeters cuyo costo unitario es de $ 1800.Sustitución de 300 medidores comerciales a diafragma por medidores rotativos, previa modificación de la instalación del cliente. Adquisición de

	instrumental de medición y de detección de instalaciones enterradas. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 133,5 (sin I.V.A.).

03: Expansión del sistema de distribución

Denominación del proyecto	**03.01: Expansión del sistema de distribución**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad la construcción de obras de infraestructura necesarias para abastecer con gas natural a zonas sin suministro (incluye de ser necesario la construcción de ERP correspondiente)
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Son 8 obras en total cuya descripción se encuentra en Ver Anexo II – PROYECTOS RTI 2020 Proyecto Nº 03.01 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 136,1 (sin I.V.A.). Este conjunto de proyectos que comprende la implantación de 2 nuevas reguladoras (incluida la compra de terrenos) con una inversión asociada de M$ 16 infraestructura de alta presión (19.000 m) con una inversión total de M$ 112,7 e infraestructura de media presión (2.485 m) de distintos diámetros con una inversión total de M$ 7,3

Denominación del proyecto	**03.02: Crecimiento de la base de clientes**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad que toda aquella persona o empresas que cumpla con los requisitos técnicos y administrativos establecidos por la normativa existente pueda acceder al servicio de gas natural por redes. En el área de concesión de Gas Natural BAN hay un mercado potencial de 300.000 viviendas que no tiene suministro y podrían poseer las condiciones técnicas necesarias para acceder al servicio. Este proyecto incluye los trabajos necesarios para que, en caso de haber disponibilidad de redes existentes o, el futuro cliente residencial, comercial o industrial, se construya la correspondiente extensión, pueda acceder al servicio.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Los trabajos incluidos en el presente proyecto son los siguientes: 1. Construcción de servicios. 2. Perforación y puesta en carga de acometidas existentes 3. Colocación de medidor, conjuntamente

	o no a la realización de la acometida 4. Corte de servicios existentes. Se estima que para el año 2020 se incorporarán 54.505 nuevos clientes residenciales, 877 nuevos clientes comerciales, 27 nuevos clientes industriales y 9 GNV. La inversión unitaria promedio por tipo de cliente es la siguiente: 1) Residencial: 3.185 $/cliente 2) Comercial: 5.590 $/cliente 3) Industrial: 43.922 $/cliente 4) GNC: 83.759 $/cliente (es preciso destacar que la revisión del proyecto de la Estación de Servicio tiene un costo de 44.000 $/cliente) Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima que la inversión para la incorporación de nuevos clientes es de M$ 179,1. (sin I.V.A.)

04: Otras inversiones

Denominación del proyecto	**04.01: Mantenimiento edilicio**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad el mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones edilicias relacionadas con la operación, gestión y administración del sistema de distribución y la atención al cliente.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 9,2 (sin I.V.A.).

Denominación del proyecto	**04.02: Vehículos**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad la renovación de la flota operativa por obsolescencia.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las compras anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 12,5 (sin I.V.A.). La inversión está compuesta de la siguiente manera: 1. Adquisición de 17 vehículos tipo industrial (furgon MB Sprinter, Peugeot Partner o similar) y un vehiculo de alta dirección.

Denominación del proyecto	**04.03: Desarrollo de software**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad el desarrollo y adecuación de los sistemas informáticos tendientes a mejorar la eficiencia de los procesos operativos y de servicio al cliente. Incluye los siguientes proyectos:

	1. **Lectura de clientes industriales**: Actualizar por obsolescencia los celulares de toma de estados de clientes Industriales 2. **Mantenimiento evolutivo de las aplicaciones del negocio** 3. **Desarrollo de proyectos para requerimientos regulatorios** 4. **Proyectos Corporativos (SAP, Optima, Intranet)** 5. **Proyectos de eficiencia y mejora de procesos** 6. **Proyecto SMILE (Clientes industriales y morosidad)** 7. **Movilidad**
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Incluye los siguientes proyectos: 1. **Lectura de clientes industriales**: Actualizar por obsolescencia los celulares de toma de estados de clientes Industriales. Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 1000 horas de desarrollo con una inversión de M$ 0,04 2. **Mantenimiento evolutivo de las aplicaciones del negocio** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 22.500 horas de desarrollo con una inversión de M$ 8,96 3. **Desarrollo de proyectos para requerimientos regulatorios** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 9120 horas de desarrollo con una inversión de M$ 3,63 4. **Proyectos Corporativos (SAP, Optima, Intranet)** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 10.175 horas de desarrollo con una inversión de M$ 4,05 5. **Proyectos de eficiencia y mejora de procesos** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 17.812 horas de desarrollo con una inversión de M$ 7,09 6. **Proyecto SMILE (Clientes industriales y morosidad)** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 38.162 horas de desarrollo con una inversión de M$ 15,2 7. **Movilidad** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 5100 horas de desarrollo con una inversión de M$ 2,0 8. **Smart Meeters:** M$ 1,5 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 42,5 (sin I.V.A.).

Denominación del proyecto	**04.04: Adquisición de hardware**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad la renovación y adquisición de hardware que acompañe el desarrollo del software y modernización de los procesos comerciales, técnicos, administrativos y de atención al cliente. 1. **Actualización Hardware de Red**: Recambio de equipos de tecnología obsoleta que impiden su reparación ante fallas e impiden en ciertos casos la actualización del software de base a versiones soportadas 2. **Sistemas de Geolocalización**: Renovación tecnológica GIS
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Este proyecto incluye: 1. **Actualización Hardware de Red:** Se propone cambiar los siguientes equipos que funcionan como corazon (core) de la red de gas Natural Argentina: 1 HP BLc7000 CTO 3 IN LCD Plat Enclosure 3 Blade BL460 G9 18 discos SAS c/Blade BL460G9 c/disco 900GB Servidores/Almacenamiento 51106815T Para lo cual se estima una inversión de M$ 1,5 2. **Sistemas de Geolocalización**: Renovación tecnológica GIS con una inversión de M$ 20,3 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones y adquisiciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 21,8 (sin I.V.A.).

ANEXO I

PLAN DE INVERSIONES - GAS NATURAL BAN - 2021

N° de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Fecha de inicio (DD - MM - AAA)	Plazo Ejecución (Meses)	Monto (Millones de $)
01	Mantenimiento del Sistema de Distribución	Incluye todasactividades relacionadas con el mantenimiento preventivo y correctivo del sistema de distribucón en un todo de acuero con la nomativa vigente	Zona de distribución	01/01/2021	12	201,1
01.01	Renovación de red por fuga y acometidas	Renovación de red por fuga de media y baja presión en tramos menores a 13 mts y renovación de acometidas domiciliarias por nuevas acometidas en polietileno	Zona de distribución	01/01/2021	12	72,6
01.02	Adecuación de Estaciones de Regulación y Válvulas	Adecuación de estaciones de regulación y valvulas de línea por obsolecencia	Zona de distribución	01/06/2021	7	63,8
01.03	Integridad	Plan anual de integridad de lineas de transmisión	Zona de distribución	01/04/2021	9	34,4
01.04	Protección catódica	Mantenimiento preventivo y correctivo de instalaciones de protección catódica.	Zona de distribución	01/01/2021	12	11,5
01.05	Mantenimiento de Sistema de medición de Clientes Industriales	Plan anual de mantenimiento preventivo y correctivo de sistema de medición de clientes industriales	Zona de distribución	01/03/2021	10	10,2
01.06	Sustitución de Medidores	Sustitución de Medidores doméstico-residenciales por anomalías técnicas, fallas, deterioro y obsolescencia, provenientes de defirentes procesos (Urgencias, Operaciones domiciliarias, reclamos clientes, etc. (Total: 10.400 medidores)	Zona de distribución	01/03/2021	10	8,5
02	Confiabilidad del sistema de Distribución	Incluye todas las inversiones relacionadas con refuerzos de red, desplazamientos, repotenciación de plantas reguladoras y control y calidad del sistema de distribución	Zona de distribución	01/02/2021	11	434,9
02.01	Desplazamientos de redes AP y MP	Adecuación del sistema de distribución por cambios en el entorno urbano	Zona de distribución	01/04/2021	9	7,1
02.02	Refuerzos Alta Presión y Media Presión	Obras de infraestructura en la red para la mejora operativa del sistema de distribución.	Zona de distribución	01/04/2021	9	76,9
02.03	Repotenciaciòn de Estaciones de Regulación	Obras de repotenciación de estaciones de regulación para la mejora opertiva del sistema de distribución	Zona de distribución	01/04/2021	9	168,7
02.04	Calidad de Gas	Adquisición de cromatógrafo y mantenimiento de odorización para el control de la calidad del suministro de gas natural	Zona de distribución	01/05/2021	8	2,4
02.05	Control del Sistema de Distribución	Provisión e instalación de sistemas de telelectura Veribox y dataloggers	Zona de distribución	01/02/2021	11	12,0
02.06	Actualización del GIS	Mantenimiento del sistema de georeferenciación	Zona de distribución	01/05/2021	8	6,2
02.07	Planta Peak Shaving	Adecuacion operativa de la planta Peak Shaving	Zona de distribución	01/01/2021	12	3,0
02.08	Sustitución de Medidores	Plan anual de sustitución de medidores trabados o con anomalías técnicas	Zona de distribución	01/04/2021	9	25,0
02.09	Renovación del Parque de Medición	Plan anual de renovación de medidores obsoletos	Zona de distribución	01/04/2021	9	133,5
03	Expansion del sistema de Distribución	Incluye todas las inversiones relacionadas con la puesta en servicio de nuevos clientes y obras de expansion del sistema de distribución	Zona de distribución	01/02/2021	12	308,0
03.01	Expansion del sistema de Distribución	Obras de infraestructura en la red para el desarrollo de redes de distribución e incorporación de nuevos clientes	Zona de distribución	01/04/2021	9	124,2
03.02	Crecimiento base de clientes	Construcción de acometidas e inspección y habilitación de instalaciones internas para la puesta en servicio de nuevos clientes residenciales y comenrciales	Zona de distribución	01/02/2021	11	183,9
04	Otras Inversiones	Inicuye las inversiones de actividades soporte para el desarrollo de la actividad	Zona de distribución	01/02/2021	12	88,1
04.01	Mantenimiento Edilicio	Mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones edilicias relacionadas con la operación del sistema de distribución y la atención al cliente	Zona de distribución	01/03/2021	10	7,2
04.02	Vehiculos	Renovación de flota operativa	Zona de distribución	01/06/2021	7	12,8
04.03	Desarrollo de Software	Desarrollo y adecuación de los sistemas informáticos tendientes a mejorar la eficiencia de los proceso operativos y de servicio al cliente	Zona de distribución	01/02/2021	11	53,7
04.04	Adquisición de Hardware	Renovación y adquisición de hardware que acompañe el desarrollo de software y modernización de los procesos de atención al ciente	Zona de distribución	01/02/2021	11	14,4
TOTAL PLAN DE INVERSIONES 2021			ZONA DE DISTRIBUCIÓN	01/02/2021	11	1.032,0

ANEXO II

RTI – PIN – DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS

Año 2021

01: Mantenimiento del sistema de distribución

Denominación del proyecto	**01.01: Renovación de red y acometida por fuga**
Objetivo del proyecto y justificación	Eliminación de fugas de gas en redes y acometidas por avisos provenientes del centro de atención de urgencias o del reseguimiento del sistema de distribución de gas por redes cumpliendo lo establecido en la NAG 100
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Este proyecto contempla la eliminación de pérdidas de gas detectadas en los sistemas de distribución de alta, media y baja presión. Esa tarea comprende, entre otras, la realización de trabajos de obra civil y mecánica en las redes de alta, media y baja presión y sus respectivos servicios industriales y domiciliarios, en cualquier material y diámetro, siendo la renovación de servicios domésticos/comerciales y la sustitución de cañerías las acciones específicas a desarrollar según corresponda. La zona de actuación involucra los 30 partidos en los cuales Gas Natural BAN es licenciataria. Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN, de los contratos vigentes y la previsión de actividad, se estima invertir en este proyecto M$ 72,6 (sin I.V.A.). La metodología de estimación de la inversión asociada a este proyecto se basa en las siguientes consideraciones: • Estimar la cantidad de fugas sobre red o acometida en función de los índices de fuga históricos de los sistemas a reseguir • Estimar la cantidad de metros de red a sustituir en función de valores históricos: 490 m • Estimar la cantidad de acometidas a renovar en función de valores históricos: 14.202 acometidas • Según el contrato marco técnico se estima el valor a diciembre de 2016 del precio unitario de renovación de acometidas y precio unitario medio de renovación de red: o Acometidas: $ 4.898 o Red: $ 5.064 • Incluye la adquisición de máquinas y herramientas relacionadas con reparación de fugas por M$ 0,7

Denominación del proyecto	**01.02: Adecuación de estaciones de regulación y válvulas**
Objetivo del proyecto y justificación	Adecuación de las estaciones de regulación de presión y válvulas de bloqueo que presentaban signos de obsolescencia. El envejecimiento de las instalaciones hace necesaria la readecuación de mismas, a los efectos de brindar una mayor confiabilidad al sistema de distribución
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Gas Natural BAN cuenta en sus sistemas de distribución con 375 estaciones de regulación de presión (ERP) tanto aéreas como subterráneas, las que se encuentran distribuidas en los 30 partidos que conforman la jurisdicción de Gas Natural BAN Este proyecto prevé la adecuación integral o parcial de aquellas unidades de regulación que presentan grado de obsolescencia. La adecuación mecánica consistirá en reformas de las plantas, previéndose el cambio de reguladores, filtros, sistemas de seguridad, válvulas de bloqueo y cámaras de mampostería. Por último también se incluyen las siguientes actividades: i) colocación de segunda tapa de acceso a cámaras subterráneas, ii) reemplazo de espacios verdes por pisos de hormigón, iii) instalación de filtros con manómetro diferencial, iii) reemplazo de cerco perimetral, iv) instalación de puentes grúa. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 63,8.-(sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.03: Integridad**
Objetivo del proyecto y justificación	Realizar la Gestión por Integridad en instalaciones en la zona de distribución de Gas Natural NBAN. Realizar las acciones necesarias para preservar la integridad de los sistemas de distribución de alta, media y baja presión. La gestión de integridad es una metodología que permite aumentar la confiabilidad de las instalaciones asegurando el correcto funcionamiento de los sistemas, reduciendo las posibilidades de accidentes que comprometan la seguridad de las personas y bienes
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Este proyecto incluye las siguientes actividades: 1. **Llenado de espacio anular en cruces encamisados con material inerte -**: Relleno controlado del espacio anular con un medio inerte de caños

	encamisados en Líneas de Transmisión con el fin de prevenir eventuales focos corrosivos que pudiesen desarrollarse dentro de los mismos. Los sellos de estas instalaciones generalmente pierden eficiencia con paso del tiempo, situación que posibilita el ingreso de agua en su interior, convirtiendo estas instalaciones en puntos críticos desde el punto de vista del análisis de integridad. Estas reducen la amenaza de daños mecánicos y/o fuerzas externas, pero son un problema desde el paradigma corrosivo ya que la corriente de protección catódica no protege el caño conductor dentro del tramo encamisado; y si a eso le sumamos el problema del ingreso de agua, es una combinación perfecta para desarrollar corrosión. Para evitar esto y también alguna eventual pérdida, rotura o reemplazo de tramo, y a la vez reducir al mínimo la probabilidad de ocurrencias de esta amenaza, se realiza el rellenado de espacio anular. Con esto se logra aumentar los niveles de seguridad en operación de Líneas de Transmisión, mitigar la amenaza de corrosión en dichas Instalaciones y cumplimentar con los requisitos mandatorios de la normativa NAG 100-Parte O. 6 cruces a un precio unitario de 0,9 M$ => total= M$ 5,3 Adecuación e Inertización controlada de 12 caños encamisados en LT y/o D por medio del rellenado del espacio anular con cera microcristalina por un total de M$ 9,7 2. **Estudios de Integridad, consultoría y compra de instrumental de Integridad. Líneas de Transmisión:** Dar soporte a los requerimientos del Plan de Gestión de Integridad de la Compañía recurriendo al estudio de las amenazas particulares que afectan a cada ducto mediante el acceso a nuevas tecnologías, nuevo software de gestión y análisis espacial, herramental adecuado, y el "Know How" necesario del personal para mantener una operación de Líneas seguras y consecuentemente cumplir con la normativa aplicable (NAG 100 - NAG 100 Parte O - NAG 100 Parte G). Esta actividad requiere una inversión de M$ 3,3 3. **Refuerzo de señalización de gasoductos de Alta Presión - Líneas de Distribución:** Reforzar la señalización en gasoductos de Alta

	Presión pertenecientes a Líneas de Distribución. La señalización de gasoductos junto al Programa de Prevención de Daños son las herramientas más importantes a la hora de mitigar la amenaza a la integridad "Daño a Terceros". Con el fin de disminuir los valores de riesgo por el impacto de esta en zonas pobladas y zonas rurales con sitios identificados, se requiere incrementar la densidad de señalización. 1306 unidades por un costo total de 3,5 M$ 4. **Reforrado de tramos en Líneas de Transmisión - Líneas de Transmisión** por un costo de M$ 4 5. **Adecuación e Instalación de 104 Unidades de Telecontrol en Unidades de Protección Catódica por Corriente Impresa** por un costo de M$ 8,58 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 34,4 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.04: Protección catódica**
Objetivo del proyecto y justificación	Las acciones que se deberán realizar se desglosan en las siguientes actividades: 1. **Renovación de Instalaciones de Protección Catódica - Renovación de Lechos Dispersores Profundos Recuperables e Instalaciones Auxiliares:** Dar respuesta a las demandas de corriente de los Sistemas de Protección Catódica con el fin de mantener los criterios de protección adoptados y en consecuencia proteger la red de acero contra la corrosión. El carbón calcinado se va separando de la columna por acción de las napas freáticas y los electrodos se cortan con el paso del tiempo y la acción del medio ácido. Esto más la obsolescencia de algunos materiales asociados a estas instalaciones hacen necesario la renovación integral de estas unidades. 2. **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Estaciones de medición continua de corrosión - Líneas de Transmisión:** Lograr más precisión y exactitud en la medición de velocidad de corrosión con el fin de obtener tiempos de reevaluación más precisos en Líneas de Transmisión y cumplir con las disposiciones y requisitos legales

	aplicables (NAG 100 - NAG 100 Parte O - NAG 100 Parte G). La tasa de corrosión es uno de los parámetros más importantes en el análisis de integridad y de corrosión, su valor junto con los parámetros operativos de las instalaciones determinan los periodos de re inspección en los planes de gestión de integridad. El objetivo de estas estaciones es poder recolectar valores continuos más certeros y a posteriori un análisis de riesgo más representativo. Durante el lapso de vida útil de las probetas se determina una curva corrosiva que permite determinar la velocidad de corrosión. El monitoreo a distancia del funcionamiento de las probetas, permitirá enviar datos continuos y detectar cualquier alteración de las variables eléctricas involucradas, redundando en un mejor análisis de agresividad del suelo. 3. **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Unidades de Protección Catódica por Corriente Impresa con Lechos Dispersores Profundos Recuperables / Cemento Conductivo:** Dar respuesta a las demandas de corriente de los Sistemas de Protección Catódica con el fin de mantener los criterios de protección adoptados y en consecuencia proteger la red de acero contra la corrosión. Debido a la reducción del valor de resistencia de cobertura de los revestimientos orgánicos provocada por el paso del tiempo, algunas redes incrementan su necesidad de corriente. Por ello y con el fin de ecualizar eficientemente las corrientes evitando altos valores de inyección que pueden promover potenciales polarizados que lleguen a la zona de producción de hidrógeno y/o potenciales que promuevan el despegue catódico, es que se realizan estas unidades.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Renovación de Instalaciones de Protección Catódica - Renovación de Lechos Dispersores Profundos Recuperables e Instalaciones Auxiliares:** Se incluye la adquisición de materiales (carbón, electrodos, equipo rectificador) y Readecuación Civil / Protección Catódica de Unidad de Protección Catódica por Corriente Impresa con Pozo Dispersor

	Profundo Recuperable. Se adjuntan los siguientes documentos: IT.07258.AR-DG (Instalación de ánodo dispersor de corriente, profundo-recuperable) - NT-1127-0 (Procedimiento de Instalación y Puesta en Marcha de UPCCI's) - Planos Tipo Instalaciones de UPCCI's (1004-1017-1027-1036-1042) - NT-1014 (Especificación de Equipo rectificador monofásico manual a diodo de Si, con salida 60V-30A) - Especificación de carbón calcinado - Especificación de electrodos M.O.M. Renovación de 35 unidades con una inversión total de M$ 6,1 2. **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Estaciones de medición continua de corrosión - Líneas de Transmisión:** Se incluye la construcción de Obra Civil/Protección Catódica de Estación de Medición de velocidad de corrosión con 4 probetas ER y equipo de monitoreo remoto incorporado. Se adjuntan los siguientes documentos: Especificación probetas ER - Especificación Sistema de Telemetría para Probetas ER - Plano Tipo PA-1008 (Mojón indicador con CMP). Comprende 2 unidades con una inversión total de M$ 0,4 3. **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica - Unidades de Protección Catódica por Corriente Impresa con Lechos Dispersores Profundos Recuperables / Cemento Conductivo:** Se incluye adquisición de materiales (carbón, electrodos, camisas, equipo rectificador) y Construcción de Obra Civil / Protección Catódica de Unidad de Protección Catódica por Corriente Impresa con Pozo Dispersor Profundo Recuperable en los sistemas de alta presión y red de media presión. Para el caso de las Unidades con Cemento Conductivo los materiales son cemento conductivo, electrodos y equipo rectificador. Se adjuntan los siguientes documentos: IT.07258.AR-DG (Instalación de ánodo dispersor de corriente, profundo-recuperable) - NT-1127-0 (Procedimiento de Instalación y Puesta en Marcha de UPCCI's) - Planos Tipo Instalaciones de UPCCI's (1004-1017-1027-1036-1042-1050-1051) - NT-1014 (Especificación de

	Equipo rectificador monofásico manual a diodo de Si, con salida 60V-30A) - Especificación de carbón calcinado - Especificación de electrodos M.O.M. - Especificación de Ánodos y Cemento Conductivo. 6 nuevas instalaciones con un costo total de M$ 3,2 4. **Nuevas Instalaciones de Protección Catódica** Construcción de Obra Civil/Protección Catódica de 10 Estaciones de Medición de velocidad de corrosión con 4 probetas ER y equipo de monitoreo remoto incorporado en LT. Por un costo total de M$ 1,8 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 11,5 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.05: Mantenimiento del sistema de medición de clientes industriales**
Objetivo del proyecto y justificación	Las acciones a desarrollar en el proyecto son las siguientes: 1. **Reemplazo habitual de Medidores y Unidades Correctoras:** Mantener las mediciones de los volúmenes de los clientes industriales dentro de las especificaciones indicadas por el regulador y los fabricantes. Actualización tecnológica por obsolescencia 2. **Modificación de Instalaciones en Clientes Industriales**: Adecuación de instalaciones a la normativa. Reemplazo de medidores de distinta tecnología, cambios de consumo. Optimización de los sistemas de medición. 3. **Equipamiento para el área de Instrumentación y laboratorio de calibración**: Mantener el equipamiento conforme a las nuevas tecnologías, reemplazo de equipamiento obsoleto o deteriorado. Cumplir con los requisitos normativos en cuanto al estado de los sistemas de medición, detectores de mezcla explosiva, mantenimiento de los sistemas SCADA y registradores de presión. Mantener el equipamiento del laboratorio a la NORMA ISO 17025 4. **Modificación del reglamento del servicio de distribución**: Instalar correctores de volumen en clientes sin corrección de volumen por factores de presión, temperatura y factor de compresibilidad. Debido a la instalación de nuevos correctores de volumen, es necesario adecuar las instalaciones de los clientes, reemplazar medidores que

	no son aptos para funcionar con unidades correctoras. Adecuar las instalaciones conforme a normativa.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Reemplazo habitual de Medidores y Unidades Correctoras**: Reemplazo de 132 medidores de tipo rotativos, turbina y diafragma industriales y 84 Unidades correctoras electrónicas. Reemplazo de 13 medidores y 6 unidades correctoras obsoletas 2. **Modificación de Instalaciones en Clientes Industriales**: Adecuación de las instalaciones de los clientes industriales de la compañía. Adecuación conforme a la normativa vigente 3. **Equipamiento para el área de Instrumentación y laboratorio de calibración**: adquisición de instrumental para tareas habituales del área Instrumentación de Medición. Manómetros digitales, multímetros, simuladores de señal, etc. 4. **Modificación del reglamento del servicio de distribución:** i) Instalación de 100 nuevos correctores de volumen debido a modificaciones regulatorias y requisitos NAG-102; ii) Reemplazo de 50 nuevos medidores debido a modificaciones del reglamento y regulatorias NAG-102. remplazo de medidores a diafragma por rotativos. Reemplazo de medidores obsoletos y discontinuados de fabricación. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de los contratos vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 10,2 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**01.06: Sustitución de Medidores**
Objetivo del proyecto y justificación	Sustitución de Medidores doméstico-residenciales por anomalías técnicas, fallas, deterioro y obsolescencia, provenientes de diferentes procesos (Urgencias, Operaciones domiciliarias, reclamos clientes, etc.)
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Se estima que se sustituirán 10.400 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones vigentes se estima un presupuesto de ejecución de M$ 8,5. (sin I.V.A.)

02: Confiabilidad del sistema de distribución

Denominación del proyecto	**02.01: Desplazamientos de redes AP y MP**

Objetivo del proyecto y justificación	Adecuación del sistema de distribución por cambios en el entorno urbano
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Se incluyen varios desplazamientos derivados de las acciones de vigilancia periódica de la red que se desarrollan durante el año. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN se han considerado los posibles desplazamientos a realizar durante el año, por motivos de seguridad. En función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 7,1 (sin I.V.A.). Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**02.02: Refuerzos AP y MP**
Objetivo del proyecto y justificación	Obras de infraestructura en la red de para la mejora operativa del sistema de distribución
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Las obras que comprenden este proyecto, facilitarán el suministro de gas a nuevos usuarios y a su vez posibilitarán el incremento de consumo por parte de clientes existentes, como así también mantener los niveles adecuados de presión de los sistemas de distribución. Ver detalle de proyectos en Anexo II – PROYECTOS RTI 2021 Proyecto Nº 02.02 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 76,9 (sin I.V.A.) Este rubro se compone de 5 proyectos de refuerzo en alta presión (7800 m) en acero por un total de M$ 61,4 y 2 proyectos en media presión (6.000 m) en acero y polietileno, por un total de M$ 15,5, que comprende la realización de tendido de cañerías en varios diámetros y materiales. Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas

	• Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**02.03: Repotenciación de estaciones de regulación**
Objetivo del proyecto y justificación	Obras de infraestructura en la red de para la mejora operativa del sistema de distribución
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Las obras que comprenden este proyecto, facilitarán el suministro de gas a nuevos usuarios y a su vez posibilitarán el incremento de consumo por parte de clientes existentes, como así también mantener los niveles adecuados de presión de los sistemas de distribución. Ver Anexo II – PROYECTOS RTI 2021 Proyecto Nº 02.03 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 168,7.(sin I.V.A.) Este rubro se compone de 10 adecuaciones integrales de plantas por un total de M$ 132,8 la construcción de tres nueva estación de regulación por M$ 35,9. Es necesario destacar que el monto asignado a las obras incluye los siguientes ítems: • Visado del Colegio de Ingenieros (CPI), proyecto de obra Civil y Mecánica, Detección de interferencias, planos generales y complementarios, memoria descriptiva, redacción de pliego • Permisos y tasas • Seguros • Mano de obra propia (Proyecto y Construcción) • Obra civil y mecánica

Denominación del proyecto	**02.04: Calidad de gas**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto contempla las siguientes actividades: 1. **Generador de hidrógeno**: El objeto del proyecto es la adquisición de un generador de hidrógeno de alta calidad para uso cromatográfico para reemplazar bajo una forma más segura los cilindros de alta presión utilizados en el laboratorio 2. Caudalímetro 5 litros/min p/calibración: El objeto del proyecto

	es la adquisición de un caudalímetro de rango 5 litros /min para calibrar/verificar los flujos del generador de patrones de manera de controlarlos periódicamente y asegurar que no hayan desvíos en la calibración del cromatógrafo de compuestos azufrados. La calibración del generador dejará de hacerse en forma externa 3. **1 carpa estructural de lona pesada** p/campo: El objeto del proyecto es la adquisición de una carpa estructural para poder efectuar trabajos en campo de mantenimiento de equipos tanto mecánicos o eléctricos cuando se presentan condiciones climáticas adversas y son necesarios por la criticidad de los mismos. 4. **4 Body hembra de acero inoxidable p/contenedor**: El objetivo del proyecto es adquirir body hembra para manguera de acero inoxidable acoplado a los contenedores de odorante . El contínuo cambio de manguera hace que a lo largo del tiempo el sello de teflón se deteriore 5. **Reemplazo de 5 odorizadores de arrastre**
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Comprende las siguientes actividades: **1- Generador de hidrógeno** Se requerirá un equipo que permita generar hidrógeno de 99,9999% de pureza a partir de agua desmineralizada o destilada con un bajo costo de generación y prácticamente libre de mantenimiento. Se utilizará en el funcionamiento de los detectores de ionización de llama para el análisis de gas natural y en el detector fotométrico de llama para el análisis de odorante. **2- Caudalimetro**: Se requerirá un equipo que permita medir los caudales necesarios para generar los compuestos azufrados en al menos cinco puntos distintos de concentración para la posterior calibración del cromatógrafo para medir la concentración de odorante y la existencia de compuestos de azufre de acuerdo con lo establecido en la resolución I259 del Enargas **3- 1 carpa estructural de lona pesada:** Se adquirirá una carpa disponible en el mercado **4- 4 Body hembra de acero inoxidable p/contenedor** El body en cuestión es marca Swagwelock código SS-QTM

	8A-B-12PF cuya descripción es base acople QTM 316 3/4 NPTH3200 Psi con cierre de PTFE **5- Reemplazo de 5 odorizadores de arrastre** Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores y de precios de materiales de mercado se estima un presupuesto de ejecución de M$ 2,4 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.05: Control del sistema de distribución**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto contempla las siguientes actividades: 1. Provisión e instalación de 60 dataloggers por año, 25 como reemplazo de unidades obsoletas y afectadas por fallas, y 35 como crecimiento gradual del control de la red. 2. Provisión e instalación de 112 Veribox por año, 5 como reemplazo de unidades afectadas por fallas, de 5 para cubrir el crecimiento del parque de clientes GU y 102 para reemplazar por completo otros sistemas de tele medición obsoletos instalados en el mercado de GNC. 3. Equipamiento de Sistema SCADA: Adquisición de instrumentos y equipos para garantizar la funcionalidad de los sistemas de campo. Actualización tecnológica
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. Datalogger: Registrador de presión manométrica electrónico (Data logger) programable, con toma de conexión neumática a proceso, capacidad de memoria mínima de 128 Kb, baterías reemplazables de al menos 2 años de duración, gabinete IP-54, certificado para zonas clasificadas clase 1, división 1, grupo D(NEC 500), rango de temperatura de operación de -20 a +50 °C y humedad de 0% a 95%, sin condensación, error o desvío máximo admisible será de +/ 2% del fondo de escala, de dos entradas de presión rango 0-3 bar m y 0-30 bar. Reguladoras de equipos Mirbla: Cada equipo lleva dos reguladoras. Una de ellas de presión máxima 2 bares con diafragma de teflón y sin venteo y la otra es de presión máxima hasta 7 bares. Ambas son del tipo RP67FR. Inversión M$ 4,7 2. Veribox: Equipo capaz de ser conectado al puerto serie de datos de la Unidad

	Correctora de Volumen y tomar del mismo los datos de Volumen Bruto, Volumen Corregido, Presión, Temperatura, Alarmas y Registros de auditoría. Inversión M$ 2,9 3. Sistema SCADA: Adquisición de instrumental de campo, transmisores de presión, transductores de presión corriente, protecciones de descarga eléctrica, plc´s, etc. Y adquisición de 10 RTU's. Inversión M$ 4,4 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 12,0 (sin IVA)
Denominación del proyecto	**02.06: Actualización GIS**
Objetivo del proyecto y justificación	El objetivo de esta inversión es mantener actualizada la red y sus elementos auxiliares, en el GIS ICARO BAN, incorporando las obras de red geográficamente asociadas a nueva cartografía. Generando además la cartografía de escala adecuada (barrios cerrados, countries, modificación de manzanas por cesión de calles, subdivisiones, urbanización, etc.) necesaria para la captura de la red en nuevas zonas en gasificación y/o en zonas de redes existentes, donde no se dispone de cartografía base, realizando a la vez trabajos adicionales en el GIS relacionados con la actualización cartográfica, vinculación de nuevos clientes a través de la georeferenciación de los mismos. De esta forma se garantiza la evolución hacia la completitud e integración de los datos disponibles, para hacer más eficiente la gestión de consultas y/o el análisis de la información del sistema ICARO por las áreas técnicas y comerciales (CCAU, SS.TT, Construcciones, Prev. Daños, Ventas, etc.). Agilizando los trabajos de simulaciones de red con winflow, lo que permite optimizar año a año las inversiones en refuerzos de red, como así también el correcto análisis de la explotación de la infraestructura existente y de la necesaria para permitir el crecimiento del mercado en nuevas zonas.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	• Incorporar Aprox. 400 Km de Red nueva. • Georeferenciar y vincular 50.000 Clientes existentes. • Georeferenciar y vincular 40.000 Clientes que se incorporan. • Generación de 90 has. Cartografía base. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 6,2.-(sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.07: Planta Peak Shaving**
Objetivo del proyecto y justificación	Adecuaciones varias de planta para mejora de procesos y mantenimiento preventivo. Incluye las siguientes actividades: 1. **Adquisición de instrumental/herramental**: Adquisición de nuevo instrumental / herramental para el control de los procesos. 2. **Reemplazo de equipos:** Adquisición y reemplazo de bombas, válvulas, reguladoras e instrumentación por desgaste u obsolescencia. 3. **Instalación del sistema de extinción en sala de control de motores y motogenerador:** Instalación de un sistema de extinción de incendio con gas FM 200
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	1. **Adquisición de instrumental/herramental**: M$ 0,25 2. **Reemplazo de equipos:** M$ 0,50 3. **Reemplazo del sistema de extinción en sala de control de los procesos:** M$ 2,2 Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN, en función de las contrataciones anteriores y consultas con diversos proveedores, se estima un presupuesto de ejecución de M$ 3,0 (sin I.V.A.)

Denominación del proyecto	**02.08: Sustitución de medidores**
Objetivo del proyecto y justificación	Plan anual de sustitución de medidores trabados o con anomalías técnicas
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Reducir el incremento de Gas Natural No Contabilizado. Proyecto recurrente que se llevará a cabo durante todo el quinquenio. Sustitución de 20500 medidores para uso residencial/comerciales que se identifiquen como trabados o con anomalías que dificultan la lectura (visor roto/empañados, etc). Previamente al cambio de los medidores se debe realizar una verificación de funcionamiento Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 25,0 (sin I.V.A.). Para la valorización económica se toma $ 1.219 como costo unitario de la operación.

Denominación del proyecto	**02.9: Renovación del parque de medidores**
Objetivo del proyecto y justificación	Reducir el Gas Natural No Contabilizado mediante la sustitución de medidores residenciales/comerciales con deficiencias en

	la medición producto de su obsolescencia. Proyecto recurrente que se llevará a cabo durante todo el quinquenio.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Sustitución de 70.000 medidores residenciales/comerciales con anomalías en la medición (obsoletos), 12.500 serán sustituidos por Smart Meeters cuyo costo unitario es de $ 1800.Sustitución de 300 medidores comerciales a diafragma por medidores rotativos, previa modificación de la instalación del cliente. Adquisición de instrumental de medición y de detección de instalaciones enterradas. Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 133,5 (sin I.V.A.).

03: Expansión del sistema de distribución

Denominación del proyecto	**03.01: Expansión del sistema de distribución**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad la construcción de obras de infraestructura necesarias para abastecer con gas natural a zonas sin suministro (incluye de ser necesario la construcción de ERP correspondiente)
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Son 2 obras en total cuya descripción se encuentra en Ver Anexo II – PROYECTOS RTI 2021 Proyecto Nº 03.01 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 124,2 (sin I.V.A.). Este conjunto de proyectos que comprende la implantación de 3 nuevas plantas reguladoras (incluida la compra de terrenos) con una inversión asociada de M$ 39,4 e infraestructura de alta presión (15.800 m) con una inversión total de M$ 84,6

Denominación del proyecto	**03.02: Crecimiento de la base de clientes**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad que toda aquella persona o empresas que cumpla con los requisitos técnicos y administrativos establecidos por la normativa existente pueda acceder al servicio de gas natural por redes. En el área de concesión de Gas Natural BAN hay un mercado potencial de 300.000 viviendas que no tiene suministro y podrían poseer las condiciones técnicas necesarias para acceder al servicio. Este proyecto incluye los trabajos necesarios para que, en caso de haber disponibilidad de redes existentes o, el futuro cliente residencial, comercial o industrial, se

	construya la correspondiente extensión, pueda acceder al servicio.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Los trabajos incluidos en el presente proyecto son los siguientes: 1. Construcción de servicios. 2. Perforación y puesta en carga de acometidas existentes 3. Colocación de medidor, conjuntamente o no a la realización de la acometida 4. Corte de servicios existentes. Se estima que para el año 2021 se incorporarán 56.132 nuevos clientes residenciales, 890 nuevos clientes comerciales, 27 nuevos clientes industriales y 9 GNV. La inversión unitaria promedio por tipo de cliente es la siguiente: 1) Residencial: 3.192 $/cliente 2) Comercial: 5.590 $/cliente 3) Industrial: 43.922 $/cliente 4) GNC: 83.759 $/cliente (es preciso destacar que la revisión del proyecto de la Estación de Servicio tiene un costo de 44.000 $/cliente) Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima que la inversión para la incorporación de nuevos clientes es de M$ 183,9 (sin I.V.A.)

04: Otras inversiones

Denominación del proyecto	**04.01: Mantenimiento edilicio**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad el mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones edilicias relacionadas con la operación, gestión y administración del sistema de distribución y la atención al cliente.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 7,2 (sin I.V.A.).

Denominación del proyecto	**04.02: Vehículos**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad la renovación de la flota operativa por obsolescencia y el control total de la flota a través de instalación de rastreadores satelitales.
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las compras anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 12,8 (sin I.V.A.). La inversión está compuesta de la siguiente

	manera: Adquisición de 7 vehículo tipo sedan (Fiat Palio o similar) 10 vehículos tipo industrial (furgon MB Sprinter, Peugeot Partner o similar)

Denominación del proyecto	**04.03: Desarrollo de software**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad el desarrollo y adecuación de los sistemas informáticos tendientes a mejorar la eficiencia de los procesos operativos y de servicio al cliente. Incluye los siguientes proyectos: 1. Mantenimiento evolutivo de las aplicaciones del negocio 2. Desarrollo de proyectos para requerimientos regulatorios 3. Proyectos Corporativos 4. Proyectos de eficiencia y mejora de procesos 5. Proyecto Zeus GPS (SMILE) 6. Proyecto Apolo (SMILE) 7. Proyecto Morosidad (SMILE) 8. BI para cliente final (reporting) 9. Procesos Corporativos (Movilidad) 10. APPS para cliente final (Movilidad) 11. Smart Meeters: Costo anual de licencia¡
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Incluye los siguientes proyectos: 1. **Mantenimiento evolutivo de las aplicaciones del negocio** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 23.600 horas de desarrollo con una inversión de M$ 9,4 2. **Desarrollo de proyectos para requerimientos regulatorios** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 9.120 horas de desarrollo con una inversión de M$ 3,6 3. **Proyectos Corporativos (SAP, Optima, Intranet)** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 10.175 horas de desarrollo con una inversión de M$ 4,1 4. **Proyectos de eficiencia y mejora de procesos** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 12.888 horas de desarrollo con una inversión de M$ 5,1 5. **Proyecto Zeus GPS (SMILE**) Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 25.766 horas de desarrollo con una inversión de M$ 10,3 6. **Proyecto Apolo (SMILE**) Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 6.406 horas de desarrollo con una inversión de M$ 2,6 7. **Proyecto Morosidad (SMILE**) Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 12.712 horas de desarrollo con una inversión de M$ 5,1

	8. **BI para cliente final (reporting)** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 25.450 horas de desarrollo con una inversión de M$ 10,1 9. **Procesos Corporativos (Movilidad)** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 2.537 horas de desarrollo con una inversión de M$ 1,0 10. **APPS para cliente final (Movilidad** Sobre la base de la experiencia de Gas Natural BAN se estiman 2.537 horas de desarrollo con una inversión de M$ 1,0 11. **Smart Meeters: M$ 1,5** Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 53,7 (sin I.V.A.).

Denominación del proyecto	**04.04: Adquisición de hardware**
Objetivo del proyecto y justificación	Este proyecto tiene por finalidad la renovación y adquisición de hardware que acompañe el desarrollo del software y modernización de los procesos comerciales, técnicos, administrativos y de atención al cliente. 1. **Sistemas de Geolocalización**: Renovación tecnológica GIS
Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto	Este proyecto incluye: **Sistemas de Geolocalización**: Renovación tecnológica GIS con una inversión de M$ 14,36 Sobre la base de la experiencia de Gas natural BAN, y en función de las contrataciones y adquisiciones anteriores se estima un presupuesto de ejecución de M$ 14,36 (sin I.V.A.).

gasNatural fenosa

ANEXO VI

MODELO INCLUSIVO DE GASIFICACIÓN INTEGRAL

P 456181

Modelo Inclusivo de Gasificación Integral

Una experiencia sostenible

Cuartel V | Moreno | Provincia de Buenos Aires



gasNatural fenosa

Un aporte al desarrollo sostenible de Gas Natural Fenosa

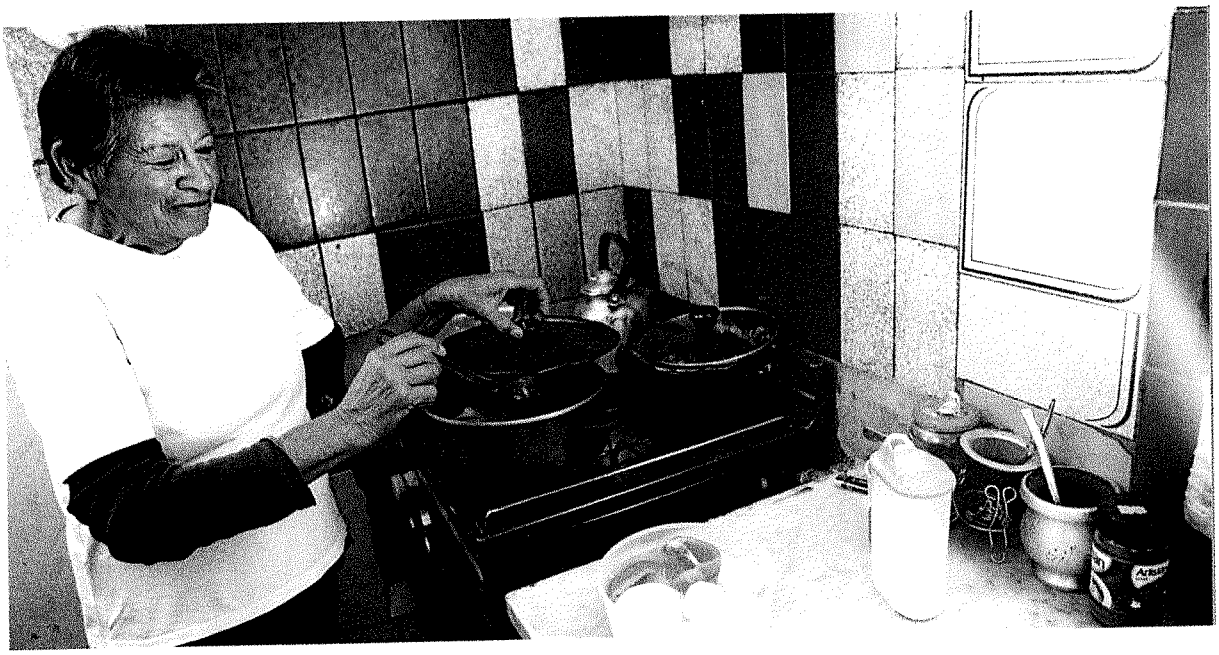
El propósito de esta obra es destacar un proyecto cuyo objetivo es la promoción del desarrollo sostenible a través del diseño y concreción del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral mediante el cual se lleva a cabo un programa de gasificación en barrios del Municipio de Moreno, que forma parte del conglomerado urbano del Gran Buenos Aires y que constituye un orgullo para **Gas Natural Fenosa**.

El tendido de las redes y conexiones domiciliarias en zonas habitadas por familias de bajos recursos económicos es posible merced al despliegue de acciones concertadas entre la empresa, la Fundación Pro Vivienda Social, el Municipio de Moreno, organismos públicos y privados nacionales y multinacionales y, especialmente, los propios vecinos, que desempeñan un papel central para la concreción de las obras.

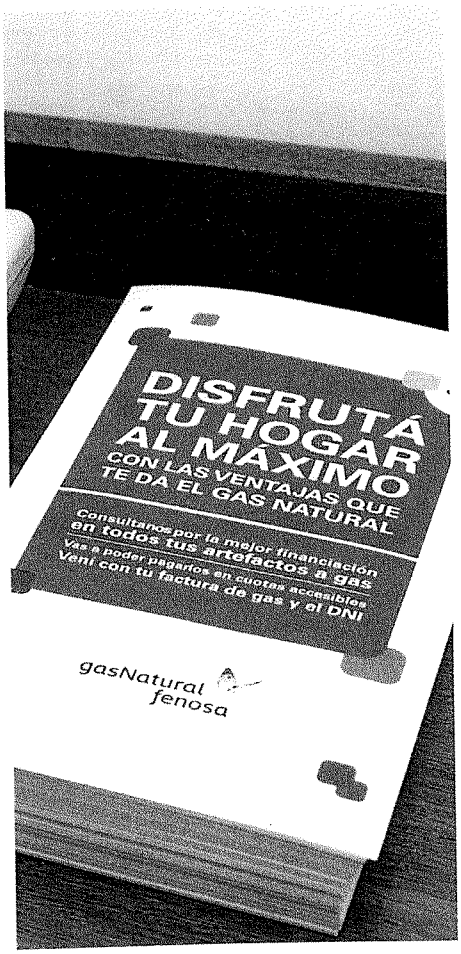
El carácter asociativo del Modelo, derivado de la interrelación entre los sectores mencionados, es una de sus grandes virtudes, en tanto la voluntad de las partes logró superar un conflicto clásico del capitalismo: el de las dificultades de comunicación y consensos entre empresas, organismos no gubernamentales, gobiernos y la sociedad civil. El Programa constituye un modelo inclusivo de consumo en la base de la pirámide social, esto es, en segmentos económicamente excluidos o imposibilitados de acceder a estos servicios si no se implementan mecanismos y acuerdos facilitadores de los emprendimientos.

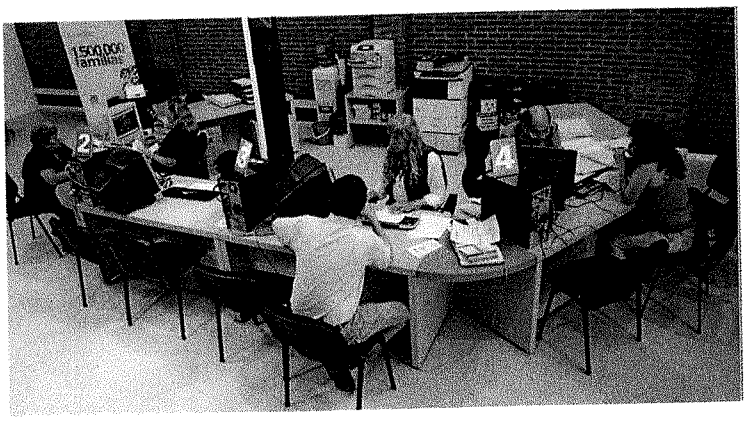
Lejos de constituir una obra benéfica, solidaria, asistencialista o filantrópica, el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral brinda a los nuevos clientes un servicio compatible con sus posibilidades de pago, a la vez que asegura rentabilidad a la empresa.

En estas páginas se describe al proyecto desde su concepción y su enraizamiento en los denominados Pacto Global y Objetivos del Milenio de las Naciones Unidas tanto desde la mirada de la compañía, como de la ONG con la que se trabaja estrechamente, y de los propios destinatarios, así como la repercusión alcanzada, con el propósito de que esta experiencia sea replicada cuantas veces sea posible.




gasNatural
fenosa


DISFRUTÁ
TU HOGAR
AL MÁXIMO
CON LAS VENTAJAS QUE
TE DA EL GAS NATURAL
Consultanos por la mejor financiación
en todos tus artefactos a gas
Vas a poder pagarlos en cuotas accesibles
Vení con tu factura de gas y el DNI
gasNatural
fenosa



6 | **Inclusivo, rentable y sostenible**
Por Horacio Cristiani | Presidente Gas Natural Fenosa

7 | **De la asistencia a la promoción;**
y de allí a la transformación
Por Santiago Luis Arturo de Montalembert | Presidente de la Fundación Pro Vivienda Social

8 | **Gas Natural Fenosa**
y la Responsabilidad Corporativa
Por Bettina Llapur | Directora de Comunicación y Relaciones Institucionales de Gas Natural Fenosa y de la Fundación Gas Natural Fenosa en Argentina

9 | **Cultura empresarial**
Impregnada en sustentabilidad

16 | **El capital social como herramienta**
de movilización y participación de las familias

18 | **Nacer, desarrollarse y contribuir al progreso del barrio propio**

22 | **La gasificación inclusiva**
cumple los requisitos del Pacto Global
Reportaje a Flavio Fuertes, referente en Argentina de Punto Focal del Pacto Global de Naciones Unidas

23 | **Impactos positivos en la economía, lo social y lo ambiental**
Ana Muro, Coordinadora del Area de Responsabilidad Social Corporativa y Negocios Inclusivos del Consejo Empresario Argentino de Desarrollo Sustentable (CEADS)

24 | **Modelo Inclusivo de Gasificación Integral**
- Todos ganan; los vecinos y la empresa

33 | **Los cuatro proyectos**

42 | **La mujer,**
el motor del proyecto

46 | **La experiencia de Cuartel V cambió el paradigma comercial de la Compañía**

52 | **Premio Platts**
al Mejor Programa de Desarrollo Comunitario

54 | **Vecinos:**
las voces solidarias



Editorial
Por Horacio Cristiani
Presidente Gas Natural Fenosa

Inclusivo, rentable y sostenible

Gas Natural Fenosa asumió en todos sus ámbitos de actuación un fuerte compromiso con la Responsabilidad Corporativa y el Desarrollo Sostenible de las comunidades para las que trabaja. Por ello desde hace años nos planteamos permanentemente el desarrollo de mecanismos innovadores de gestión del negocio que abran nuevas posibilidades de mejora y crecimiento, considerando siempre el entorno y el contexto de nuestras actividades. Estas búsquedas se entroncan siempre en la estrategia de mantener un equilibrio entre tres ejes que hacen a la sostenibilidad: crecimiento económico, desarrollo social y cuidado del medio ambiente.

Entre las acciones emprendidas en la Argentina -donde desde 1992 la compañía tiene la concesión para la distribución de gas natural por redes en 30 municipios de la Provincia de Buenos Aires, incluyendo la populosa área del Norte y el Oeste del Gran Buenos Aires-, el "Modelo Inclusivo de Gasificación Integral" tiene un carácter distintivo, por cuanto es un proyecto basado en desarrollar infraestructura y proveerles el servicio a personas y familias con dificultades económicas para acceder. El programa es inclusivo por cuanto apunta a incluirlas facilitándoles herramientas sostenibles para acceder a infraestructuras básicas, como el gas natural por redes.

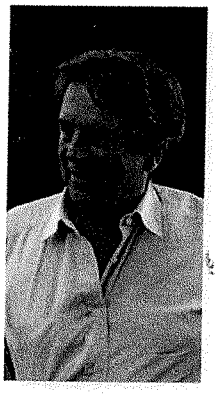
Por su concepción, diseño y ejecución, el Programa se ha evidenciado exitoso para todos los actores participantes, fundamentalmente para la comunidad y las familias que con su esfuerzo y voluntad hacen propio estos proyectos.

Además del mejoramiento de su calidad de vida, la gasificación de estos barrios les significa a las miles de familias allí radicadas, reconocimiento e integración social. Ha generado lo que se denomina capital social. En definitiva, los ha incluido.

La clave del éxito ha sido la capacidad para establecer asociatividad, empatía y articulación con grupos de actores sociales como vecinos, organismos públicos, municipales, organismos financiadores y ONGs. Precisamente, el entendimiento con la Fundación Pro Vivienda Social nos ha permitido desarrollar junto con las familias y vecinos de Cuartel V, Moreno, y de las comunidades que han continuado, un programa de tal dimensión, cuya realización hubiera sido imposible sin éste tipo de amalgama. Esta característica relacional ha sido lo innovador y lo virtuoso del programa.

Esto se ha hecho en el marco de los objetivos del Plan Estratégico 2010-2014 de la empresa, donde se plantea desarrollar una estrategia articulada con la sociedad, que busca contribuir a satisfacer, de un modo eficiente, sostenible y seguro las necesidades de energía de las comunidades en las que opera. También, este Modelo Inclusivo de Gasificación Integral que acomete Gas Natural Fenosa desde hace ya 10 años, ubica a la compañía en línea con los propósitos de desarrollo enunciados en el Pacto Global, los objetivos del Milenio de Naciones Unidas y en la Misión, Visión y Valores de nuestro Grupo. Vale destacarlo cuando transcurre el "Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos" declarado precisamente por la Asamblea General de la ONU.

La compañía ansía que este modelo se reproduzca en otros lugares, en otros barrios del conurbano bonaerense, que gane escala, y que se amplíe a otros ámbitos, como modelo de desarrollo inclusivo en el mejoramiento de las infraestructuras en general en sectores con dificultades para acceder a estos beneficios. Este programa ya ha dado sus frutos pero vamos a continuar trabajando en él con toda la motivación y el entusiasmo que le pusimos desde su inicio.



Editorial

Por Santiago Luis Arturo de Montalembert
Presidente de la Fundación Pro Vivienda Social

De la asistencia a la promoción; y de allí a la transformación

Desde su creación, la vocación de la **Fundación Pro Vivienda Social (FPVS)** ha sido la de actuar sobre la realidad y buscar soluciones a problemas socioeconómicos a partir de la organización de la oferta y la demanda.

El tipo de programas que hemos desarrollado nos ha ido llevando de la asistencia a la promoción, donde hemos instalado un trampolín para lanzarnos a la transformación. Pasamos de las viviendas familiares a los barrios y hoy pensamos en las localidades; de tratar con familias a organizar asociaciones de vecinos, y hoy estamos comenzando a trabajar en la creación de vínculos con organizaciones de la sociedad civil, empresas y el Estado.

En ese marco, la relación con Gas Natural Fenosa, iniciada en enero de 2001, ha tenido continuidad y ha permitido generar un espacio de trabajo conjunto. Realizar proyectos, articular operaciones, encontrar un código común para ejecutar la tarea y, por sobre todo, contar con un modelo de articulación empresarial-social son resultados concretos que podemos mostrar juntos.

Para hacer posible esto la Fundación ha desarrollado una cultura organizacional que nos ha permitido convertir cada nuevo desafío y dificultad en una oportunidad de aprendizaje. Trabajar con una empresa era algo nuevo para nosotros y significaba desarrollar un nuevo lenguaje, aprender nuevos códigos, entender otras perspectivas; pero por sobre todo generar la confianza en que nuestra tarea garantizaba a la empresa el normal desarrollo de su operatividad y a los vecinos la prestación de un servicio de calidad.

Generar confianza para trabajar juntos y apoyarnos mutuamente fue producto de mucha interacción y de cumplir cada objetivo planteado. Asimismo poner sobre la mesa las dificultades que se iban presentando en el desarrollo de los proyectos generó una plataforma de transparencia que potenció el vínculo.

_ Pasamos de las viviendas familiares a los barrios y hoy pensamos en las localidades.

Las relaciones las llevan a cabo personas que son las que luego irradian al interior de cada organización su experiencia particular. De esta manera la confianza se fue desplegando en cada organización a partir de logros que fueron creando una plataforma común.

La FPVS comparte ahora con Gas Natural Fenosa su agenda de crecimiento, invitándola en una segunda etapa del vínculo a asociarse en el proyecto con el Fondo Multilateral de Inversiones del Banco Interamericano de Desarrollo, que permitirá la creación de tres fideicomisos con la participación de 7000 familias en cuatro años.

El desafío es implementar una operatoria que permita que entidades financieras, empresas proveedoras de materiales, empresas constructoras y gasistas matriculados se asocien al modelo de trabajo desarrollado por Gas Natural Fenosa y la Fundación en el marco de concursos de precios, contratos transparentes y trabajo continuo por cuatro años.

Nuestra expectativa es consolidar una plataforma que permita a empresas pequeñas y medianas y al sistema financiero desarrollar un trabajo en red. Esta sinergia permitirá abonar la esperanza de dar un salto de escala en la elaboración de proyectos, que posibilite acotar el déficit de provisión de gas por red en sectores de menores ingresos.



Editorial

Por María Bettina Llapur
Directora de Comunicación y Relaciones Institucionales de Gas Natural Fenosa
Directora de la Fundación Gas Natural Fenosa

Gas Natural Fenosa
y la Responsabilidad Corporativa

En **Gas Natural Fenosa** entendemos a la Responsabilidad Corporativa como el conjunto de acciones y programas que llevamos a cabo para vincularnos con los distintos grupos de interés y públicos con los que interactuamos a diario, con la finalidad de impulsar el desarrollo de los mismos.

Así hemos concebido desde siempre la Responsabilidad Corporativa, hemos cumplido 20 años y desde nuestros orígenes consideramos estratégico tener programas para favorecer a los clientes, proveedores, empleados y comunidad en general, entendiendo que las empresas más allá de cumplir con su fin específico también tienen que desarrollar programas para impulsar el desarrollo de la sociedad para la que trabajan. Las empresas son actores sociales y como tales es loable que realicen algo más que sus obligaciones puramente legales, para insertarse en la sociedad y así legitimar su actuación.

En este marco es que hemos venido desarrollando distintos programas y hemos priorizado, teniendo en cuenta que nuestra actividad es la distribución de gas natural por redes, dos tipos de programas:

1) La promoción del uso responsable del gas, entendiendo por tal el uso eficiente, seguro y racional del mismo. Hemos venido realizando en los últimos 20 años programas dedicados tanto al público infantil como adulto, para que la población tome conciencia de que esta energía que manejamos y distribuimos debe ser usada de modo seguro y eficiente y, por sobre todas las cosas, responsablemente. El gas natural es un recurso no renovable y uno de los grandes desafíos que vive hoy la sociedad en su conjunto es hacer un uso eficiente de las energías que disponemos de cara a no comprometer el consumo de las próximas generaciones.

2) La otra prioridad en la que se ha venido trabajando y que es el motivo y objeto de esta publicación, es el diseño de un modelo de gasificación integral inclusivo, el cual apunta a que llegue el gas natural por redes a poblaciones postergadas y que no cuentan con este servicio. Modelo basado en la articulación y sinergia con organismos públicos, privados y ONGs.

Estamos convencidos que las empresas siempre pueden hacer un poco más para promover e impulsar el crecimiento de la sociedad.

Estamos convencidos que las empresas siempre pueden hacer un poco más para promover e impulsar el crecimiento de la sociedad y en esa senda venimos trabajando en Gas Natural Fenosa, no sólo con programas de la empresa sino también con programas de la Fundación Gas Natural Fenosa, para promover el desarrollo de pequeños emprendedores, el desarrollo del sector PYME, aulas de educación, talleres de artes y oficios para poblaciones carenciadas y el apoyo de emprendimientos que trabajan para la comunidad.

Estamos seguros que a través de la suma de todas estas acciones nos relacionamos con distintos grupos sociales y trabajamos en forma conjunta con ellos para impulsar el desarrollo social y todas estas actividades constituyen un orgullo para Gas Natural Fenosa de Argentina.



Sede de la Fundación Gas Natural Fenosa en Barcelona

Cultura empresarial
Impregnada en sustentabilidad

Gas Natural Fenosa tiene un amplio reconocimiento internacional por su participación social y comunitaria en proyectos de promoción del desempeño. Las acciones en materia de Responsabilidad Social y Medioambiental son llevadas a cabo tanto por la compañía como por su Fundación.

Un conjunto de comportamientos que pueden definirse como una cultura o una filosofía empresarial le han reportado al Grupo un reconocimiento internacional que puede sintetizarse en la clasificación que se le ha asignado en los últimos tres años, consecutivamente, en el ranking "Platts Top 250" como la primera compañía del mundo en el sector del gas.

Tal calificación contempla los resultados en términos de eficiencia y participación social y comunitaria de una compañía cuyo nacimiento se remonta al año 1843 y que desde entonces, al par de su actividad productiva, ha estado desarrollando y actualizando ejes estratégicos de sustentabilidad tales como su código de ética, gobierno corporativo, política de derechos humanos y responsabilidad

corporativa; transparencia en la gestión a través de su Informe de RC, y cumplimiento de los principios del Pacto Global y los Objetivos del Milenio fijados en las Naciones Unidas.

La Fundación Gas Natural Fenosa fue constituida en España en 1992 para desarrollar los valores del hombre, la sociedad y la tecnología, y sus complejas y mutuas interrelaciones en el contexto de los diferentes entornos.

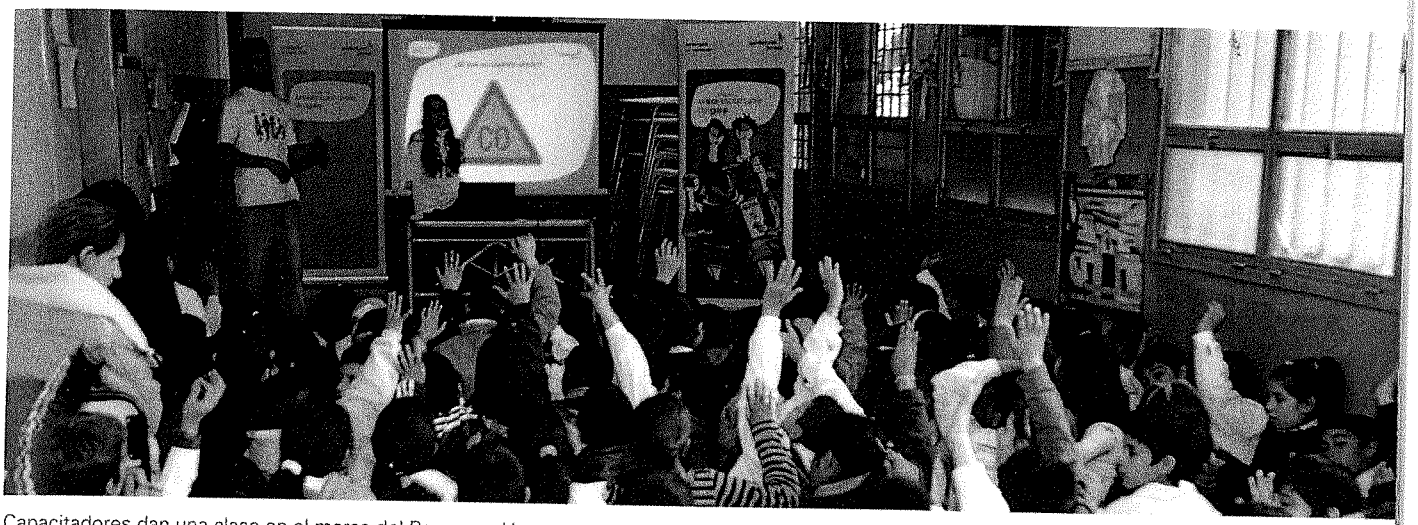
En Argentina la Fundación implementa proyectos de desarrollo sostenible, promoviendo acciones a favor de la educación, la promoción social, generando valor económico y capacitando para el trabajo.

Aquel mismo año, coincidentemente, la compañía se estableció en la República Argentina para prestar mediante una licencia que tiene 35 años de plazo prorrogables por otros 10 años el servicio de distribución de gas natural por red en una región de aproximadamente 15 mil Km2 que abarca 30 partidos o municipios de la zona noroeste de la Provincia de Buenos Aires, incluido el Gran Buenos Aires. La empresa sirve allí a aproximadamente 1,5 millones de clientes, unas 7 millones de personas. Por extensión y densidad poblacional esta es una de las concesiones de distribución de gas más vastas del mundo para una sola compañía.

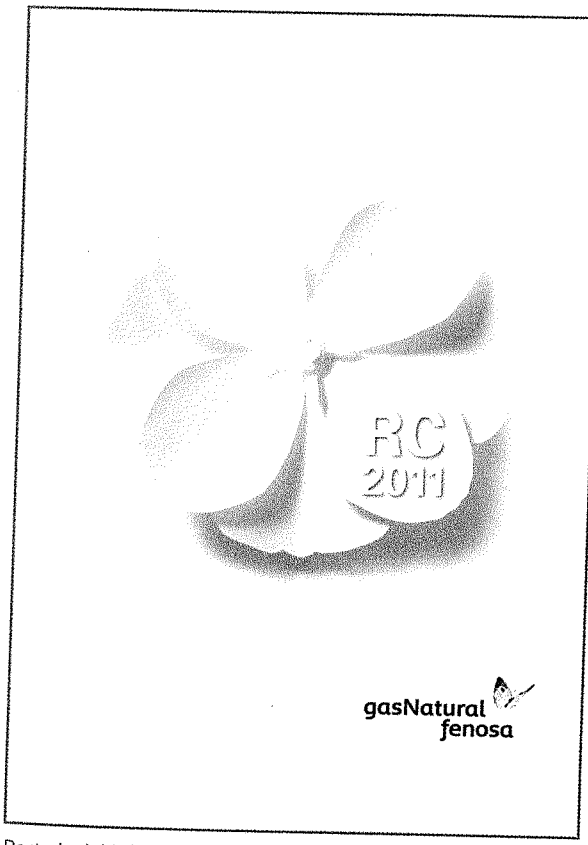
Prácticamente desde su instalación en la Argentina la Fundación emprendió actividades con sentido de aportación social, despojado de interés comercial. Baste citar dos programas destinados a sectores no involucrados necesariamente en el área de concesión: uno de ellos, desarrollado en los primeros años, se relacionó con temas de salud y desarrollo sostenible en la frontera argentino-boliviana. Otro, que lleva ya 11 años de ejecución, es el exitoso Programa Primera Exportación, creado



Empleados de la compañía que participaron del Programa Emprendedores Sociales, de la Fundación Gas Natural Fenosa, junto al presidente de Gas Natural Fenosa, Horacio Cristiani, y a la Directora de Comunicación y Relaciones Institucionales, Bettina Llapur



Capacitadores dan una clase en el marco del Programa Uso responsable del Gas, de Gas Natural Fenosa



Portada del Informe de Responsabilidad Corporativa del año 2011

en 2001 en un momento difícil de la economía y la sociedad argentina, con el propósito de promover las competencias exportadoras y la iniciativa empresarial de la pequeña y mediana empresa.

La Fundación desarrolla en España una intensa actividad de alta divulgación de la siempre compleja temática de la energía y el medio ambiente, y de sus expectativas de futuro en un horizonte de sostenibilidad, económica, social y ambiental, con seminarios de formación, trabajos de investigación y diferentes series de publicaciones.

La entidad tiene actividad en diferentes países de Latinoamérica como Argentina, Brasil, Colombia y México; pero también en el Magreb, con presencia en Argelia y Marruecos, y asimismo, en Europa, con actuaciones en Italia y Portugal. Los programas de la Fundación, distintos en cada país, se orientan a aportar valor a los requerimientos de la sociedad en elementos tecnológicos y de formación en diferentes ámbitos, con planteamientos claramente respetuosos con la personalidad de cada región.

Política de responsabilidad corporativa

Gas Natural Fenosa entiende la responsabilidad corporativa como el conjunto de acciones desarrolladas para establecer relaciones de confianza, estables, sólidas y de beneficio mutuo con sus grupos de interés. La adecuada relación con el entorno constituye un aspecto estratégico de primer orden para la compañía; es imprescindible para la generación de valor y para velar por la sostenibilidad de la compañía en el largo plazo. Esta política es la manifestación de un sistema de gestión de la responsabilidad corporativa que engloba a todo el Grupo.

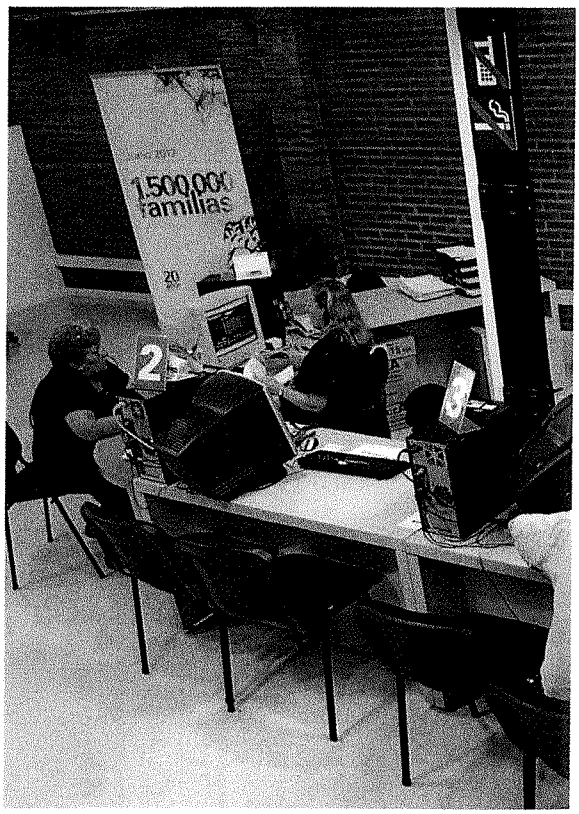
La definida Política de Responsabilidad Corporativa de Gas Natural Fenosa recoge los siete compromisos asumidos por la compañía en la materia: orientación al cliente, compromiso con los resultados, medio ambiente, interés por las personas, seguridad y salud, compromiso con la sociedad e integridad. La actualización de esta política fue aprobada por el Consejo de Administración el 17 de diciembre de 2010.

La compañía ha desarrollado un cuadro de mando específico para dar seguimiento a la Política de Responsabilidad Corporativa, reportar su grado de cumplimiento y fijar objetivos en la materia. Los indicadores fueron definidos mediante una metodología que tomó en cuenta criterios internos y externos de valoración de la responsabilidad corporativa, y en base a RepTrak, sistema utilizado por el Grupo para medir su reputación.

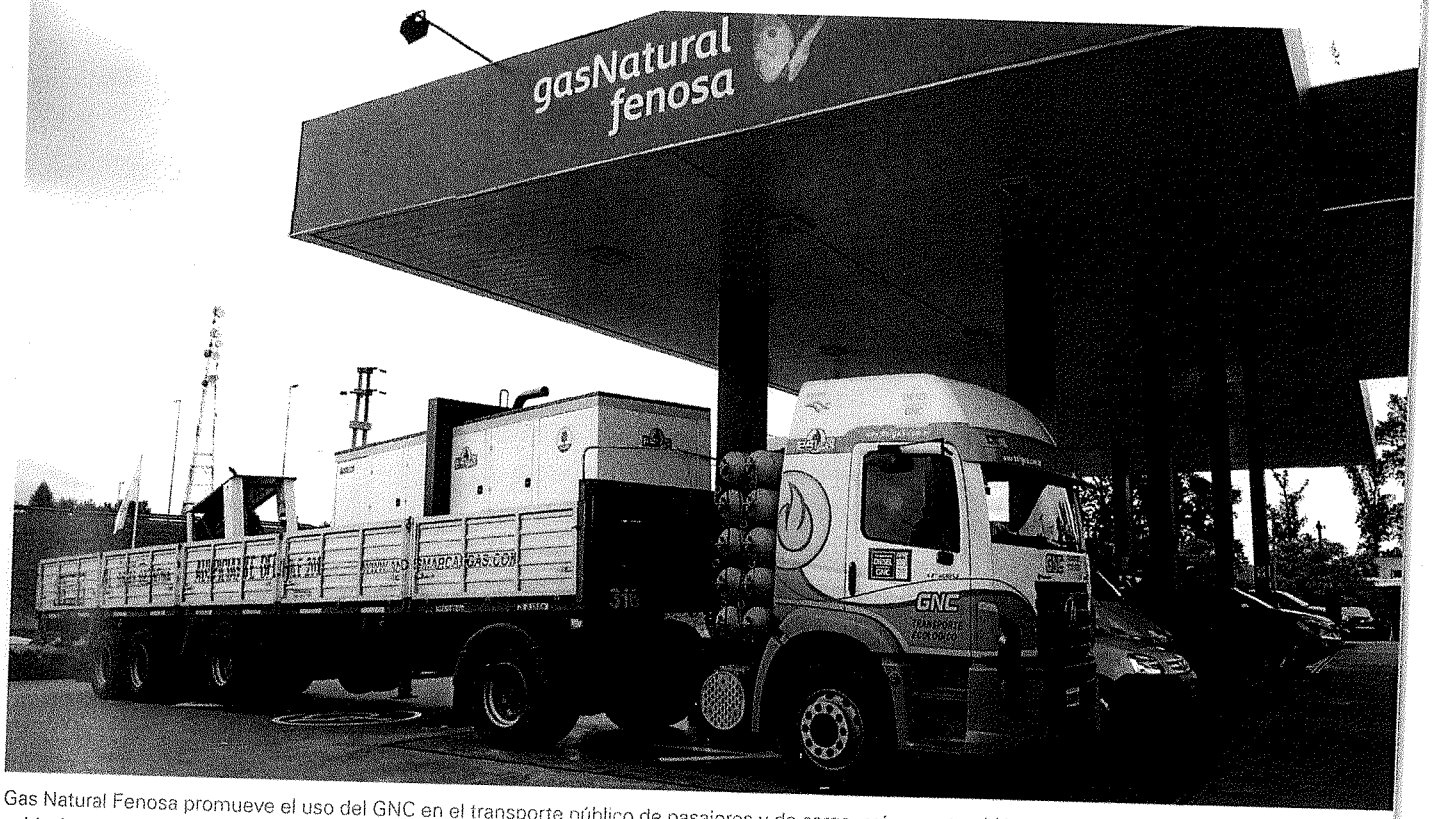
Todo esto se materializa en el Informe de Responsabilidad Corporativa (RC) que la compañía presenta anualmente desde 2004. Este reporte de sustentabilidad sigue los lineamientos de la Iniciativa de Reporte Global (GRI-Global Reporting Initiative).

En el año 2009 Gas Natural Fenosa fue una de las primeras compañías de Argentina que aplicó a la máxima categoría A+. Desde el primer informe, Gas Natural Fenosa verifica sus indicadores con una consultora de prestigio internacional.

Las acciones en materia de Responsabilidad Corporativa (RC) se planifican a partir de los compromisos asumidos con los grupos de interés: empleados, clientes, accionistas, proveedores y la sociedad en general. Se desarrollan tanto desde la compañía como desde la Fundación. El programa de gasificación de barrios de menores recursos es una de ellas.



Gas Natural Fenosa asigna crucial importancia a la atención a sus clientes, brindándoles las máximas comodidades y oportunidades de comunicación



Gas Natural Fenosa promueve el uso del GNC en el transporte público de pasajeros y de carga, así como también la fabricación de vehículos livianos bi-fuel. Las posibilidades del GNC como carburante alternativo a los derivados del petróleo siguen creciendo gracias a sus bajas emisiones contaminantes.

Orientación al cliente

En esta materia la Política de Responsabilidad Corporativa establece realizar esfuerzos dirigidos conocer y satisfacer las necesidades de sus lientes para darles respuestas rápidas y eficaces. ara ello, se procura construir relaciones de onfianza con vocación a largo plazo a través de n trato cercano y accesible; se escuchan sus piniones y se trabaja para mejorar continuamente calidad y la seguridad de productos y servicios.

ompromiso con los resultados

la compañía se elaboran planes, se fijan objetivos lectivos e individuales y se toman decisiones función de su impacto en la consecución de las alidades de su Visión, asegurando el cumplimiento los compromisos adquiridos y la asunción del el de incertidumbre mínimo necesario para anzar dichos objetivos. Entre las acciones tacadas en este orden se incluye la reducción ranual del 30% de la deuda financiera.

Medio ambiente

En este orden la política es desarrollar negocios con un horizonte que trascienda los intereses económicos inmediatos, contribuyendo al desarrollo económico, ambiental y social, tanto a corto como a largo plazo. Con respeto al entorno, Gas Natural Fenosa actúa más allá de la adaptación continua a la normativa vigente. En áreas en las que no existe legislación aplicable, se consideran las normas internacionales y la tendencia legislativa en la planificación de las actuaciones que puedan tener un impacto ambiental significativo.

En esta materia las acciones destacadas son la incorporación de consideraciones ambientales en las Cláusulas Generales de Contratación de Obras y Servicios, el desarrollo de tres estudios de impacto ambiental y el lanzamiento de la campaña de promoción de gas natural vehicular y de la campaña ¡EPA! para el ahorro de recursos naturales.

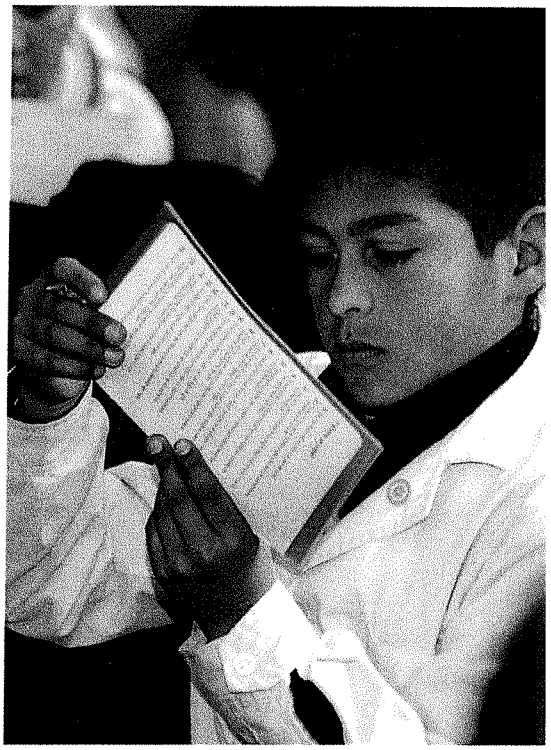
La compañía dedica también diversos programas para favorecer un entorno de trabajo respetuoso

con sus empleados y comprometido con su formación y desarrollo profesional, e impulsa políticas para el desarrollo de una cultura de prevención que garantice las condiciones de seguridad y salud en toda la cadena de valor.

Interés por las personas

Gas Natural Fenosa promueve un entorno de trabajo respetuoso e implicado en la formación y desarrollo profesional de sus empleados, propiciando la diversidad de opiniones, perspectivas, culturas, edades y géneros en sus organizaciones.

En ese contexto, les proporciona formación y oportunidades de desarrollo profesional adecuadas a sus competencias; promueve un entorno de trabajo motivador, en el que se asegure y respete al empleado y la aportación responsable de sus iniciativas; fomenta la claridad de objetivos, el liderazgo eficaz, las compensaciones competitivas y el reconocimiento de los logros, y facilita las condiciones para el mejor equilibrio personal y profesional en un marco de igualdad y diálogo.



Un alumno se informa en el Programa Uso Responsable del Gas versión niños

Seguridad y salud

En esta materia la compañía impulsa estrategias para la continua integración de la prevención en su cultura empresarial, garantizando las mejores condiciones para la protección de la seguridad y la salud en toda la cadena de valor. Para ello garantiza que la seguridad es una responsabilidad asumida colectivamente; procura formar adecuadamente y establecer canales de información, consulta y participación, como elementos clave de prevención; incorpora criterios preventivos en las decisiones y procesos de la empresa, nuevos proyectos, productos y servicios asegurando la mejora continua, y rechaza cualquier comportamiento que pueda generar un entorno laboral inseguro, intimidatorio u ofensivo.

_ Gas Natural Fenosa promueve un entorno de trabajo respetuoso e implicado en la formación y desarrollo profesional de sus empleados, propiciando la diversidad de opiniones, perspectivas, culturas, edades y géneros en sus organizaciones.

Compromiso con la sociedad

La empresa acepta su responsabilidad y contribuye al desarrollo económico y social de los países en los que tiene presencia, aportando sus conocimientos, capacidad de gestión y creatividad. Para ello dedica parte de sus beneficios a la inversión social, manteniendo un diálogo permanente con la sociedad para conocer sus necesidades y procurar su satisfacción. Esto se concreta mediante la integración positiva en esas sociedades, evaluando el impacto social de su actividad y respetando la cultura, las normas y el entorno; generando valor a través de su actividad y con la colaboración con organizaciones no gubernamentales, la comunidad local y otros agentes sociales y promoviendo la educación, la formación, la riqueza cultural y la inclusión de los colectivos más desfavorecidos a través de la inversión social.

Integridad

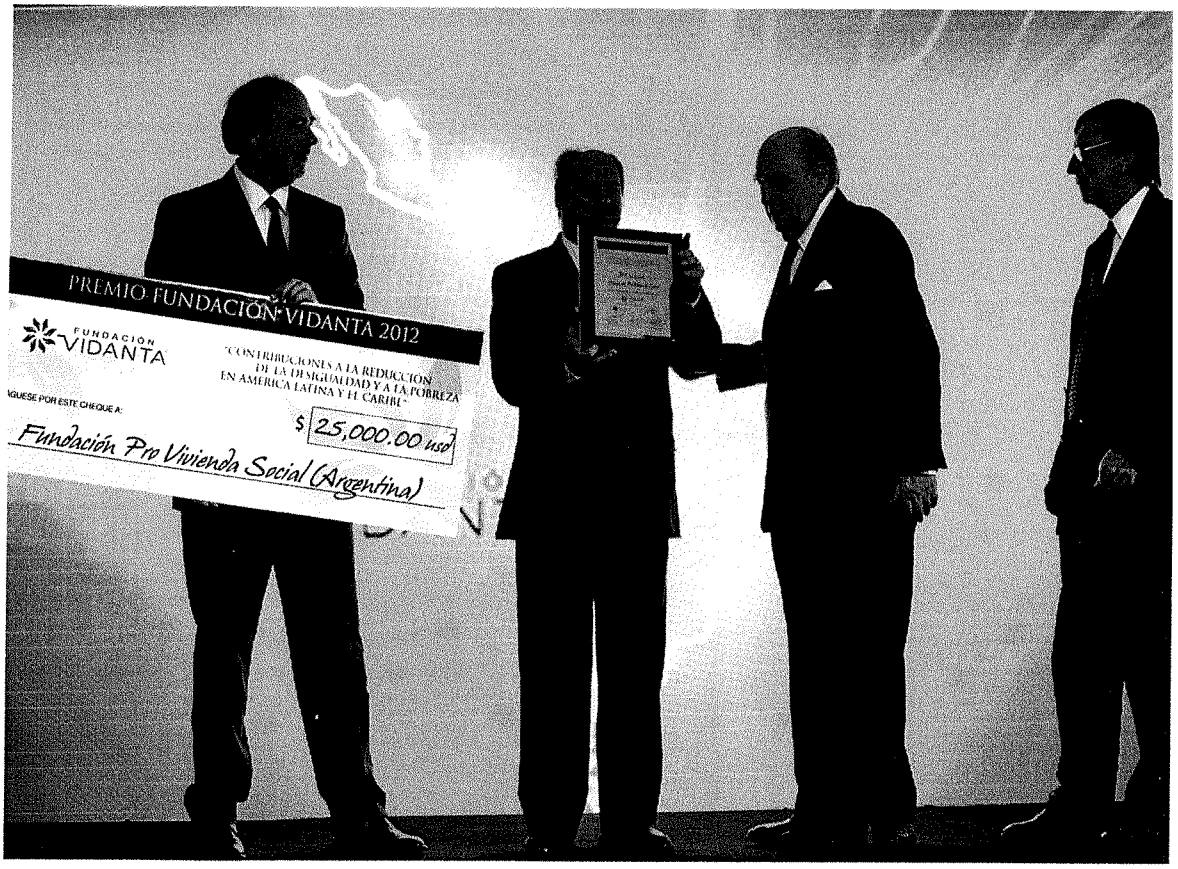
Gas Natural Fenosa fomenta que todos sus integrantes actúen con ética, honestidad e integridad, respetando los valores, principios y códigos éticos que impulsa el Grupo, contribuyendo así al aumento de la confianza hacia la empresa. Para ello, rechaza la corrupción, el fraude y el soborno en el desarrollo de su actividad y establece medidas para evitarlos y combatirlos, desarrollando canales internos que permitan la comunicación de irregularidades, respetando y protegiendo el anonimato del comunicante; respeta los principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas, así como los principios de la OCDE para el Gobierno de las Sociedades y también todos los aspectos recogidos en la Declaración Universal de los Derechos Humanos de Naciones Unidas y en la Declaración de la OIT, relativos a los principios fundamentales en el trabajo, prestando especial atención al reconocimiento de los derechos de las minorías étnicas, al rechazo a la explotación infantil, a los trabajos forzosos o a cualquier otra práctica que vulnere los derechos de los trabajadores.

Responsabilidad Social

En este tópico Gas Natural Fenosa aporta a la sociedad sus conocimientos, capacidad de gestión y creatividad, dedicando parte de sus beneficios a la acción social. Mantiene asimismo diálogo permanente con la sociedad para conocer sus necesidades y procurar su satisfacción, de manera de incrementar la credibilidad y prestigio del Grupo.

Son acciones destacadas en este orden el Programa Uso Responsable, el Programa Emprendedores Sociales de la Fundación Gas Natural Fenosa y los viajes de capacitación y negocios a Barcelona en el marco del Programa Primera Exportación.

Asimismo, presentó su "Código de Gobierno Societario" a la Comisión Nacional de Valores, actualizó el Código Ético y difusión a empleados, proveedores y colaboradores, realiza el seguimiento de las mejoras propuestas por el Modelo de Control Interno Económico Financiero en base a los criterios de SOX para los ciclos más relevantes del negocio y desarrolla 10 proyectos de Auditoría Interna.



El Director Ejecutivo de la FPVS, Raúl Zavalía, recibe el premio de la Fundación Vidanta, de manos del ex presidente del Uruguay, Julio María Sanguinetti, en un acto que tuvo lugar en México.

El capital social como herramienta de movilización y participación de las familias

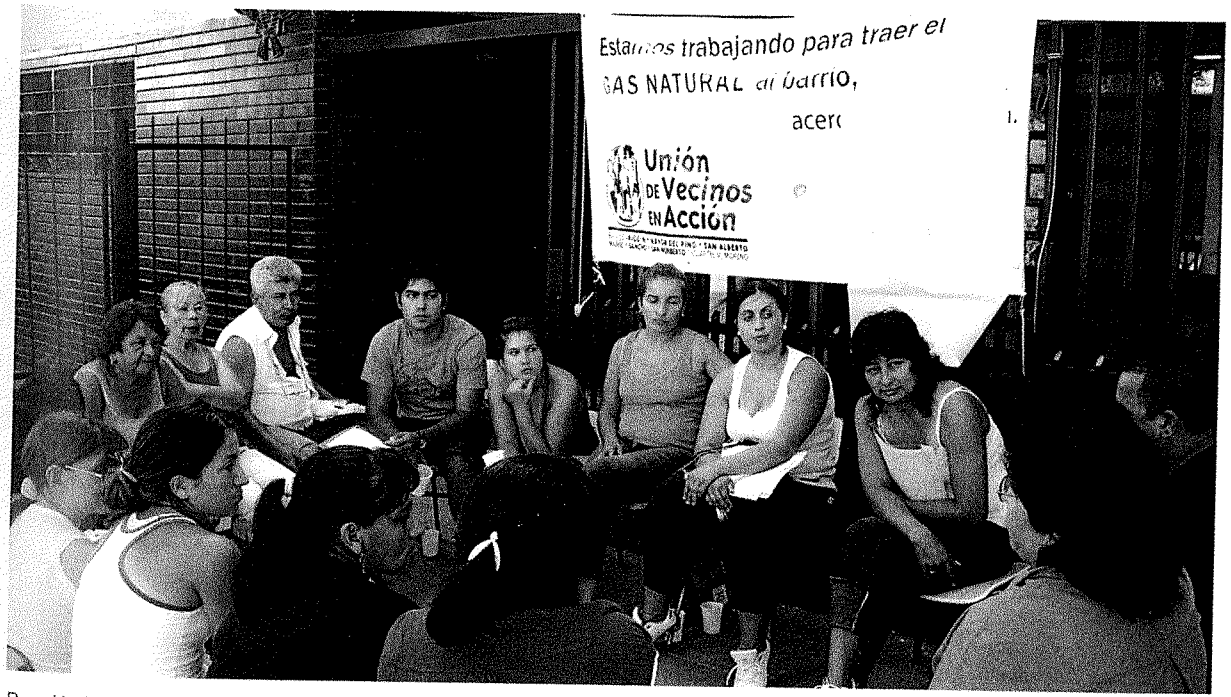
La institución trabaja en el Noroeste del segundo cordón del Área Metropolitana de Buenos Aires, una región donde la población padece de serios déficit de salubridad y habitabilidad. Otorga microcréditos y promueve los fideicomisos solidarios. Junto con Gas Natural Fenosa lidera el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral.

La **Fundación Pro Vivienda Social** es una ONG cuya misión y estrategia es contribuir a la solución del problema de la pobreza a través del mejoramiento de la vivienda y de las condiciones de vida de los sectores de menores ingresos, promover programas sociales que se orienten hacia la atención prioritaria de los grupos más necesitados, actuar asociativamente con organizaciones comunitarias locales, y transferir y replicar los modelos operativos que desarrolla y aplica.

A tales fines, la FPVS promueve la generación de capital social, materializado en una red de vecinos desde la cual se estructura la movilización y participación de las familias. Es así como en el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral, la estrategia de Gas Natural Fenosa y la Fundación hacia estos sectores periféricos se sustenta en el modelo de asociatividad para organizarlos.

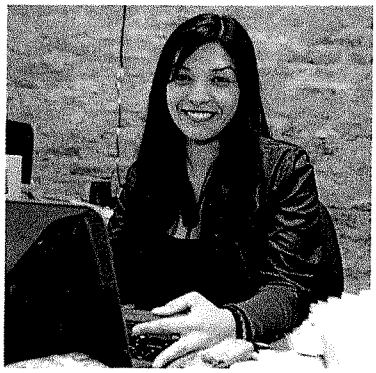


El Presidente de la FPVS, Santiago Luis Arturo de Montalembert, preside el acto con el que se celebró la firma del convenio por el aporte del Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN), del Banco Interamericano de Desarrollo, con el fideicomiso Unión de Vecinos en Acción (UVA).



Reunión informativa de vecinos

Nacer, desarrollarse y contribuir al progreso del barrio propio



Laura Coronel, alegría y conocimiento al servicio de una causa.



Javier Tito Hereñú, compromiso y perseverancia en función social

Laura Coronel y Javier "Tito" Hereñú son dos ejemplos prototípicos de la importancia del desarrollo del capital social en zonas como en la que está en aplicación el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral. Ambos son jóvenes de origen muy humilde, oriundos de barrios aledaños a Cuartel V, dos nacidos y criados que se recibieron de Maestro Mayor de Obra en una escuela de la zona y gracias a la acción de La Fundación Pro Vivienda Social pudieron desarrollar sus vocaciones y a la vez colaborar con el mejoramiento de las condiciones de vida de sus vecinos.

Laura Coronel, del barrio Trujui, es hija de un albañil, quién se rehusó a enseñarle el oficio porque no quería llevar a su hija mujer a las obras. No obstante, no pudo evitar que ella eligiera la carrera de Maestro Mayor de Obra y apuntara a seguir arquitectura. "Llegué a la Fundación en 1998, para hacer una pasantía", relata.

Cuenta que hoy reparte su tiempo entre la atención de sus dos hijos y el trabajo en la Fundación, donde ha hecho un extenso recorrido de capacitación. "Cuando arrancamos con la pasantía asesorábamos en lo constructivo a los vecinos. Teníamos la posibilidad de ver casos reales, salir de la teoría del colegio, en una zona similar a la que nosotros vivíamos, donde los vecinos tenían la misma problemática, en casas iguales a las nuestras, con la misma humedad, por ejemplo...".

La historia de Tito Hereñú es, en ese sentido, paralela a la de Laura. Estudió en la misma escuela, obtuvo el mismo título, aunque primero se recibió de carpintero, y entró en la Fundación para la misma época. También ya tiene obligaciones de padre y con la ayuda de la Fundación sigue la carrera de arquitectura en la Universidad de Morón.

Tito reconoce que en un principio no creía que iba a poder desarrollarse en la zona, "pero cuando entre a trabajar acá –enfatiza- y conocí los movimientos sociales me di cuenta de que esto era lo mío; trabajar acá, en los barrios. Es una cuestión vocacional". Hereñú dejó un trabajo anterior cuando optó por la FPVS. "Dejé aquel trabajo por la pasantía. Fue muy fuerte. A mí esto me cambió la vida. Yo en la escuela entré haciendo carpintería, me recibí de carpintero y allí vi lo que era ser maestro mayor de obra y empecé a estudiar". Un dato de su compromiso y de su perseverancia: en 6 años de escolaridad secundaria, Javier nunca faltó a clase: asistencia perfecta.

Laura cuenta que en los primeros dos años en la Fundación fue asesora en lo constructivo. Que seguidamente se les ofreció a ambos la posibilidad de ser parte del staff y que entonces iniciaron un recorrido: "repartimos volantes, haciendo promoción de los créditos solidarios; después fueron dos años haciendo evaluación de riesgo crediticio, otros dos o tres añ haciendo cobranzas y después llegu a los fideicomisos. Todas las etapas fueron acompañadas con capacitaci

"Este es mi primer y mi único trabajo. Todo lo que fui aprendiendo lo aprendí acá adentro", dice y agradece Laura. "Trabajar en la Fundación me cambió la vida y la manera de pensar. Tal vez desde las pocas posibilidades que tení al venir de una familia súper humilde, no veía más allá de trabajar para ayudar a mis papás, pero después de la experiencia con los vecinos, del trato directo con la gente, de darme cuenta que uno tiene las mismas necesidades y los mismo sueños de mejoras para su barrio, descubrí que tenía una vocación por lo social", expresa la joven.

Javier también hace un reconocimier "A mí la Fundación me dio la mano que me permitió estudiar arquitectur que me resultaba muy difícil por cuestiones económicas y de tiempo. Ahora quiero recibirme de arquitecto y seguir trabajando en los barrios".

Javier se emociona cuando destaca e reconocimiento que los vecinos expre sobre su tarea y la de sus compañero "El impacto de nuestro trabajo se ve en las casas de los vecinos", expresa Y lo explica así: "Todos consideran como una primera etapa a la obra de gas e inmediatamente cuando la ven terminada, piensan en otro arreglo y empiezan a comprar material, a hacer cosas que antes no habían pensado. Por ejemplo, tenían un contrapiso, les pasaste los caños por el piso y automáticamente ponen la cerámica"

Laura lo define así: "Es como una semilla. Les ayudás a conectar el gas y les dejás implantada la semilla de la posibilidad de hacer otras cosas".



Vecinos y miembros de la FPVS festejan la llegada del gas natural por red a una manzana

"La Fundación se sostiene con ecursos propios, aportes de la ilantropía local e internacional, recursos úblicos con destino a proyectos specíficos, operaciones de crédito on organizaciones orientadas hacia la nversión social y donantes individuales."

a experiencia de Yunus

u Director Ejecutivo, Raúl Zavalía, grafica así origen de FPVS, que se remonta al año 1994: Es una pareja que se armó entre dos grupos: no de la ciudad, compuesto por empresarios y adémicos, y otro integrado por trabajadores ciales, no de gente con origen en los propios rrios, sino personas que ya venían trabajando los barrios en otras organizaciones sociales, en oyectos vinculados con la cuestión del hábitat".

l siguiente paso fue la definición del proyecto su inserción geográfica", recuerda. "Fuimos a buscar experiencia internacional, y en esa búsqueda para la cuestión habitacional conocimos la experiencia de Yunus, en Bangladesh, basada en microcréditos para empleo. Allí decidimos orientarnos hacia lo que definimos como microcrédito solidario para la autoconstrucción".

A partir de allí se inició la búsqueda de zonas con las mayores necesidades. En febrero de 1995 se realizaron los primeros relevamientos, decidiéndose iniciar el accionar en la zona de Cuartel V, partido de Moreno, Provincia de Buenos Aires. Tras unos años de recorrido, se hizo una amplia encuesta entre los vecinos que confirmó que el camino era correcto y que debían realizarse adecuaciones para un mejor funcionamiento del programa. En el año 2000, la Fundación ya se encontraba enraizada en la zona. El alcance del proyecto llegó a una vasta región que abarca parte del noreste del segundo cordón del Área Metropolitana de Buenos Aires, que comprende los partidos de José C. Paz, Malvinas Argentinas, Merlo, Moreno y San Miguel. El área aproximada es de 643 km2, con una población de 1.623.500 habitantes, de los cuales 64,4% tenían necesidades básicas insatisfechas, expresadas en serios déficit en materia de salubridad y habitabilidad en sus viviendas, equipamiento, infraestructura urbana (veredas, pavimento, desagües pluviales entubados), y de espacios adecuados de recreación.

La Fundación se sostiene con recursos propios, aportes de la filantropía local e internacional, recursos públicos con destino a proyectos específicos, operaciones de crédito con organizaciones orientadas hacia la inversión social y donantes individuales.

Una de sus actividades principales es el otorgamiento de microcréditos para la autoconstrucción a vecinos que tienen dificultades insalvables para acceder a las vías formales del préstamo a través de la banca tradicional o de las entidades de crédito en general.

Para acceder a microcréditos de la Fundación se deben reunir grupos de cuatro familias que viven en el área de influencia de la ONG y asumen juntas un compromiso de ayuda recíproca.

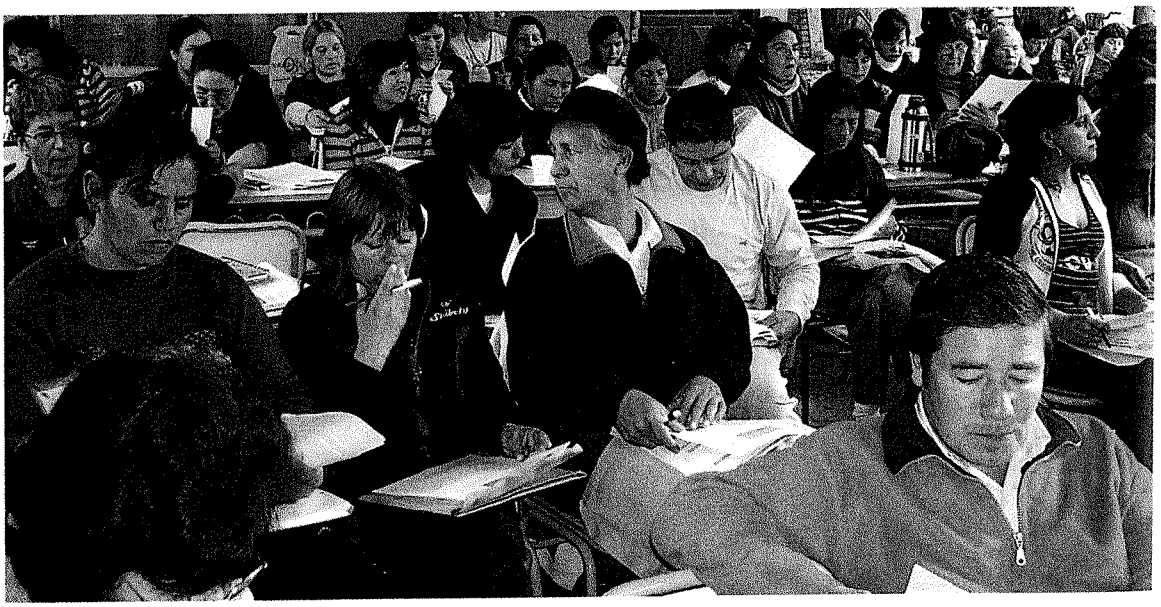
_ La FPVS promueve la generación de capital social, materializado en una red de vecinos desde la cual se estructura la movilización y participación de las familias. En el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral, la estrategia de Gas Natural Fenosa y la Fundación hacia estos sectores periféricos se sustenta en el modelo de asociatividad para organizarlos

Demanda de los propios vecinc

A diciembre de 2001, cuando estalló la crisis socioeconómica, la FPVS había otorgado microcréditos para mejoramiento de vivienda a ur 7500 familias a través de 2000 grupos solidarios, un monto en pesos equivalente a US$ 12 millone:

Marcelo Zubrisky, directivo de FPVS, señala que en aquel contexto "a pesar de los problemas económicos, los vecinos priorizaron los pagos de cuotas de sus microcréditos y para ello la Fundaci adecuó el modo de cobrar, recibiendo cuotas de pocos pesos semanales. Esta predisposición de l vecinos a cubrir sus deudas nos llevó a finalizar lo créditos habiendo cobrado el 98% de los mismos

Fue precisamente entonces cuando en FPVS se empezó a hablar del Plan de Gasificación, como una demanda de los propios vecinos, que veían que este era el primer servicio público que podían recibir por gestión propia, dado que en otros, com el agua y cloacas, por razones de infraestructura, la participación del Estado era irremplazable. "El equipo de la Fundación pasó mucho tiempo con los vecinos organizando este proyecto. Fue un esfuerzo muy grande de ambas partes que



Vecinos en actividad de capacitación

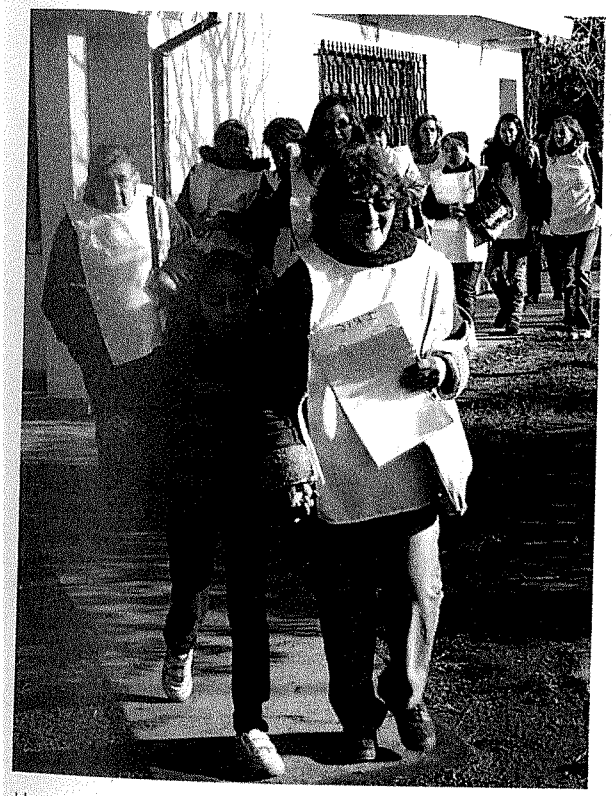
implicó un cambio cultural muy profundo en el interior de la Fundación. El proyecto empezó así en enero de 2001 y la tarea operativa, la obra, empezó poscrisis", puntualiza Zubrisky.

Zavalía relata que seguidamente, en el año 2002, la Fundación tuvo un gran impulso cuando con el proyecto de gasificación de barrios de bajos recursos, junto con Comunidad Organizada (organización de entidades vecinales de la zona), fue uno de los 30 ganadores del concurso Development Marketplace del Banco Mundial, donde obtuvo un premio de US$ 250 mil. "En el 2001 el Banco Mundial había abierto un concurso sobre cómo los vecinos de barrios periféricos podían acceder a los servicios públicos. Se anotaron 1600 organizaciones, de las cuales 800 pasaron la primera vuelta y 200, entre las que estaba la nuestra, pasaron la segunda. Junto a vecinos representantes de la Comunidad Organizada viajamos a Washington en enero del 2002. La Argentina estaba en plena crisis. Apenas si pudimos pagar los pasajes. Finalmente esos fondos fueron aplicados al primer fideicomiso del proyecto de gasificación de Cuartel V".

Premio Vidanta

En el año 2012, la Fundación Pro Vivienda Social recibió en México uno de los premios que la Fundación Vidanta otorga anualmente a instituciones que realizan actividades específicas de combate a la pobreza, la desigualdad y la discriminación en América Latina y el Caribe. En este caso se trató de trabajos concretos que brindan acompañamiento psicosocial y capacitación en temas de ciudadanía a mujeres inmigrantes, que luchan contra la trata de personas y que posibilitan el acceso a mejor vivienda y servicios esenciales.

La FPVS recibió por ese premio la suma de US$ 25.000. El ex presidente de la República Oriental del Uruguay, Dr. José María Sanguinetti, fue uno de los miembros del Jurado y también una de las personalidades que tuvieron a su cargo la entrega del premio al Director Ejecutivo de la FPVS, Raúl Zavalía.



Un grupo de vecinos sale en campaña de adhesión, en el marco del programa Quiero Gas

FUNDACION
Pro Vivienda Social

Sede Capital Federal:
Perón 667, PB (C1038AAM) Buenos Aires, Argentina
Teléfono: AR (54-11) 4321-2700 int. 8171

Sede Moreno:
Camping "La Amistad" Ruta 24 s/n y Murillo,
(1744) Cuartel V, Moreno, Provincia de Buenos Aires
Teléfono: AR (54-2320) 455604

Sede San Miguel:
Roca 1032 (1663) San Miguel, Provincia de Buenos Aires
Teléfono: AR (54-11) 4451 8187 / 7843 o 4667 2794

www.fpvs.org
info@fpvs.org

La gasificación inclusiva
cumple los requisitos del Pacto Global a las empresas

Se trata de 10 principios en materia de Derechos Humanos, Normas Laborales, Medio Ambiente y Lucha contra la Corrupción. El Programa de Naciones Unidas para el Desarroll (PNUD) comprometió su apoyo efectivo al proyecto en aplicación en Cuartel V.



Flavio Fuertes, referente de Punto Focal del Pacto Global

La incorporación del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) representa un fuerte respaldo al Modelo Inclusivo de Gasificación Integral. Se trata de un respaldo institucional y también económico, en tanto el PNUD contribuirá efectivamente a su desenvolvimiento "a través de la adquisición de partes, de insumos y del monitoreo del programa", según manifestó **Flavio Fuertes**, referente en Argentina de Punto Focal del Pacto Global de Naciones Unidas, quien precisó que "el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo apoya la generación de negocios inclusivos" y que "por ello ha decidido brindar su contribución al Modelo Inclusivo de Gasificación Integral".

El Pacto Global o Mundial es una declaración de 10 principios en materia de Derechos Humanos, Normas Laborales, Medio Ambiente y Lucha contra la Corrupción establecida en el año 2000 entre las Naciones Unidas y el mundo de los negocios, a la que las empresas pueden acogerse voluntariamente.

El compromiso implica desarrollar prácticas inspiradas en aquellos valores fundamentales para resolver necesidades socioeconómicas, con el objetivo de que todos los pueblos del mundo compartan los beneficios de la mundialización. Fuertes destacó que "Gas Natural Fenosa fue una de las empresas pioneras en suscribir a los principios de actuación empresarial y, con ello –agregó-, nos ha ayudado a crear una mayor conciencia social en el tejido empresarial".

La incorporación del PNUD al programa de gasificación se estableció mediante un convenio firmado por el Presidente de la Fundación Pro Vivi Social (FPVS), Santiago Luis de Montalembert, y e Representante Residente del PNUD en la Argentir Martín Santiago, en un acto del que participaron Horacio Cristiani, Presidente de Gas Natural Fenos Gabriel Giacobone, del Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto; Raúl Zavalía Lagos, Director Ejecutivo de FPVS, y vecin beneficiarios integrantes de los fideicomisos.

Fuertes consideró al proyecto "relevante porque cumple con lo que el Pacto Global pide en principio que hagan las empresas: ejercicios de Responsabilidad Social Empresaria que contemple acciones de Derechos Humanos, Derechos Labor Medio Ambiente y Lucha contra la Corrupción".

Para poner en contexto el programa de gasificació los alcances del Pacto Global, Fuertes definió a es como "una iniciativa voluntaria de las Naciones Ur destinada a profundizar la cultura de la Responsab

Social Empresaria en pos de lograr una economía global inclusiva y sustentable, constituida por una red de empresas que adhieren a la iniciativa alrededor del mundo, en estrecha relación con el Sistema de Naciones Unidas en cada uno de los países".

Asimismo lo describió como "una plataforma para el diálogo y para el trabajo entre empresas, Naciones Unidas, grupos de interés y gobiernos, con el objetivo de difundir valores universales y prácticas empresariales sustentadas en éstos".

"Claramente la extensión del servicio de gas por red va en línea con la promoción de los Derechos Humanos", comentó Fuertes, quien consideró que "este proceso tiene una consecuencia adicional: no sólo brinda acceso a un servicio público con el que se mejora la calidad de vida de los vecinos que lo reciben, sino que los convierte en ciudadanos, ya que antes estaban virtualmente marginados. La boleta del servicio de gas les permite obtener préstamos y beneficios a los que estos grupos vulnerables antes no podían acceder".

El funcionario destacó que el Pacto Global "les pide además a las empresas que hagan ejercicios con grupos de interés, de personas, de organismos de la sociedad" y que "mediante este programa, Gas Natural Fenosa hace exactamente eso. Esta alianza pública-privada conduce a alcanzar objetivos donde todos ganan", añadió.

Al referirse puntualmente al proyecto de gasificación por red, Fuertes comentó que "es muy bueno porque este servicio reduce la posibilidad de accidentes, mejora la calidad medioambiental" y que el proyecto "no es un ejercicio de filantropía, sino que los acuerdos han sido fruto del diálogo entre las partes".

Fuertes manifestó que "en la primera etapa del proyecto el Punto Focal del Pacto Global actuó sólo como observador, pero ahora hemos comprometido nuestra participación a través del PNUD –dijo- mediante un Acuerdo de Colaboración que en términos de implementación implica apoyar a la Fundación Pro Vivienda Social a través de adquisición de partes, de insumos y de monitoreo del programa".

mpactos positivos n la economía, social y lo ambiental

ceads



Lic. Ana Muro, Coordinadora del Area de Responsabilidad Social Corporativa y Negocios Inclusivos del Consejo Empresario Argentino de Desarrollo Sustentable (CEADS)

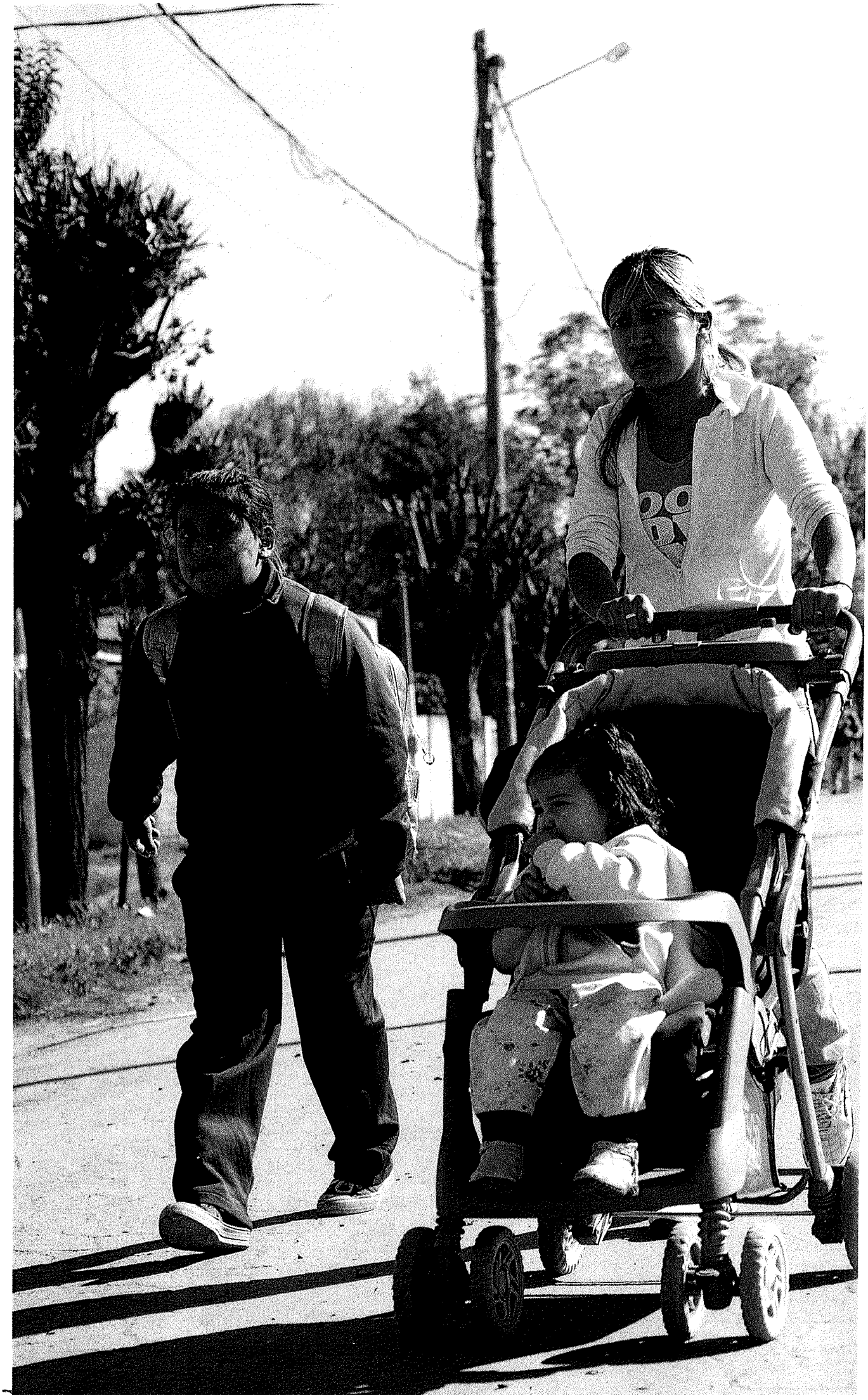
Coordinadora del Área de esponsabilidad Social Corporativa Negocios Inclusivos del Consejo mpresario Argentino de Desarrollo stentable (CEADS), Lic. **Ana Muro**, olicó que el programa de gasificación barrios de bajos recursos de s Natural Fenosa es sustentable cisamente porque "genera impactos sitivos en tres pilares fundamentales caracterizan a la sustentabilidad: el nómico, el social y el ambiental".

el orden económico señaló que rograma fue diseñado de forma ue tanto la empresa como la unidad obtengan beneficio del ido de la red de gas. "No se trata n programa asistencial, porque la resa hace una inversión y de ella ne una ganancia. En este caso –se ayó- para asegurar la rentabilidad, mpañía programó plazos de repago acomodados a la capacidad de contribución de los vecinos".

Luego apuntó que en el marco social la iniciativa de Gas Natural Fenosa tiene un valor sustancial por cuanto "involucró a una zona absolutamente carenciada, habitada por una comunidad aislada y vulnerable a la que nunca antes le había sido ofrecido un servicio público".

"Los beneficios para la comunidad son múltiples –añadió la Lic. Muro- empezando por el hecho de que el costo del gas natural por red es mucho más económico que el del gas provisto en garrafa. Luego, el acceso a este primer servicio público valorizó las viviendas e impulsó a los vecinos a organizarse, a conocerse, a fortalecerse como comunidad, hasta a crear una ONG, 'Comunidad organizada', mediante la cual están llevado adelante otras iniciativas".

En ese sentido indicó que "los vecinos se vincularon con la Municipalidad, empezaron a armar el catastro, la cuadrícula del ejido; le pusieron nombre y número a las calles, de modo que ahora pueden recibir correspondencia, facturas, lo cual les permite gestionar otros servicios y acceder a créditos. Empezaron a trabajar también en proyectos educacionales y en otros emprendimientos de interés para la comunidad". Por fin, en el pilar ambiental "el programa también es absolutamente ventajoso -afirmó la Lic. Muro- por cuanto siendo que el gas natural tiene baja emisión de contaminantes, el fluido servido por red tiene menor impacto aún que el envasado. Por otra parte, tanto el tendido de la red como la conexión domiciliaria se hacen bajo estrictas condiciones de seguridad que están en línea con las normativas y regulaciones vigentes".



Modelo Inclusivo de Gasificación Integral

Una fórmula mediante la cual todos ganan: los vecinos, el tejido social y la empresa

Gas Natural Fenosa y una ONG, Fundación Pro Vivienda Social, sin resignar objetivos de resultados económicos y de solidaridad, desarrollaron junto con vecinos de barrios de bajos recursos del Municipio de Moreno, Provincia de Buenos Aires, el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral, mediante el cual se instala una red de gas natural domiciliario para 12.000 familias. La herramienta financiera es el fideicomiso. Tanto la banca multilateral como la privada local juegan un papel fundamental en el sistema, pero la clave del éxito es el espíritu de colaboración expuesto por todos los actores, en forma especial por los propios vecinos y los denominados desarrolladores barriales. La llegada del gas por red mejora la calidad de vida y el reconocimiento social de las familias que lo reciben.

Verano 2001/2002. Las tardes calientes en Cuartel V, partido de Moreno, Provincia de Buenos Aires, con sus calles de tosca, parecían más polvorientas. Las casas humildes, algunas a medio terminar, otras a medio destruir, lucían más humildes aún. La Argentina vivía la crisis socioeconómica más severa de su historia y el impacto en esa barriada humilde del conurbano bonaerense era aún más severo; la carencia, más ensañada.

Cuando se desplomó la crisis de principio de siglo, los vecinos de Cuartel V –que mantiene el nombre de la antigua nomenclatura catastral- debatían acerca de una ilusión que prometía progreso: el tendido de la red de gas natural mediante un sistema de ejecución y financiamiento que cambiaba el paradigma de la inversión en infraestructura de servicios. También cambiaría la calidad de vida de los habitantes.

Moreno es uno de los 30 municipios de la zona norte y oeste de la Provincia de Buenos Aires -incluyendo los del conurbano bonaerense- que forman parte de la licencia para la prestación del servicio de gas natural por redes que Gas Natural Fenosa se adjudicó por 35 años, prorrogables por otros diez, en licitación pública internacional en 1992.

Al momento de iniciar la gestión, en diciembre de aquel año, la compañía contaba con 920 mil clientes. Recientemente la empresa anunció la



La llegada del gas por red estimuló entre otras cosas emprendimientos gastronómicos, dando nuevas oportunidades de trabajo

incorporación de su cliente 1.500.000. De tal forma, contribuyó al mejoramiento de la calidad de vida d 2,5 millones de habitantes en su área de influencia. La extensión de las redes de gas natural en el área llega hoy a 23.400 kilómetros. Uno de los grandes desafíos que afrontaba la compañía al tomar la concesión era la incorporación a la red de extensas franjas sociales rezagadas socioeconómicamente que habitaban en la región.

Moreno está ubicado al oeste de la región metropolitana de la Provincia de Buenos Aires. Limita con los partidos de General Rodríguez y Marcos Paz al oeste; con Pilar al norte; con Merlo e Ituzaingó al sudeste y con San Miguel y José C. Paz al nordeste. Está dividido en seis localidades: Moreno, Trujui, Paso del Rey, La Reja, Francisco Álvarez y Cuartel V.

Cuartel V, a su vez, se extiende en la parte norte de Moreno, a unos 44 kilómetros del centro de la Ciudad de Buenos Aires, pero para los pobladores entonces quedaba "al fondo" del partido, sin que se pueda definir si la expresión refería a las dificultades de acceso y comunicación con el centro o a una valoración, reflejada en el sentimiento de "aislad u "olvidados" que embargaba a sus habitantes. De acuerdo con los censos nacionales de pobla en el año 2001 Moreno tenía 380.503 habitante los cuales 38 mil residían en Cuartel V. El porcer de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) del partido era uno de los más altos del país; alcanz a 24% de los hogares. En 2010, en el municipio residían 462.242 habitantes, en 137.369 hogare

_ "Los vecinos de Cuartel V querían tener gas y esa zona formaba parte de la concesión de esta compañía"

_ En el año 2001, poco antes de que se declarara la gran crisis, la compañía tomó contacto por primera vez con la Fundación Pro Vivienda Social

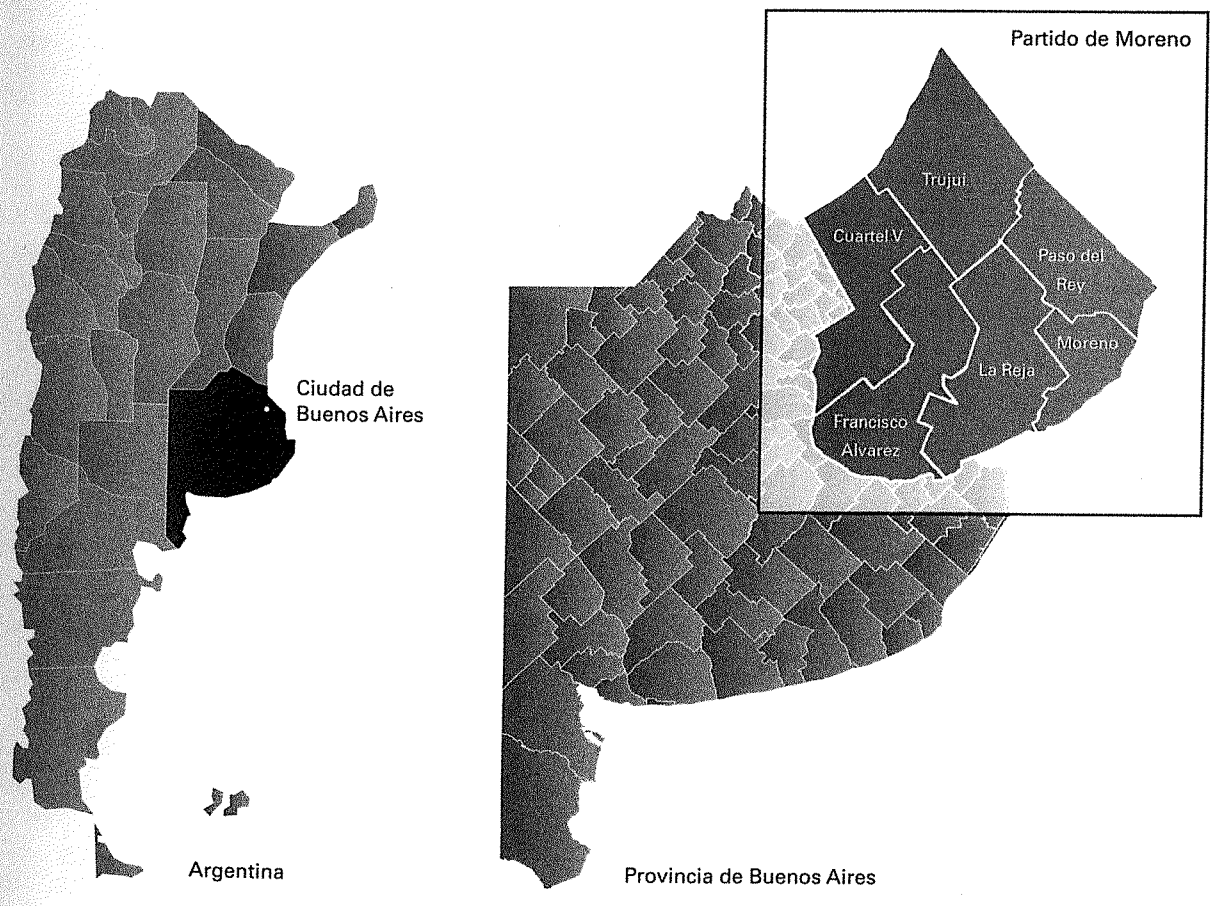
Los comienzos

Desde sus primeros años en Argentina, Gas Natural Fenosa mostró su determinación de incorporar a la red de gas a sectores rezagados socioeconómicamente.

En ese entorno, en el año 2001, poco antes de que se declarara la gran crisis, Gas Natural Fenosa tomó contacto por primera vez con la Fundación Pro Vivienda Social (FPVS). **Raúl Zavalía**, Director Ejecutivo de la Fundación, recuerda su primera visita, realizada en enero de aquel año. Dice que fue a la casa central de la empresa por una coincidencia que no podía llevarlo a otro lugar: "los vecinos de Cuartel V querían tener gas y esa zona formaba parte de la concesión de esta compañía". El deseo de los vecinos se patentizó en un relevamiento de necesidades e inquietudes que la Fundación realizó en Cuartel V en 1999.

¿Por qué Moreno? ¿Por qué Cuartel V? Zavalía presentó a los directivos de la empresa los resultados de un plan de microcréditos para mejoramiento de vivienda que la Fundación había otorgado a unas 7500 familias por unos US$ 12 millones a través de 2000 grupos solidarios: "siendo aquel el peor momento de la crisis, se había recuperado ya el 98% de lo invertido". Aquel programa, relata el ejecutivo social, "se fondeó con la participación de filántropos y después con deuda internacional".

Ubicación geográfica del Partido de Moreno



Conveniencia de la gasificación integral

Un relevamiento de las necesidades e inquietudes realizado en Cuartel V en 1999 confirmó que los vecinos estaban interesados en explorar alternativas de solución a sus problemas de infraestructura y acceso a los servicios por lo cual, después de analizar alternativas, la Fundación pro Vivienda Social seleccionó el gas natural como nuevo evento movilizador.

La FPVS planteaba que las infraestructuras representaban una posibilidad capaz de atraer los recursos de varios actores de la oferta y de promover la organización de la demanda y que una acción conjunta dejaría capacidad instalada que incrementaría el Capital Social de la zona, a partir de la regeneración de la confianza entre los vecinos.

Las ventajas que representa la red de gas domiciliario son elocuentes:

- Mejora la calidad de vida de las familias: agua caliente, calefacción, mejor cocción de los alimentos;

- Genera ahorro debido a la sustitución de combustibles o sistemas más costosos: por ejemplo, la garrafa cuesta entre 4 y 10 veces más que el gas de red;

- Brinda mayor confort y previsibilidad: No hay que ir a comprar la garrafa y no se acaba de repente;

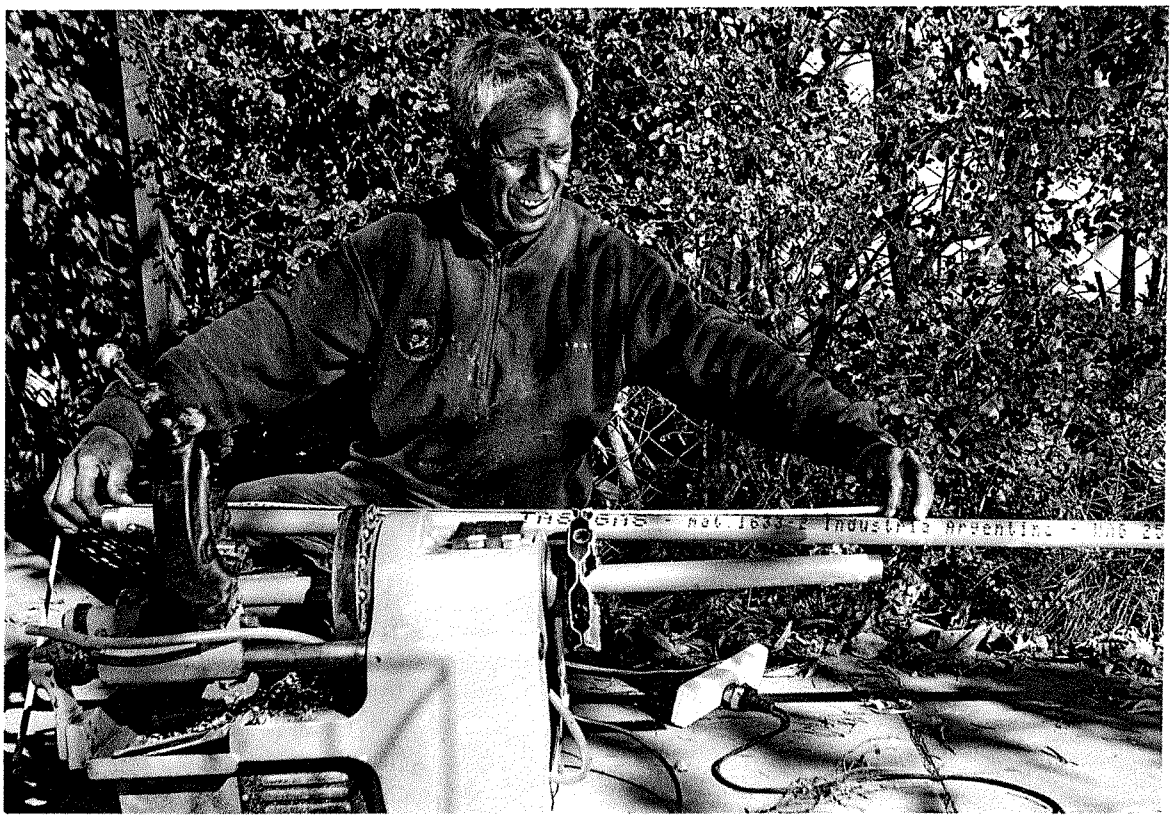
- El gas es un combustible más limpio, que reduce las emisiones de monóxido de carbono y otros gases contaminantes, comparado con sus sustitutos (leña, kerosene, carbón, etc.);

- Para las familias que no poseen e dominio perfecto de su propiedad, el cobro por factura es un primer paso hacia la formalización de su título de propiedad;

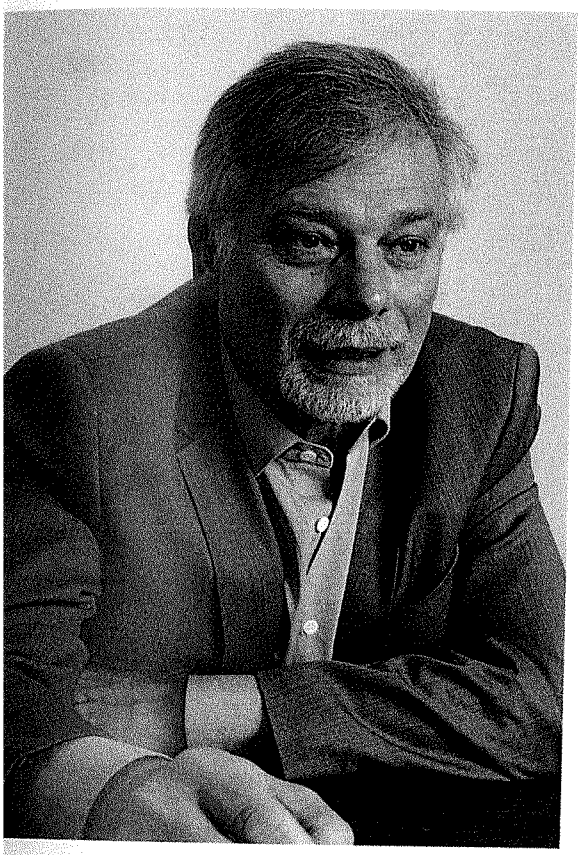
- Las viviendas con gas aumentan su valor de venta en aproximadamente 10%;

- Las pymes alcanzadas por este beneficio logran mejorar notableme sus márgenes y sus niveles de producción (panaderías, viveros, et

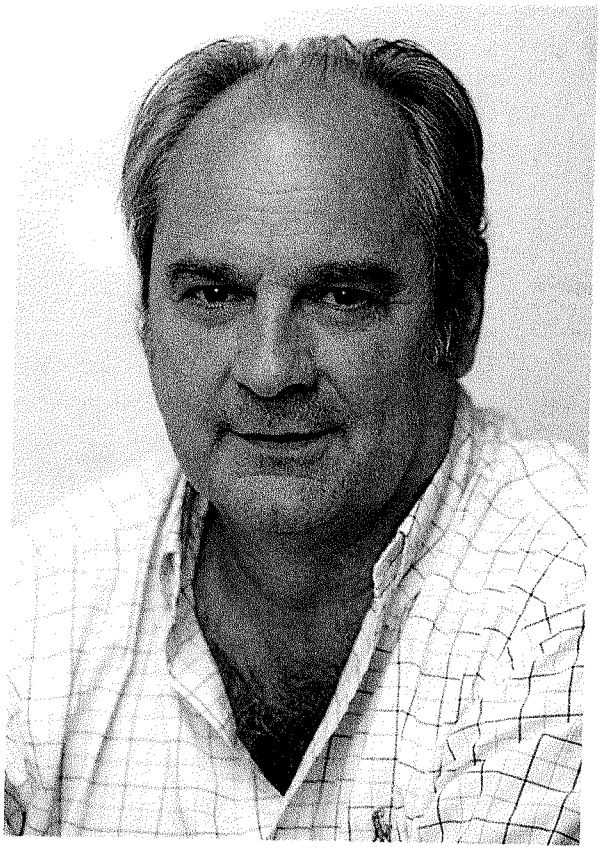
- Se verifican impactos beneficiosc en la salud, dados por la reducción enfermedades respiratorias (UTDT)



Un operario trabaja roscando caños



oracio Cristiani, actual presidente de Gas Natural Fenosa, fue impulsor del proyecto desde sus inicios, cuando era Director omercial



Raúl Zavalía bregó para llevar adelante el programa con Gas Natural Fenosa. El predicamento social de la FPVS es un gran activo del emprendimiento

por qué gas y no otro servicio público? Zavalía explica así: "porque tenía posibilidad de stentabilidad en el largo plazo. Gas Natural Fenosa nía un caño de gas en el primer barrio y también taba en la proximidad la Planta Reductora de compañía, sobre la Avenida Derqui, de la cual díamos abastecernos. Por otra parte, como el odelo de gestión del gas es independiente de la ción estatal directa, este servicio tiene mayor sarrollo que los de agua y cloacas. Esto hace que desarrollador barrial natural del conurbano, que es ecino, tenga en ese sentido la iniciativa pública".

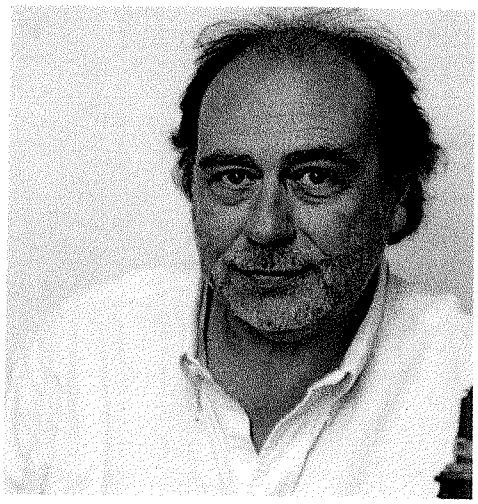
racio Cristiani, actual presidente y entonces ector Comercial de Gas Natural Fenosa en entina, fue quien en el año 2003 le dio impulso iniciativa conjunta con la FPVS, una confluencia derivaría en un nuevo modelo de gestión que Natural Fenosa denominó Modelo Inclusivo Gasificación Integral, consistente en un trabajo comunado de la empresa con la Fundación, el municipio y especialmente los vecinos para posibilitar la gasificación de barrios de bajos recursos.

Cristiani memora que en los tiempos de la crisis de los años 2001 y 2002, el conflicto de la Dirección Comercial "no era el crecimiento, sino cómo cobrarles a los clientes". Paralelamente existía la certeza de que para seguir creciendo "había que incorporar clientes de los barrios de menores recursos porque el resto estaba todo gasificado".

_ La implementación e instalación de los servicios ha creado nuevos puestos de trabajo e impulsó la formación de microemprendimientos productivos y comerciales



La Directora de Comunicación y Relaciones Institucionales de Gas Natural Fenosa, Bettina Llapur, destaca el compromiso de la empresa en la difusión del uso responsable del gas



El Director de Proyectos de la FPVS, Marcelo Zubrisky, señala el trascendente protagonismo del vecino, en su doble rol de vecino y fiduciante

_ Los fideicomisos constituidos por la Fundación Pro Vivienda Social recibirán aportes por 80 millones de pesos de diferentes actores

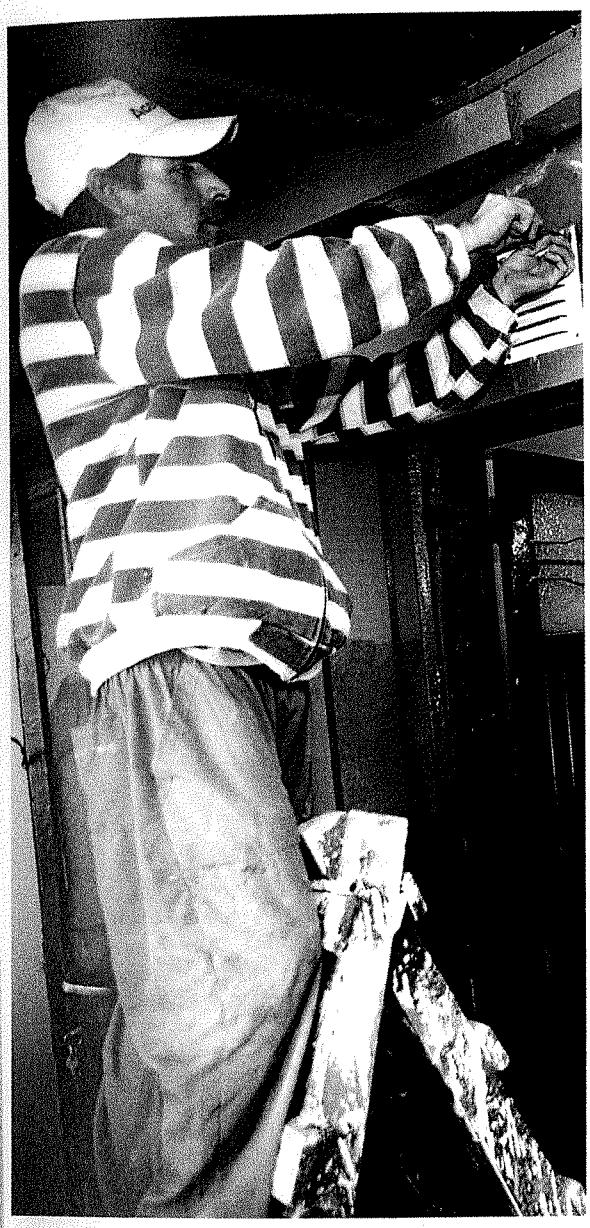
Independientemente del estudio realizado por la FPVS, Cristiani encomendó en la compañía una investigación sobre la capacidad de pago, muy exigua por cierto, que podía tener una familia de esos barrios para aplicar a la incorporación del gas natural por red.

"Pero al mismo tiempo nos preguntábamos cómo haríamos para trabajar en esos barrios porque aún siendo muy buenos para formular ofertas teníamos plena conciencia de que éramos muy malos para manejar la demanda", reconoce Cristiani. El ejecutivo apunta al programa desarrollado entre 1997 y 2001, basado en acuerdos con entidades financieras de primera línea que otorgaron créditos para la construcción de redes e instalaciones domiciliarias. Fueron dos exitosas campañas: "Gas para todos –Instalaciones" y "Gas para todos – Nuevas redes", que mediante un volumen de créditos por 100 millones de pesos permitió que más de 100 mil familias de bajos recursos del conurbano accedieran al servicio de gas natural domiciliario, ampliándose en 200 mil metros la red de distribución.

Cuando Cristiani asume que la compañía era buena para formular ofertas se refiere a su c para encontrar medios de financiamiento y c alude a que "era muy mala para manejar la d subraya la falta de capacidad que evidenció proceso para organizar simultáneamente a u cantidad importante de posibles nuevos clie

De tal forma, en el año 2003 la compañía tenía asumido que para volver a crecer había que ayudar a las familias que habitaban esos barrios para que pudieran acceder al gas natural. Cómo hacerlo, era la cuestión.

También debían vencer "un paradigma de las empresas, muy difícil de cambiar: 'los pobres no van a pagar'". Cristiani manifestó que por



Un operario realiza trabajos de mejoras necesarios en el interior de una casa para instalar la conexión a la red domiciliaria

su formación personal tenía una idea distinta: "estaba convencido de que llevar a esas casas una infraestructura que mejorara la calidad de vida de las familias, también mejoraría su inclusión social" y respaldado en esa seguridad le planteó el tema al entonces presidente de la compañía, Antoni Peris. "El me dejó hacer", recuerda hoy Cristiani, entre agradecido por la confianza dispensada y orgulloso por los resultados alcanzados.

De esa forma empezó el trabajo con la Fundación, consistente en desarrollar y ejecutar una estrategia hacia los sectores periféricos sustentada en un modelo de asociatividad para organizarlos. Cada parte se concentró en su rol específico para alcanzar los objetivos perseguidos.

La experiencia de la FPVS en la promoción y generación de capital social mediante la materialización de redes de vecinos desde la cual se estructuran la movilización y participación de las familias, resultó en ese sentido muy valiosa.

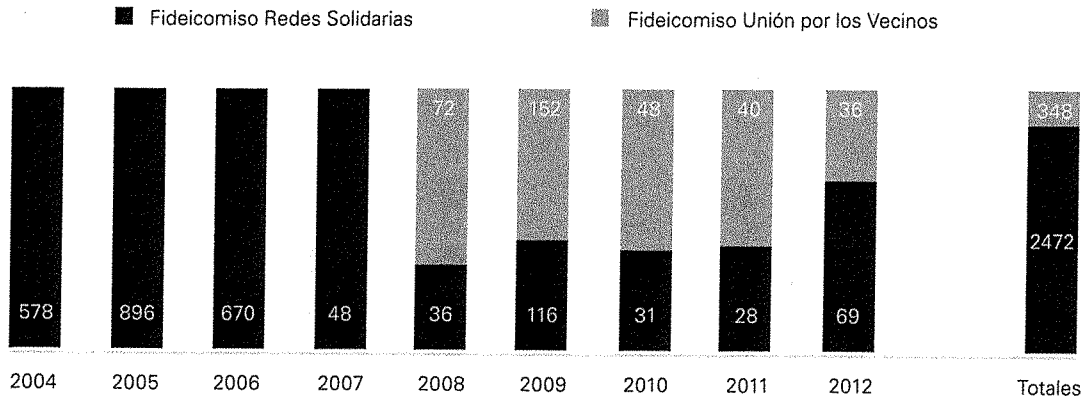
Así, Gas Natural Fenosa y la Fundación Pro Vivienda Social generaron en los últimos años un verdadero valor estratégico, tanto social como financiero, a partir de sus relaciones con la sociedad civil.

"Obras como las que estamos haciendo son posibles sólo si existe un tejido como el que estructuramos. En forma individual, es imposible", afirma Zavalía.

Fideicomiso

En ese contexto se acordó llevar adelante el primer programa de extensión de la red de gas en cinco barrios de la localidad de Cuartel V que abarcaban 202 manzanas: Anderson, Namuncurá, Don Máximo, Leandro N. Alem y José C. Paz. Esto es, el 50% del área urbanizada de Cuartel V. El proyecto allí incluye más de 4300 parcelas para lo cual debe instalarse una extensión de 70 mil metros de cañerías, incluyendo la alimentación de la red por medio de tres cruces bajo la avenida Lamas.

Incorporación de clientes mediante fideicomisos en el Municipio de Moreno



Los programas de los fideicomisos Redes Solidarias y Unión por los Vecinos alcanzaron a junio de 2012 los siguientes resultados:

- 84.641 m de cañerías de red externa fueron construidas desde el año 2004
- 6220 vecinos adhirieron a los fideicomisos (4820 con red y 1400 sin red)
- 3000 instalaciones internas y conectadas las viviendas a la red de gas domiciliario
- $ 8.119.885,49 es la inversión acumulada de Gas Natural Fenosa relacionada con estos proyectos

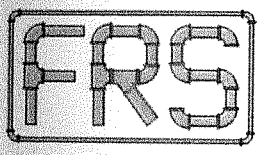
Una de las primeras definiciones para llevar adelante la operación fue la conveniencia de emplear como instrumento de financiamiento al fideicomiso, una herramienta moderna y eficaz, adaptable a diversos fines, que permite reunir en un fondo o patrimonio especial recursos de distinta índole (dinero, maquinarias, terrenos, edificios, herramientas, etc.) que sólo pueden ser utilizados para una finalidad determinada y no pueden ser embargados. El fideicomiso se utiliza para vincular diferentes participantes de un proyecto en pos de alcanzar un objetivo común.

El primer proyecto quedó a cargo del Fideicomiso Redes Solidarias y en cabeza del grupo denominado Comunidad Organizada, una red de organizaciones y vecinos integrada por las más de 4300 familias residentes en las 200 manzanas desde la cual se estructura la movilización y participación en la operac Comunidad Organizada nació con el proyecto mismo en septiembre de 2001, con la misión de "fortalecer unión y organización entre los vecinos para mejorar l barrios y la calidad de vida de sus habitantes". El lem que la identifica es "Unidos para crecer". La integrac y la acción de Comunidad Organizada fue un gran impulso para el posterior desarrollo del Modelo Inclu de Gasificación Integral, dada la confianza depositad por los vecinos en esa agrupación, como intérprete de las necesidades y aspiraciones de los barrios. La entidad está formada por vecinos, grupos, organizaciones e instituciones de la comunidad, y su metodología de trabajo se basa en la discusión

Los cuatro proyectos

La Fundación Pro Vivienda Social administra los cuatro fideicomisos mediante los cuales se financian los proyectos de gasificación en el partido de Moreno: Fideicomiso Redes Solidarias, Unión por los Vecinos, Unión de Vecinos en Acción (UVA), y Barrios de Unión y Futuro (BUyF).

■ El primer proyecto de gasificación



que se puso en marcha en Cuartel V es el del Fideicomiso Redes Solidarias, en el que se trabaja con la organización Comunidad Organizada en un área de 202 manzanas que alberga a 4330 familias. Este proyecto es financiado con un aporte de US$ 250 mil dólares realizado por la Fundación, con recursos obtenidos con el premio del Banco Mundial *"Development market place"* que la ONG ganó en el año 2001; con $ 3 millones (aproximadamente US$ 1 millón a la fecha de los aportes) del Foncap, organismo nacional responsable de la administración de fondos fiduciarios con aportes del Estado y del sector privado. La obra externa de este proyecto ya fue terminada y ya 3000 familias cuentan con la conexión habilitada. Actualmente el Fidecomiso Redes Solidarias (FRS), los Vecinos Organizadores del Fideicomiso y la Fundación están trabajando juntos a fin de implementar el proyecto "Todos con Gas", que busca que otras 500 familias tengan acceso a la red de gas natural.



■ El segundo proyecto es el del Fideicomiso Unión por los Vecinos, iniciado en agosto de 2004 en los Barrios La Loma, San Carlos y Jardines 1, del partido de Moreno. En este caso un grupo de vecinos coordinados por la Fundación Pro Vivienda Social se organizaron para llevar adelante un programa de gasificación que ya está en su segunda etapa de ejecución. En el financiamiento de este proyecto participan el fideicomiso del Banco Provincia denominado Fuerza Solidaria y Gas Natural Fenosa, con garantía de la Sociedad de Garantías Recíprocas de Acindar y el FOGABA. La obra externa está concluida y 500 viviendas ya están conectadas a la red.

■ El tercer proyecto es el del



fideicomiso Unión de Vecinos en Acción. Se inició en agosto de 2004. A diferencia del anterior en el que las organizaciones comunitarias locales son las protagonistas y las promotoras del proyecto, éste tiene la particularidad de que los propios vecinos son los responsables de la promoción, organizados desde una Comisión Barrial. Este programa se ubica en los barrios Mayor del Pino, Don Sancho, Irigoin, San Alberto, Milenio y San Norberto, todos de la localidad de Cuartel V. En el financiamiento de este fideicomiso intervinieron el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Supervielle. Aquí se conformó un fideicomiso coordinado por la Fundación Pro Vivienda Social, que está impulsando un proyecto para otras 4.039 viviendas.

■ El cuarto proyecto de gasificación



es el de Barrios de Unión y Futuro (BUyF), que surgió en el 2007 por iniciativa de vecinos del barrio 25 de Mayo interesados en mejorar la calidad de vida de sus familias mediante la aplicación del modelo para llevar gas natural que se aplicaba en otro barrio. Allí se efectuaron los estudios de prefactibilidad técnica necesarios para poder continuar las tareas tendientes a la gasificación y el resultado fue positivo. El programa prevé dar acceso a redes de gas natural a una población de 3100 familias habitantes de los 25 de Mayo, Lomas y Altos de Moreno. La Comisión Vecinal representativa y la Fundación llevan adelante el programa. También aquí actúan como financiadores el BID y vecinos de los barrios, mientras que todavía no se ha incorporado ningún socio local al financiamiento.

democrática y participativa de las propuestas. Comunidad Organizada ha establecido como valores prioritarios para su acción la transparencia, la solidaridad, la comunicación permanente, el protagonismo responsable y el respeto entre las organizaciones que la conforman.

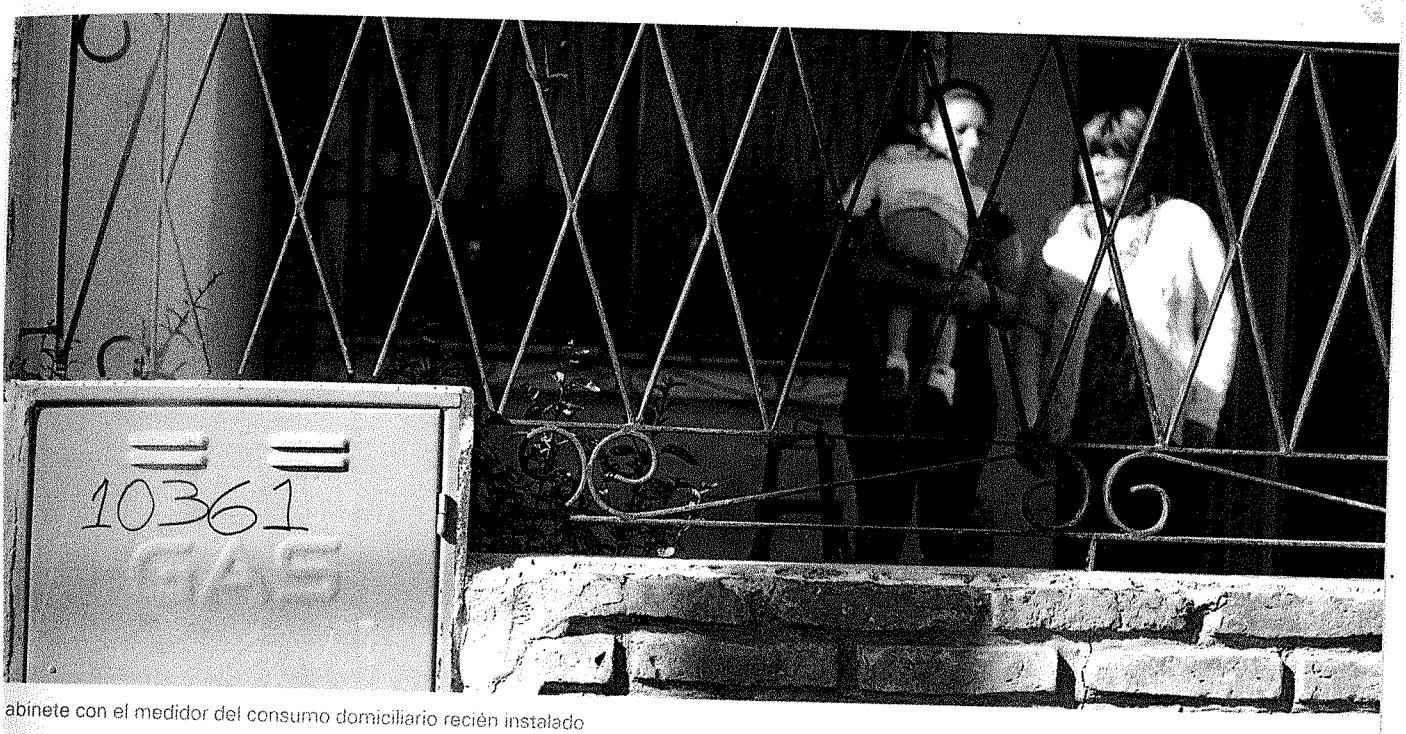
_ El primer beneficio, el más directo y tangible, es la reducción del gasto familiar, debido a la fuerte disminución de costos que significa pasar del gas en garrafa o el uso de otros combustibles, al gas natural por red.

Zavalía recuerda que en ese primer proyecto "había un financiador, el FONCAP, que le prestaba al fideicomiso; una empresa distribuidc de gas dispuesta a poner el proyecto, y los vecinos, que estaban de acuerdo con esto que primero se llamó Unión de Organizaciones y después Comunidad Organizada".

"Ese era el núcleo de la organización: teníamos financiamiento, el tema técnico y los vecinos. Faltaba la Municipalidad", memora. El directivo consideró "un aspecto central el hecho de que Gas Natural Fenosa pusiera en las facturas las cuotas que debían pagar los vecinos a fin de devolver los aportes del FONCAP. El agente de cobro tiene muchas externalidades favorables –afirma-: baja el riesgo, facilita la cuestión operativa y legitima el proyecto".



Una vecina disfruta en su casa una estufa infrarroja a gas natural



abinete con el medidor del consumo domiciliario recién instalado

as Natural Fenosa comprometió sus máximos sfuerzos para la implementación de las obras l proyecto "Fideicomiso Redes Solidarias", ıe es, por cierto, el primer hito para la eación de un nuevo modelo de gestión.

Directora de Comunicación y Relaciones stitucionales de Gas Natural Fenosa, **Bettina ıpur**, comenta en ese sentido que el compromiso mucho más amplio que el desenvolvimiento nico que implica la extensión de la red. "Allí, ejemplo, desplegamos un programa de uso ponsable del gas para barrios de menores recursos itados por poblaciones que requieren de nuestra da en la educación en el uso del gas", explica.

agnitud

stema comenzó a difundirse rápidamente en eno, donde a la fecha se llevan adelante cuatro ectos. Globalmente el Modelo Inclusivo de ficación Integral en Moreno permitirá que 12.000 as familias del partido logren acceder al servicio ciliario de gas natural por redes antes del 2016, ın impacto positivo en la calidad de vida de 60 mil personas. De tal forma, los hogares con conexión a la red de gas en Moreno pasarán de los 35 mil que había, a 47.000; esto es, un incremento de 40 por ciento.

Para cada uno de los proyectos barriales se estructuró un fideicomiso. Por ende, son cuatro. En los fideicomisos los vecinos son los beneficiarios, y la Fundación Pro Vivienda Social la administradora. Para adherir a los fideicomisos cada manzana requiere la participación de los vecinos que habitan el 65% de las parcelas. Sin ese concurso, el costo de la extensión de la red a la manzana, no es viable.

Como resumen, a la fecha los fideicomisos constituidos por la Fundación Pro Vivienda Social recibirán aportes por 80 millones de pesos de diferentes actores: Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN) del Banco Interamericano de Desarrollo (BID); Banco Supervielle; Programa Mejor Vivir del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación, y los propios vecinos, motor de origen de la sustentabilidad del proyecto.

"El proceso de estructuración de los fideicomisos permite que con capacidad, voluntad y organización,

y la contribución de la Fundación, se pueda conseguir el capital para hacer la transformación que la gente quiere", afirma Zavalía.

A marzo de 2012 en los barrios de Cuartel V y San Carlos, de Moreno, se llevaban incorporados al servicio de gas domiciliario por red más de 3.500 nuevas familias, habiéndose extendido la red de gas en 74.000 metros. No se trata sólo de eso. El beneficio social y económico de la llegada del gas por red a la zona ha sido cuantioso.

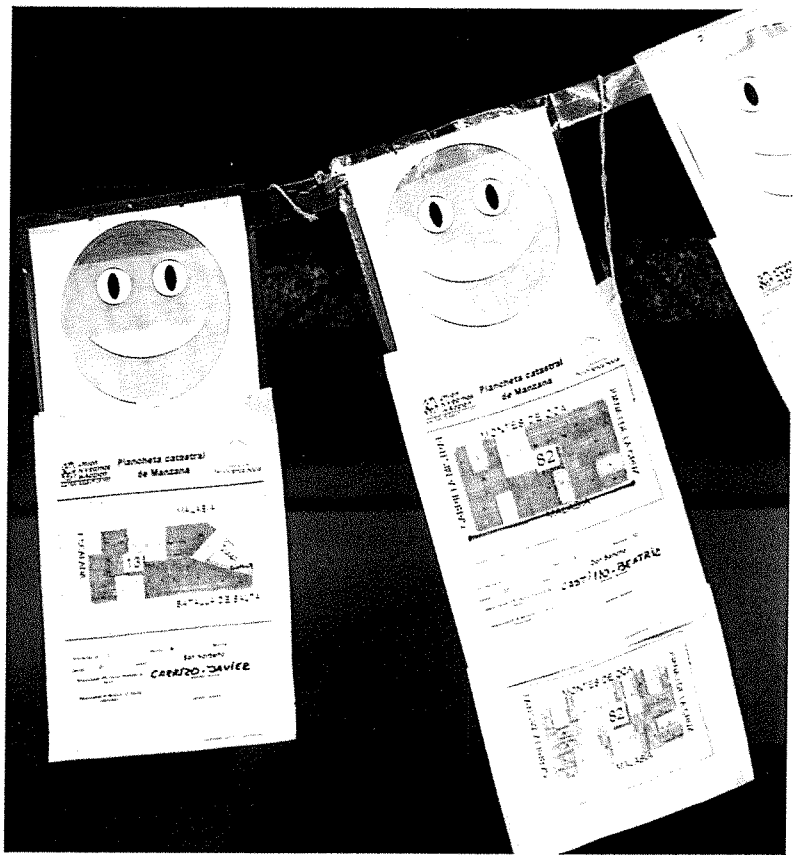
El esquema de asociatividad seguramente servirá a los vecinos como estímulo o experiencia para desarrollar otros servicios y alcanzar nuevos beneficios como los de agua potable, desagües cloacales, internet y la obtención de los títulos de propiedad de las viviendas.

Chau garrafa

La obra del primer fideicomiso de Cuartel V co a desarrollarse en julio de 2003 y se inauguró e diciembre de aquel año con un acto al que la g denominó "Chau garrafa" y contó con la prese del entonces presidente Néstor Kirchner. "Aqu fue muy emocionante: se encendió la llama vo gas y hubo desfile de murgas; es un verdaderc del Programa", recordó Zavalía, quien reconoci el entonces Director Comercial y hoy President Gas Natural Fenosa, Horacio Cristiani, cumplió un papel muy importante al facilitar el avance d Proyecto. "No me olvido que él puso todo su e en esto porque lo quería como acción comercia una línea de trabajo para el segmento", subrayó

El ejecutivo de la institución solidaria cuenta qu vez avanzado el proyecto, la Fundación y la Uni

Modelo Cuartel V



Planchetas de trabajo y adhesiones en distintas manzanas

Gas Natural Fenosa se involucró profundamente en el proceso d gasificación de Cuartel V, media dedicación de directivos, gerent empleados que lograron primer la comprensión de la problemáti y desarrollaron en consecuencia nuevo modelo de gestión para g barrios de bajos recursos econó en un entorno de conveniencia mutua denominado Modelo Inclusivo de Gasificación Integra

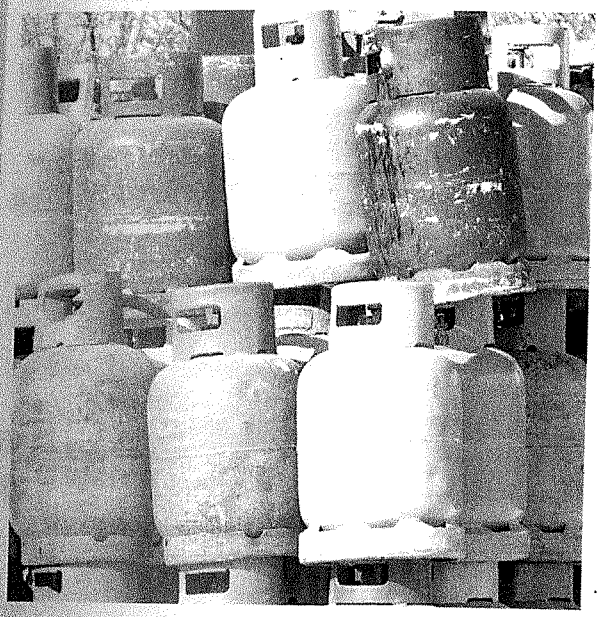
El modelo es replicable en cualquier barrio de condición semejante, siempre que se cuer con la disposición favorable y especialmente con organización y método de trabajo por parte de todos los sectores intervinientes

Este modelo requiere de una irrenunciable vocación de asocia que es una de las características centrales que rompe con los par tradicionales, que pueden seguir siendo válidos para otros entorn pero que no son aplicables en nú socioeconómicos como el de Cu

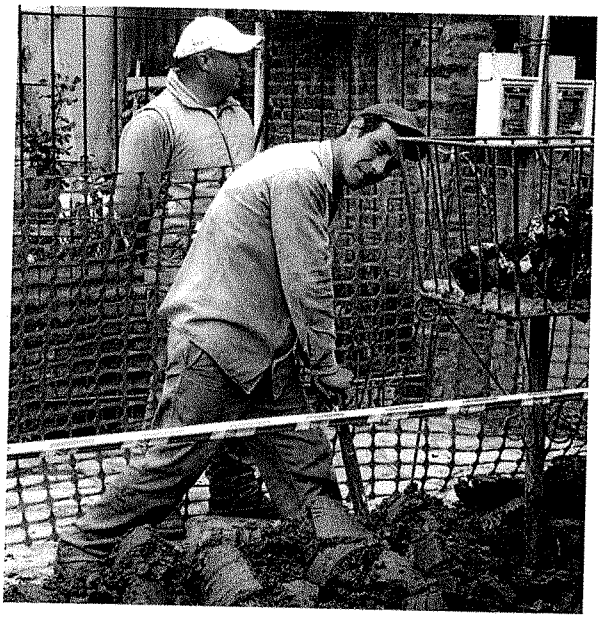
Las diferencias principales entre Modelo Inclusivo de Gasificació Integral y el tradicional, son:

Modelo Inclusivo de Gasificación Integral

Una fórmula mediante la cual todos ganan: los vecinos, el tejido social y la empresa



La garrafa, cara e incómoda, es reemplazada por la red



Trabajos en la red externa

Modelo Inclusivo de Gasificación Integral	Modelo Tradicional
Contacto directo con vecinos, organizaciones, empresas, Municipio y emprendedores desde el inicio de las gestiones, logrando mejor vínculo y comprensión de las necesidades.	Contacto con vecinos a través de empresas contratistas, municipio o intermediario que lleva adelante el emprendimiento.
Abordaje de la problemática barrial, contribuyendo con el proceso de organización y participación activa de organizaciones y vecinos.	No hay tratamiento individual con cada futuro cliente (vecino).
Asesoramiento integral proactivo a la comunidad, especialmente en cuanto al proceso de contratación de obra, de modo que resulte lo más eficiente posible.	Asesoramiento a vecinos sobre la forma de contratación con ejecutores de obra, solo ante requerimiento de los vecinos.
Desarrollo del concepto "sustitución de combustibles" y capacitación a usuarios en control de consumo, interpretación de facturas y seguridad doméstica, para favorecer el ahorro desde el primer día, permitiendo disminuir las dificultades de pago de las obras, y el sostenimiento del servicio.	Inexistencia de análisis respecto a la ecuación de ahorro económico para los nuevos clientes.
Desarrollo y capacitación de matriculados del barrio, permitiendo así abaratar costos en las instalaciones internas y mayor control de calidad por la misma comunidad.	Utilización de las fuerzas de venta externas (matriculados) para la captación de clientes y ejecución de las instalaciones internas.
Cobro de la red a través de facturas de gas con mayor seguimiento y control focalizado, permitiendo prevenir dificultades a las familias conectadas a la red.	Sistema de cobro con seguimiento global.

Di Tella realizaron un denominado observatorio de desarrollo barrial que permitió "empezar a verificar cambios y cosas que estaban dormidas, latentes, que este Proyecto despertó en los vecinos", mencionando "desde cuestiones personales, cambios en la condición laboral, modalidades de convivencia en el barrio, porque tuvieron que armar grupos solidarios, organizar las manzanas; las relaciones de comunicación cambiaron" y destacó especialmente "el rol de la mujer, constituida en protagonista principal de la ejecución del proyecto". Asimismo Zavalía puntualizó que otro trabajo, en este caso realizado por el Estudio Catterberg, liderado por el sociólogo Eduardo Fidanza, "le da un marco a este protagonista que es el proyecto; lo valida y lo legítima".

Marcelo Zubrisky, Director de Proyectos de la Fundación, a su vez subrayó "el protagonismo del vecino, en su doble rol de vecino y fiduciante. Como pocas veces aquí el vecino es un hacedor de su propio destino –enfatizó-, tomando una decisión propia, pero a la vez convocando; recibe el servicio, de gas en este caso; tiene la obligación de participar en el contralor del proceso de contratación de un fiduciario, como es la Fundación, y participa de comisiones de trabajo, entre otras cosas".

Zubrisky explica que "dentro del fideicomiso, que es un contrato que tiene personería jurídica, existen comisiones que exige el propio contrato" y que "integrado a esas comisiones, el vecino y protagonista es a la vez beneficiario y controller"

"Al principio los vecinos son alumnos en las mesas de trabajo barriales, donde capacitadores los forman para su futura gestión. Hay allí un trabajo de empoderamiento, de capacitación; un intercambio profuso con los desarrolladores barriales, que son vecinos que se ponen el sombrero de ejecutores, que se convierten en verdaderos promotores del tema, con una fuerte formación barrial, que les permite despertar capacidades existentes entre ellos mismos". Marcelo Zubrisky enfatiza: "el 100 de los vecinos que quiere participar activamente de los proyectos, lo hace".

Zavalía a su turno apunta que entre los vecino distintos niveles de capacitación" y que "quiz falte una técnica, pero la van obteniendo en el sistema de trabajo. Hay en estos barrios estuc universitarios que piensan que su oportunidac trabajo está lejos del lugar donde viven, pero r finalmente descubren que pueden hacer en su propios barrios sus primeras armas profesiona

Desarrollador barrial

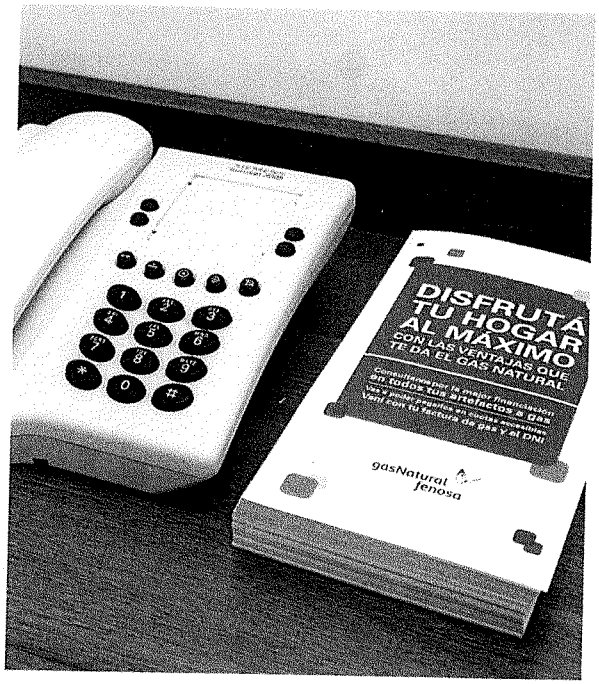
Profundizando, Zavalía explica el concepto de "desarrollador barrial": "Los activos de los sub que la gente ha hecho con sus propias manos dice- cumplen funciones operativas, por ejemp las casas. Como esas casas no tienen escritur se convierten en capital muerto. Lo mismo pasa con el recurso humano que habita el luga Pretendemos que ese activo humano se convi en capital humano; que mejoren las condicione empleabilidad de la gente y que pueda apropia de un proceso naturalmente propio: la construc de la ciudad suburbana, para poder vivir mejor. eso se llama desarrolladores barriales a los pro vecinos capacitados, que pueden conceptualiz y desarrollar modelos de acción que les permit resolver la problemática de los bienes públicos

Sin embargo, una minoría de vecinos se rehúsa participar. Zubrisky lo explica así: "no participar por desconfianza; no están acostumbrados a te servicios y mucho menos de esta manera, que contracultural". Y refuerza el concepto observa que "en general no es un problema de poder o poder participar, porque el que quiere hacerlo, u otra manera encuentra la posibilidad de hacer

Puntualiza entonces que para evaluar la capacic de pago de los vecinos, la Fundación tiene "un indicador de consumo de la zona, porque una c estar en la informalidad y otra no tener para viv evaluación crediticia se hace con criterios del b donde el costo de vida es más bajo. Por ejempl dice- los materiales empleados en la construcc



Operarios trabajan en la instalación de la conexión externa, para llevar la red de gas a los domicilios



FonoGas en la secretaría de la Fundación Redes Solidarias

de cada vivienda marcan un nivel de capacidad de pago. Lo que sí observamos –acota- es la vocación de pago. Entre los beneficiarios, por ejemplo, hay vendedores ambulantes y cartoneros, y son muy buenos pagadores –asegura-. En ocasiones, para facilitarles el acceso se les ha permitido pagar primero su red interna y luego la externa".

A propósito, Marcelo Zubrisky reconoce la existencia de "una tensión entre el proyecto social, que pretende que el beneficio sea para todos, y la realidad. El proyecto requiere un alto nivel de compromiso; si en una manzana dos o tres parcelas no adhieren, hacen que se caiga la manzana. Sobre el 65% de los lotes recae el costo de la red externa. En esa tensión cobra un rol clave la capacidad de los vecinos de lograr consensos. Y también la cuestión del tiempo. No es fácil ser sincrónico. Por eso se trata de que no sea un compromiso individual sino de todos los mayores de 18 años, como una manera de responsabilizar no sólo a los padres, sino al conjunto familiar".

Por todo esto, Bettina Llapur considera "importantísimo el trabajo comunitario, la alianza de la empresa con las ONGs y la formación de voceros en cada uno de los barrios que interactúen con las empresas y las organizaciones".

Jesús Ebis, vecino y colaborador de la Fundación, explica el andamiaje contractual de la operación. "La base contractual es la confianza. La primera confianza que debe existir –explica- es entre los propios vecinos. Si son capaces de ser cogarantes entre ellos mismos, una vez armado el grupo solidario, nosotros podemos conseguir financiadores para los proyectos. Financiadores filantrópicos y luego bancos internacionales, porque sobre la base de estos contratos hoy los bancos prestan plata".

Así, Jesús reconstruye el inicio de esta historia: "Primero hubo un contrato de un grupo solidario de 4 vecinos cogarantes y después uno más grande, un fondo de garantía de 4.000 vecinos, que es el fideicomiso, que cumple dos funciones: ser garante ante el organismo internacional durante el tiempo que dura el crédito y ser un fondo remanente para los vecinos una vez cancelado el préstamo". Ambos tienen el mismo andamiaje. Los avales del grupo solidario son los cuatro vecinos mutuamente solidarios. Es un mecanismo operativo bastante sencillo –asegura-, la cuota es la misma para todos, y la solvencia se acredita con el *caracter* de la persona, como definen los bancos, que es su propia historia, su compromiso, su seriedad: esa es la mejor garantía de que va a honrar su deuda".

En este punto, Raúl Zavalía pone el acento en el "muy buen grado de cumplimiento de los vecinos o fiduciantes, porque ellos saben que financiamos sus ganas de vivir mejor. Las cuotas son fijas en pesos –precisa- y están atadas al costo financiero que hay que pagarle al acreedor. El compromiso, además, es transferible si el vecino vende su vivienda".

El ejecutivo social observa que "en el primer proyecto no hubo vecinos con falta de voluntad, pero si con problemas para pagar en algún momento, porque se trata de la población más vulnerable a las variaciones económicas. Cuando la economía se retrae es la que más rápido siente los aumentos de precios o la merma del trabajo. Asimismo, cuando el Gobierno lanza un nuevo plan, estos grupos son los primeros en recibirlo. Cuando la economía se recupera se reinsertan en el trabajo y vuelven a cumplir con sus obligaciones".

Impacto y beneficios en los ba

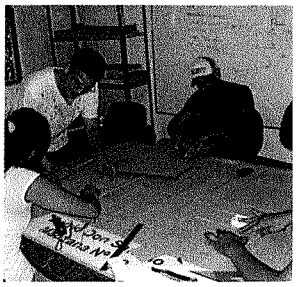
La ejecución del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral llevó consigo múltiples beneficios a los vecinos de los barrios de Moreno que se involucraron voluntariamente en los diferentes proyectos.

El primer beneficio o al menos el más directo y tangible, es la reducción ostensible del gas familiar, debido a la fuerte disminución de co que significa pasar del gas en garrafa o el usc de otros combustibles, al gas natural por red. A ello debe sumarse el aumento de los nivele de seguridad en la provisión del fluido.

Pero con la gasificación, y gracias a ella y al er de los desarrolladores barriales, se han sucedi manifestaciones de desarrollo, como la consti de catastros, nominación y numeración de call pavimentación o mejora de las calles, facilitan el acceso diario a los barrios, especialmente el servicios urgentes, como ambulancias, bombe o policial. Asimismo se ha avanzado con progr de instalación de otros servicios y especialmer con la titularización de vivienda, que convierte a los vecinos en dueños de sus propiedades y posibilita la apreciación del valor de las casas.

Promotores constructores

La visita de los promotores constructores es un paso fundamental en el Modelo inclusivo de Gasificación Integral, dado que relevan y definen toda la tarea que se debe realizar en cada domicilio para la instalación del servicio. Los técnicos hacen el relevamiento, realizan el croquis de la vivienda y del desarrollo de la cañería. Con posterioridad formulan el plan de implementación de la cañería, hacen el cómputo de materiales necesarios y finalmente hacen el plano de la vivienda con el plano de la cañería implantado, que es documento final que considera la compañía para habilitar el servicio.





La llegada del gas impulsó a las familias a realizar ampliaciones y nuevas obras en sus casas, mejorando la fisonomía de los barrios

De tal forma, viviendas que hasta entonces servían de cobijo a sus constructores o moradores, pero no estaban en condiciones de ser transadas en un mercado regular, pasaron a tener un valor inmobiliario en torno a un promedio de 20 mil dólares. "Cuando no había gas mi casa casi no valía nada, pero hoy tiene un valor porque la gente lo primero que pregunta antes de comprar es si tiene servicios, si tiene título, si tiene deuda. Esos son factores fundamentales para que pueda formar parte de un patrimonio", comenta un vecino.

La sola tenencia de una boleta con el servicio de gas colocó a los tenedores en situación de bancarizarse, esto es, de tener cuenta corriente, caja de ahorros y hasta préstamos bancarios.

En fin, toda la economía de la zona recibió beneficios tangibles con la instalación de la red de gas. Sin ir más lejos, el uso de la herramienta del fideicomiso representa un ahorro global para financiar nuevos emprendimientos.

Asimismo, la implementación e instalación de los servicios ha creado nuevos puestos de trabajo e impulsó la formación de microemprendimientos productivos y comerciales en la zona, mejorando la empleabilidad.

Por último y, como síntesis, la gasificación y todo lo demás, son factores que les dan a los jóvenes un importante motivo para quedarse en su zona y contribuir a su desarrollo.

Horacio Cristiani califica de "interesante" la evolución del programa "porque se han integrado otros actores, como el BID y el Banco Supervielle; esto es, se han integrado la banca multilateral y la privada". No obstante, "si bien seguimos haciendo proyectos –señala- todavía no hemos dado el salto de escala que se requiere para que tenga mucho más impacto".

Entre otros aspectos indica que "para lograr una mayor penetración quizá sea necesario identificar nuevos barrios o que la Fundación Pro Vivienda Social pueda tener presencia en otros lugares o distritos o bien que podamos hacer algo similar con otras organizaciones sociales que puedan tener representatividad en otros barrios. En definitiva – enfatiza- para este tipo de modelos es fundamental la organización social sino, no se puede replicar".

Por último, Cristiani manifiesta su aspiración de que "este modelo de negocio evolucione hacia un modelo inclusivo de mejoramiento integral de la vivienda en el que el tema del gas sea sólo una parte".



Un grupo de mujeres participa de una reunión de capacitación. Son, incuestionablemente, el alma del proyecto

La mujer, el motor del proyecto

El protagonismo femenino en el desarrollo del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral es absoluto y sorprendente. Lo afirman los hombres y lo asumen así las propias mujeres interpretando esta realidad con explicaciones diversas: "conocemos mejor las necesidad de la casa", "sufrimos más la falta de gas", "tenemos más paciencia", son algunos de lo argumentos. Sea cual fuere la razón, la mujer se ha destacado como promotora, como organizadora, como desarrolladora y también como usuaria, poniéndole entusiasmo, racionalidad y continuidad al proyecto.

Son unas 25 ó 30 las mujeres que van llegando, se van saludando cordialmente y se sientan en torno a la mesa de la **Fundación Pro Vivienda Social**, en Moreno. Se las ve serias, optimistas y comprometidas. El rango de edad es amplio, de los veintipico hasta de más de 60. Llegan las empanadas y las gaseosas y, en general, también allí el entusiasmo femenino se hace notar. El entor es ameno. Entre bocado y bocado, la mayoría c estas "desarrolladoras barriales" mete su boca

Las hay más dispuestas a hablar y otras que tienen que ser empujadas por sus compañeras pero finalmente, mujeres, todas tienen un

concepto para dejar, un comentario para hacer. Inevitablemente el primer tema que se aborda es el protagonismo femenino en el Proyecto. Todos los hombres coinciden que ellas son el motor, "son las que le han metido gas a esto", dice con pretendida originalidad uno de los dirigentes varones.

Nancy Chapela, que pertenece al segundo proyecto, Unión por los Vecinos, de los barrios Serrano, San Carlos, La Loma y parte de Jardines, sostiene que el activo protagonismo femenino obedece a que las mujeres interpretaron más rápido la importancia de la gasificación. "Conocíamos mejor las necesidades de la casa", sintetizó. En cambio renegó del argumento de que la mayoritaria participación femenina obedece a que las mujeres tienen más tiempo para dedicarle al proyecto. "Yo me inicié en el proyecto cuando trabajaba; iba todos los días a Capital y me tomé mi tiempo para dedicarle al tema", enfatiza.

Gabriela Tedesco justifica el hecho por otro criterio: "Algo que tiene la mujer es paciencia. El hombre es muy ansioso, al no ver inmediatamente el resultado que espera se va a trabajar. La mayoría de nosotras tenemos nuestra familia, nuestro trabajo. La consecuencia de no tener gas la sufre más la mujer, por las necesidades del hogar". **Elena del Valle Gómez**, del barrio Sancho, encuentra una razón más mística y también científica: "Las mujeres somos el génesis de los cambios, comenzando desde la Biblia, y creo que tenemos una particularidad, genética: tendemos a buscar los cambios, las revoluciones; ¡tantas cosas se han conseguido por la intervención de la mujer en la historia! Tenemos respuestas domésticas. La mujer tiene una mirada que va más allá de lo complaciente. Ese es su rol, generar los cambios, poner manos a la obra".

Delia Paredes es la invitada por sus compañeras a abrir el diálogo. Parece tener un liderazgo entre muchas de las vecinas presentes. Elena sugiere reconocerlo cuando dice que "de hecho en los barrios surgen liderazgos". Delia cuenta que empezó a participar en el 2005,

_ "Algo que tiene la mujer es paciencia. El hombre es muy ansioso; al no ver inmediatamente el resultado que espera se va a trabajar. La consecuencia de no tener gas la sufre más la mujer, por las necesidades del hogar"



Yanina Rolón y María Sandoval realizan una visita técnica al domicilio de una vecina del barrio Mayor del Pino.

cuando todavía se estaba proyectando el UVA, que agrupa a seis barrios: Sancho, El Milenio, Irigoin, San Alberto, San Norberto y Mayor del Pino. Recuerda que empezaron "todos los vecinos haciendo reuniones en los distintos barrios para promocionar la intención de traer el gas".

"Los invitamos a todos a que se sumen. Empezamos haciendo ese trabajo y después, cuando formamos un fideicomiso, el tema del proyecto fue como algo más concreto. Ahora el proyecto está en el medio...", dice Delia, esperanzada de que la mayoría pueda acceder al beneficio y que no les vuelva a ocurrir que "se termine el gas de garrafa o tubo a medianoche y no tengan repuesto". En ese caso, se lamenta, "hay que esperar hasta el otro día para tener gas, con las consecuencias que esto trae". A Delia en verano el tubo de gas de 45 kilos le dura cuatro meses y en invierno, un mes.

Fabiana Leguizamón, que ya accedió a la red de gas, recuerda así sus recientes peripecias: "La garrafa duraba 15 días y usando el horno, menos todavía. Obligaba a mayor consumo y siempre generaba problemas porque se terminaba cuando una no tenía plata, o a medio cocinar, o a las 10 de la noche y había que salir corriendo con la garrafa al hombro. No digo nada de cuando esas corridas eran en noches de lluvia, en las que había que salir a las calles sin asfalto y hasta sufrir peligrosas patinadas para ir a conseguir gas, siempre que no fuera en invierno, porque cuando hace frío no se consiguen garrafas". Pero desde octubre Fabiana está viviendo la otra parte de la película: "Ahora recibo el gas por red. Me olvidé de la garrafa y estoy tranquila, puedo cocinar tranquila".

Nancy enfoca otro ángulo al comentar que "el gas cambia la calidad de vida de las personas. Hay mucha gente en el barrio donde vivimos –dice- que sabe que está por venir el gas y eso hace que se interese en renovar su casa; empiezan a hacer las instalaciones de agua, a arreglar la cocina, el baño. La gente está más alegre por el cambio de vida en el propio hogar, porque la casa se renueva totalmente". Acerca del servicio, Nancy apunta que "es más económico, estamos calentitos. Antes nunca usábamos el horno y ahora sí. Ya no estamos preocupados por si se termina el gas", celebra.

Luli Avellaneda es veterana en el proyecto. Pertenece al primer fideicomiso, el de Red Solidaria. "Tenemos gas desde el 2003, cuand inauguramos la red en nuestros barrios, José C Paz, Máximo Namuncurá, Anderson y Leandro Alem. Ahora la garrafa está saliendo entre $34 $35; cuando nosotros nos adherimos a la red y usaba 5 garrafas individualmente para la estufa el termotanque, la cocina...Imagínense, calcule Ahora todo me llega por un solo caño, tengo lo tres artefactos y gasto $ 32 bimestrales", rema Luli asegura que "desde el principio el interés del vecino en el proyecto fue muy alto porque era algo nuevo en el barrio y hacía mucha falta. El compromiso de participar era fuerte". Gabrie Tedesco en cambio tuvo una aproximación distinta: "El poder convencer al vecino lleva mu tiempo -dijo. Cuesta sacarlo de la individualidac que salga, que comparta, que se reúnan".

Nancy recuerda que su grupo empezó a traba en el proyecto en el 2003. "A los que nos interesaba, escuchamos la propuesta. Y en la primera reunión nomás surgió la gente que q trabajar. Yo había sacado créditos anteriorme en la Fundación. Después, hasta que tuvimos gas pasaron tres años. Tuvimos 260 contrato firmados antes de tener un caño. Hubo en el camino muchísimas capacitaciones para que pudiéramos hablar con los vecinos de manzar para convencerlos sobre la conveniencia de sumarse y advertirles que si, por el contrario, no había participación, no habría gas".

Esta vecina es agradecida de Gas Natural Feno "Nos acompañó muchísimo, en todo momento estuvo al lado nuestro" y ahora se alegra por lo conquistado: "Cambia el valor de la vivienda, el estilo de vida. Los vecinos han mejorado su nivel de vida y el barrio progresó muchísimo".

Delia Paredes, que integra junto con otros cinc miembros –uno por cada barrio- la Comisión de Obra, cuenta que antes de iniciar las tareas tod ellos recibieron capacitación sobre licitaciones, conocimientos básicos de cómo se hace una obra y para ir a gestionar las autorizaciones ant las autoridades. "También nos capacitamos para ser nexo entre el contratista que hace la obra y el vecino", indicó. "En el interior de

la casa la obra demora un día y medio o
", dijo con conocimiento de causa.

nodo de reflexión, Delia agregó que "en esta
teria no hay colegios. Se aprende en el propio
rio y la capacitación que tuvimos es buenísima:
s enseñaron hasta cómo se hace una red interna
gas. En siete años, de no saber nada aprendí
chísimo. Por ejemplo –afirma- cómo llegar al
ino y cómo tratar con cada uno de ellos. Ahora
bién estoy ayudándolos individualmente".

ana Mascetti cuenta que el fideicomiso
rio de Unión y Futuro se constituyó para
ificar tres barrios: Altos de Moreno, 25 de
yo y Lomas de Moreno. Liliana destaca como
especial la ligazón entre los barrios y la
sferencia de conocimientos de los vecinos
os barrios que están más avanzados en el
yecto hacia los que están empezando. "Nuestro
yecto tiene 135 manzanas y se trabaja para
ximadamente 3500 parcelas. Por iniciativa
ecinos del barrio 25 de Mayo que sabían lo
se estaba haciendo en proyectos anteriores,
nos vecinos fueron a interesarse para ver la
bilidad de traer la red gas al barrio", cuenta.

na señala entonces que "hay una transferencia
onocimientos entre proyectos. Nosotros hemos
no un relevamiento técnico y socioeconómico;
io pasado hicimos las planillas de adhesión, con
ue alcanzamos más de 70% de adhesión en los
barrios, con firmas de 2810 familias. Estamos
entos con el apoyo de los vecinos y tratando de
en el futuro próximo se puedan conseguir las
s de los contratos. Firmamos el fideicomiso
de agosto de 2011 y tenemos paciencia y
everancia para llevar esto a un buen término".

elo Zubrisky, Director de Proyectos de la
ación Pro Vivienda Social, ratifica los conceptos
liana: "Hay una mecánica de empoderamiento,
ignifica que un vecino trabaja en el primer
omiso, genera valor, hace una escuela y se
poyar a un segundo fideicomiso. Es así que
s transfiriendo y obviamente mejorando
étodos. Hoy no hacemos lo que hacíamos
primer fideicomiso. Los siguientes fueron
adores. Y anhelamos que el cuarto recoja
a experiencia de los anteriores".

Blanca Telechea, vecina de los barrios y responsable de cobranzas de la Fundación, comenta que "se está haciendo una campaña de recupero del primer fideicomiso, son 3080 vecinos" y que "la respuesta es muy buena. La gente quiere pagar. Visitamos a cada uno, les hacemos una ficha socioambiental y vemos si sus condiciones de ingresos, formales o no, le permiten pagar. La mayoría quiere y puede hacerlo. En todo caso, adaptamos el mecanismo de financiamiento a lo que la familia puede pagar".

_ "Hay una mecánica de empoderamiento, que significa que un vecino trabaja en el primer fideicomiso, genera valor, hace una escuela y se va a apoyar a un segundo fideicomiso. Es así que vamos transfiriendo y obviamente mejorando los métodos".

Matilde, aunque la llaman Betty, de Back office, sintetiza el procedimiento de adhesión: "Primero se hace la reunión de manzana, donde se da un informe completo sobre cómo es el proceso y qué tienen que hacer los interesados para adherirse. Luego vamos a cada casa, donde permanecemos entre 45 minutos y una hora. Vemos si el vecino tiene ingresos que le permitan capacidad de pago; su historia o continuidad laboral. Se computan los ingresos de todo el grupo familiar. El técnico hace un relevamiento y le deja un presupuesto de instalación interna y sus mejoras y se hace un precontrato que firma la desarrolladora. Para iniciar la manzana tenemos que tener el 50% de los lotes adheridos".

Liliana Quevedo, miembro de la Fundación y del tercer proyecto, que actualmente está en plena salida a adherir, cuenta que "sale un equipo de tres a trabajar en las manzanas: uno de técnica, otro del back office y un desarrollador barrial. El fideicomiso hace que todos los vecinos nos hagamos responsables de las cosas que queremos -comenta. El vecino queda siendo responsable una vez que firmó un contrato. Entonces sabe que tiene que cumplir lo que acordó. Todo esto lo formamos no sólo los que estamos trabajando sino el vecino que quiere el gas".



Edgardo Pighin, Fabián Chamadoira y Juan Pablo Torra, ejecutivos de Gas Natural Fenosa orgullosos del compromiso asumido empresa y por ellos mismos con el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral.

La experiencia de Cuartel V cambió el paradigma comercial de la Compañía

Fabián Chamadoira, el ejecutivo a cargo del proyecto, y sus más inmediatos colaboradore hablan con emoción del significado de los negocios inclusivos. Sin perder de vista el obje comercial de la empresa, el Programa deja enseñanzas sociales que pueden ser replicada en otros ámbitos. La empresa aprendió una forma distinta de ampliar su base de clientes gente comprobó que con organización y solidaridad puede conseguir objetivos soñados.

Fabián Chamadoira habla del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral como si fuera propio. Lo hace emocionadamente y lo explica así: "quienes trabajamos en el proyecto desde su génesis le tenemos un cariño especial porque vemos que nuestro trabajo profesional está agregando un plus: dejar algo en una comunidad. Es muy lindo poder compatibilizar el tema de cumplir nuestro rol profesional con el hecho de agregar un valor importantísimo a la sociedad".

Chamadoira, Responsable de Atención al Cliente de la compañía, sostiene que el proyecto tiene "algo distintivo" porque "si bien empezó como un servicio de instalación de la red de gasificación en un barrio, cuando uno observa las fuerzas aplicadas y el resultado de lo realizado, el valor del servicio público termina siendo una anécdota, algo de menor cuantía comparado con todo lo que deja un proyecto de este tipo".

Edgardo Pighin, ejecutivo de la compañía con funciones en Morón y Moreno y relacionado con el proyecto desde el 2006, comparte la emoción y los criterios: "es gratificante trabajar en este tipo de proyectos de negocios inclusivos, ver cómo la gente en los barrios realiza un sueño que le costó mucho esfuerzo, a veces años de organizarse y de trabajar juntos. Es un gran placer participar de la alegría de los vecinos cuando ven el sueño cumplido; por ejemplo, haber contribuido al armado de la fiesta en la que encendieron la llama votiva y entusiasmados dijeron 'ahora vamos por el asfalto'. La gente descubre que organizadamente puede, y eso es impagable".

Juan Pablo Torra, Responsable de Expansión y Nueva Edificación de la compañía y afectado este año al Modelo Inclusivo de Gasificación Integral, coincide plenamente: "lo que se siente va más allá de nuestro negocio, porque uno ve los resultados que le llegan a gente que cree en valores, que realiza altos niveles de esfuerzo para conseguir sus objetivos".

Gas Natural Fenosa se responsabiliza por la Dirección Técnica del proyecto. Chamadoira, Pighin y Torra tienen a su cargo la relación con el otro gran jugador del Modelo: la Fundación Pro Vivienda Social; se ocupan de todos los temas relacionados con la gasificación de los barrios involucrados, reportes, seguimientos, proyectos, reuniones y toda necesidad del programa, especialmente lo relacionado con el fomento del modelo.

Mercado potencial

Pighin destaca que "el 80% del mercado en el que trabaja la compañía son lugares como Cuartel V, porque allí es donde mayormente la gente no tiene gas. Es un valor trabajar en este tipo de proyectos porque se realizan donde la gente de por si, por el condicionamiento social que impone vivir allí, tiene menos perspectivas. Por eso –explica- el proyecto le sube a la gente el techo de sus posibilidades en la vida. Más allá de las bondades del gas, el poder acceder al servicio le brinda a los habitantes de estos barrios otra calificación social".

En este punto Chamadoira explica la línea divisoria que marcó en la compañía el involucramiento en el proyecto de Cuartel V.

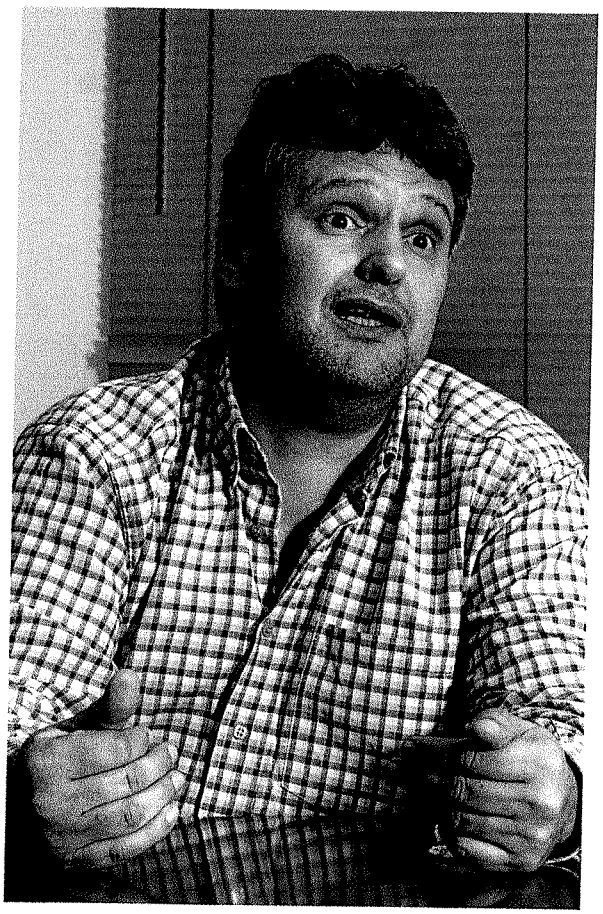


El Director Comercial de Gas Natural Fenosa, Jordi Grau, destacó que "la aplicación de criterios de sostenibilidad, eficiencia y prosperidad junto al valor de la diversidad, la igualdad de oportunidades, el respeto, la tolerancia y la convivencia, hacen totalmente compatibles nuestro modelo Comercial de crecimiento y nuestra Responsabilidad Social Empresaria, tan visible en proyectos inclusivos como es el caso del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral".

Para Gas Natural Fenosa involucrarse en el proyecto resultó una tarea compleja porque implicaba establecer una relación más estrecha con el cliente: "es algo más que distribuir gas", dicen casi a coro los técnicos. Para hacerlo fue necesario revisar los diferentes procesos de la compañía; los del área comercial, los de atención al cliente, los de sistemas y los económico financieros. Por ejemplo, la facturación de la compañía es bimestral, pero para los clientes de Cuartel V se convirtió en mensual para permitirles a los vecinos afrontar los pagos del fideicomiso y sus consumos de manera controlada, evitando abultamientos en los montos. También instaló un teléfono en el barrio para que los vecinos, que en muchos casos no cuentan con servicios telefónicos, pudieran comunicarse con el personal de atención al cliente. El aprendizaje promovió un cambio en el abordaje

de la acción comercial en barrios habitados por personas con bajos o muy bajos ingresos. De la tradicional propuesta comercial se pasó a otra en la que se comprende y asume que la realidad social impone un involucramiento directo que concluye en un beneficio mutuo: un servicio esencial para los vecinos y más clientes para la compañía.

Chamadoira señala que desde los inicios de la concesión, en 1992, el mercado potencial de Gas Natural Fenosa estuvo en ese tipo de barrios, a los que se direccionaron acciones para brindarles servicio. "Tenemos como compañía vocación de servicio, de crecimiento y comercial muy profunda y jamás tomamos a este segmento como marginal porque siempre trabajamos para ingresar nuevos clientes, pero –advierte- siempre lo hicimos con la visión de quien ofrece su producto con su propia lógica empresaria y de personas que configuran una empresa que tiene una visión del mundo, un paradigma de las cosas determinado. Cuartel V nos



Fabián Chamadoira. En el proyecto desde el origen

cambió este modelo –sentenció- al empezarn una capacitación, una visión más rica de lo qu interpretar los comportamientos de un público antes accedíamos con formulas convencionale dimos cuenta de que no siempre la mirada de está fuera de un barrio es la correcta". Su conc es que "la manera de ver y entender la dinámi cada uno de estos barrios es la propia de la ge vive ahí. La visión del barrio es diferente –defir recoge las necesidades reales, es inteligente".

Pighin aporta que "no es lo mismo plantear una red de distribución en un barrio cerrado, er Vicente López, que en un barrio como Cuartel V u otro lugar de Moreno, La Matanza o Merlo" y que la empresa no puede apelar a recursos promocionales como beneficios tarifarios "porc regulatoriamente tenemos una sola tarifa –expli y no podemos modificarla. Llegado el momento la compañía puede hacer ciertos aportes, como tender alguna cañería troncal que ayuda a que la red de distribución de un barrio se resuelva, por lo que fundamentalmente fue necesario hacer u cambio de mentalidad dentro de la estructura de compañía para abordar proyectos de este tipo".

Chamadoira señala que si bien los niveles de consumo y la rentabilidad unitaria que arrojan los clientes en estos barrios son menores que los de barrios con mayor desarrollo socioeconómico también contribuyen a la ampliación del sistema de distribución. "Son comunidades que se desarrollan, crecen y mejoran y seguirán haciéndolo en función de otras variables, como la de desarrollo del país u otras", dice.

"Mi experiencia, trabajando en barrios de estas características desde 1989, es que su gente es muy comprometida con el lugar donde vive. Apuesta a mejorarlo. No quiere su mejora persor

_ El Programa se encastró con exactitud en los objetivos de la Fundación y en las necesidades de la sociedad argentina

para irse a otra comunidad más linda. Conocen la historia del barrio, quiénes vivieron allí, cómo era antes; los esfuerzos que había que hacer para ir a buscar agua, para abrir calles. Tienen un espíritu, un orgullo, porque lo bueno, lo desarrollado, lo poco o lo mucho que se ha hecho, lo hicieron ellos con esfuerzo. El de construir las casas, por ejemplo, de distinto nivel. Las familias a través de los años invirtieron mucha plata, muchos esfuerzos individuales. Lo que más cuenta en estos barrios es, entonces, plantearse cómo se pueden alinear todas estas voluntades y esfuerzos, para conseguir objetivos comunes", resume Chamadoira.

De la lógica comercial a la fuerza de la organización

Seguidamente define que "uno de los principales logros o productos que dejan este tipo de proyectos es que la gente aprecia que el poder organizarse, trabajar en conjunto, le empieza a dar otros resultados para las cuestiones que tienen que ver con lo público. Esto es una manera de construir ciudadanía porque advierten que no hace falta que vaya alguien a darles, venderles u ofrecerles algo que ellos mismos pueden organizar o solicitarlo".

Chamadoira recuerda que hasta el desarrollo de Cuartel V, la acción comercial histórica de la compañía en los barrios tendiente a conseguir nuevos clientes consistía en mostrar los beneficios del servicio y ofrecer herramientas tradicionales, como sistemas de financiación, pero con la lógica comercial que imperaba en su paradigma de pensamiento.

Para extender la red de gas natural a un barrio no basta la decisión individual de las personas "sino –dice Chamadoira- aunar voluntades, lograr un acuerdo mínimo entre los actores tradicionales: clientes, empresas que hacen la extensión de redes; constructoras; matriculados para las redes internas; funcionarios municipales, que tienen un interés manifiesto en la ampliación de los servicios públicos de la comunidad que gobiernan y, obviamente, nuestro interés de incorporar clientes y desarrollar nuestro mercado".

"Este tipo de proyectos nos hizo incorporar el tema del compromiso y la fuerza que da que



Juan Pablo Torra: "Lo que se siente va más allá del negocio"

los vecinos de un barrio de manera organizada se sumen, como un valor mucho más potente que la lógica comercial", enfatiza Chamadoira. La experiencia de Cuartel V ha llevado a Gas Natural Fenosa a un cambio de paradigma, con beneficios para la compañía, consistente en "una visión mucho más abarcadora de la gestión".

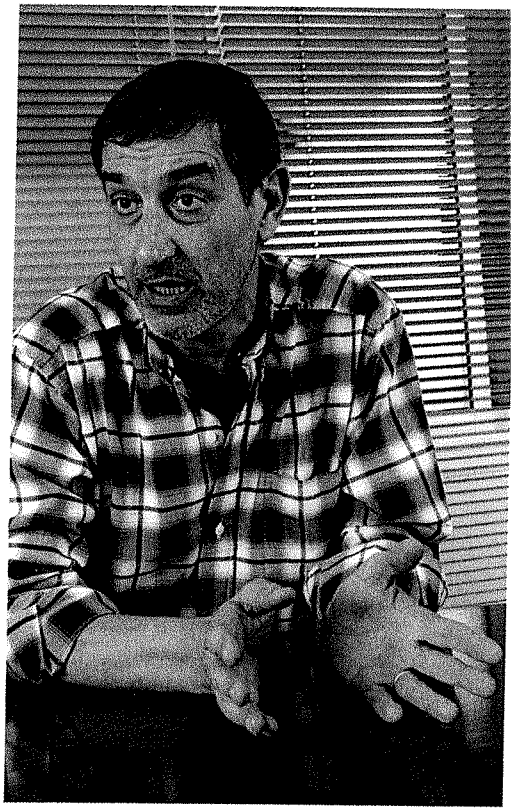
El ejecutivo apunta luego que "el cambio para los vecinos es que pudieron comprobar que con un sistema de organización y trabajando juntos en un objetivo común, pueden liberarse de prejuicios y ellos mismos gestionar y peticionar, por ejemplo ante la Municipalidad". También se benefician de "valores o conocimientos que tienen las empresas sobre procesos o metodologías. El hecho de poder reunirse todas las semanas, organizar mesas de trabajo, ver, por ejemplo, quiénes se van a encargar de cada manzana, cómo se recabará la información, cómo se la baja en una planilla, cómo se incorpora a una base de datos, son cosas normales en una empresa, pero para los vecinos es un aprendizaje importantísimo de cosas que no sabían, no por falta de capacidades sino porque no se daba el ámbito. Ese valor agregado, esa metodología mañana la pueden emplear en cualquier otra cosa".

Un aspecto particular de la experiencia ha sido cierto prejuicio en relación con la empresa privada: "hubo en un principio una mirada distante, inaccesible. Muchas de estas personas salvo el tema de la boleta de energía eléctrica, no estaban acostumbrados a relacionarse, hay una distancia cultural, un perjuicio bidireccional", describe Chamadoira. Pighin reconoce que "en un principio hubo que levantar una barrera" y que en lo personal sentía "cierto pudor cuando me presentaban como funcionario, era como algo muy lejano". Pero Chamadoira dice que "con el trabajo en conjunto, cuando nos reunimos, compartimos una mesa, se empieza a ver que esas diferencias no son tales, que son barreras ficticias, de prejuicios". Para lograr ese acercamiento, agrega Pighin, "tratamos hasta de cuidar cuestiones de vestimenta. Al principio trabajábamos de saco y corbata y en los barrios eso nos ponía una barrera".

Yendo a lo operativo, Chamadoira destaca que Gas Natural Fenosa comercializa "un energético mucho más barato que los alternativos, en relaciones históricas de 6 ó 7 a 1. La primera ventaja que se ve del gas natural por red es económica, además de otras bondades de calidad, como lo ecológico, etc, pero para acceder a este servicio hay que saltar una barrera de inversión, de ingreso; la familia tiene que invertir en la construcción de las redes externas y dentro de su casa".

La esencia del proyecto es ayudar a los vecinos a saltar esa barrera a través de dos mecanismos: uno es el trabajo que la compañía hace con la Fundación Pro Vivienda Social, en la búsqueda de herramientas financieras ajustadas a las necesidades y posibilidades de ese conjunto de clientes, que asumen la deuda solidariamente; el otro es la educación al cliente en el uso racional de la nueva energía que va a disponer.

Respecto del primero de ellos Torra menciona que "la Fundación contempla que cada persona pueda ser beneficiada de los microcréditos que asigna como traje a medida según lo que cada uno y su grupo familiar puede pagar". Chamadoira agrega que el "traje a medida" apunta a que los beneficiarios puedan pagar la inversión inicial de forma rentable también para las entidades que prestan.



Edgardo Pighín: "Es gratificante ver cómo la gente en los barrios realiza un sueño"

"Una de las variables que encarece todo prést es el riesgo. Lo novedoso del sistema es que el esquema de solidaridad planteado entre los vec en el fideicomiso, constituye una especie de ga solidaria que favorece los niveles de pago y repa de las inversiones. Hay un acuerdo comunitario por el que los vecinos saben que todos tienen que pagar para no perjudicar al conjunto. Nosotr aportamos la factura de servicios como mecanis para poder hacer el repago de la inversión y baja el riesgo de la operación", añade Chamadoira.

El ejecutivo insiste a esta altura con el "compror de los moradores de estos barrios: "son persona muy comprometidas, que tienen la capacidad y la voluntad de pagar y lo que necesitamos es romper prejuicios y buscar acuerdos".

En relación con el segundo tema, Juan Pablo Torra destaca que "la educación es fundamental, porque a diferencia de los otros energéticos que está acostumbrado a usar el vecino, el gas

natural por red es un recurso que se usa primero y se paga después. Por eso debe saber que no le conviene tener una cocina, un termotanque y cuatro calefactores, porque terminaría usando más gas que antes y le costaría más que las garrafas".

Explica que "el metro cúbico de gas es barato, pero si se deja todo el día el calefactor encendido se gasta innecesariamente un recurso que encima no es renovable, que hay que cuidar. Desde el inicio de cada proyecto hacemos talleres en las escuelas, con las amas de casa, pequeños cursos de mejor uso. Enseñamos cosas elementales como, por ejemplo, la conveniencia de tapar la olla para hervir agua más rápido y usar menos gas".

Chamadoira refuerza el concepto: "El negocio en este segmento es vender el producto que la persona necesita y puede comprar. No sirve venderle algo que después sea un problema para él y para la compañía. Lo que nosotros transmitimos con el tema del uso racional es que el tener energía más barata no debe estimularlos a consumir más sino iguales volúmenes y aplicar el ahorro a pagar la financiación de la barrera de entrada".

Al referirse a la relación con la Fundación Pro Vivienda Social, Chamadoira comentó la importancia del intercambio de valores que se ha dado entre las dos instituciones. "La Fundación nos dio un montón de valores, pero nosotros también pudimos aportar una cantidad muy importante. Lo interesante ha sido comprobar que dos paradigmas, dos mundos que a priori parecían totalmente divididos o excluyentes, no son tal cosa, y que se puede trabajar en conjunto y lograr una mejora sustancial en todo".

Pighin define el caso como de "cocreación, que es abocarse a una tarea y crearla juntos, con los valores nuestros, de la Fundación, de la sociedad. Conocerse. Nos adaptamos cada uno a la forma de trabajar de los otros, para que el producto sea parte de lo que trabajamos entre todos".

Replicabilidad

Un tema central del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral es su posibilidad de "replicabilidad", esto es, de repetirlo en otros lugares y también en otros ámbitos. Chamadoira observa que el primer proyecto en Cuartel V "fue el prototipo. Si hubiera sido sólo eso habría sido positivo, pero el desafío es aprender de esa experiencia y aplicarla a la siguiente y así sucesivamente. Y lo fuimos haciendo en San Carlos, Fuva, Cuartel V dos y 25 de Mayo. Lo que viene ahora es empezar a capitalizar las experiencias, ponerlas en proceso y en serie para que el proyecto sea replicable".

El directivo se explaya así: "Darle entidad a un sistema ya probado permitiría poder extrapolarlo más allá de la distribuidora de gas, para que estos valores puedan ser replicados en otros lados. Habrá así elementos que puedan ser aplicados a otro tipo de emprendimientos, obviamente no el 100% porque hay particularidades que tienen que ver con la industria".

Entre las mejoras que dice que se pueden ir realizando menciona la incorporación de nuevas empresas; de entidades financieras, por ejemplo. "En el primer proyecto tuvimos financiación mediante préstamos del Foncap y aportes que dio el Banco Mundial, temas muy ad hoc. Pero ya en estos nuevos modelos estamos incorporando entidades financieras comerciales que aportan préstamos de uso y línea común, porque certificamos un proceso y un procedimiento que es rentable para prestarle a fideicomisos de vecinos. A lo mejor –expone Chamadoira- la tasa de riesgo de prestarle individualmente a un vecino es inviable, pero cuando certificamos un proceso por el cual hacemos la obra a través de un fideicomiso en el que se demuestra la rentabilidad del préstamo, hace que estos esquemas se puedan replicar más allá. La participación de bancos comerciales no es un tema menor porque apunta a esto de la replicabilidad. De lo contrario nos quedamos con que conseguimos fondos de quien fuere, en forma circunstancial. Para que los vecinos puedan entrar al circuito financiero formal a través de fideicomisos hay que darles organización, lo cual genera un valor muy importante".

Como cierre Chamadoira plantea que "por cierto, todo este trabajo está en la concepción del manejo del negocio. Si lo hiciéramos sin tener en cuenta las variables de negocio, sin apuntar al objetivo comercial, no tendríamos manera de replicarlo y quedaría como un tema anecdótico o filantrópico".

platts

2011 GLOBAL ENERGY AWARDS

Premio Platts
al Mejor Programa de Desarrollo Comunitario

La prestigiosa distinción le fue otorgada a Gas Natural Fenosa en 2011 en Nueva York por Modelo Inclusivo de Gasificación Integral desarrollado en el Partido de Moreno, Provincia Buenos Aires

Premio Platts al Mejor Programa de Desarrollo Comunitario

Entre las múltiples distinciones que ha recibido Gas Natural Fenosa por su acción comunitaria a lo largo de 20 años de actuación en la República Argentina, una muy especial es la que le confirió la empresa Platts, división de The McGraw-Hill Companies, con sede en Nueva York: "Mejor programa de desarrollo comunitario", por el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral desarrollado en el partido de Moreno, Provincia de Buenos Aires.

La distinción corresponde a la edición 2011 de los Platts Awards. El premio fue recibido en nombre de Gas Natural Fenosa de España por el Director General de Comunicación de Gas Natural Fenosa, Jordi Garcia Tabernero, en una ceremonia celebrada en Nueva York, a la que asistieron alrededor de 600 empresarios del sector energético de todo el mundo.

En las consideraciones de la distinción se destacó que "la iniciativa premiada tiene como objetivo promover el acceso de barrios de menores recursos al servicio público de gas natural por redes y contribuir de esta manera a la promoción del desarrollo".

"El proyecto premiado, de carácter pionero, consiste en la extensión de la red de gas domiciliario en cinco barrios de la localidad de Cuartel V del Partido de Moreno, a través de un novedoso sistema de financiación denominado 'Fideicomiso Redes Solidarias' (FRS), administrado por la Fundación Pro Vivienda Social, entidad que trabaja en la mejora de la vivienda, la infraestructura y que promueve el otorgamiento de microcréditos.

"La iniciativa cuenta con el apoyo de vecinos, ONGs, autoridades municipales, provinciales y nacionales, organizaciones sin ánimo de lucro y la empresa, los que en su conjunto aunaron esfuerzos para lograr un sistema de gasificación accesible a comunidades de reducidos ingresos económicos.

"Desde su implantación en septiembre del año 2003, los beneficiarios del proyecto han reducido el coste de su energía en un 75% aproximadamente y disfrutan del uso de una energía más segura y menos contaminante. Además se logró la habilitación de 70.000 metros de red de distribución de gas natural y el suministro de gas natural a casi 4.000 viviendas, también se facilitó la creación de puestos de trabajo entre los habitantes de la comunidad del Partido de Moreno, lo que en su conjunto ha permitido mejorar la calidad de vida de más de 15.000 personas".

Platts elabora anualmente el ranking Top 250 Energy Companies, que destaca los resultados financieros de las principales compañías energéticas del mundo en función del valor de sus activos, ingresos, beneficios y retorno en capital invertido. Según este ranking, en 2011 Gas Natural Fenosa ha sido clasificada, por tercer año consecutivo, como la primera compañía del mundo en el sector del gas y ocupa el puesto 29 entre las empresas energéticas de Europa, Oriente Medio y África, y el 57 del mundo.

En los considerandos de la distinción se destacó que "la iniciativa premiada tiene como objetivo promover el acceso de barrios de menores recursos el servicio público de gas natural por redes y contribuir de esta manera a la promoción del desarrollo".

En la edición 2011, Gas Natural Fenosa también resultó finalista en los Platts Awards en la modalidad de programas de eficiencia energética por su compromiso con la promoción del uso racional de la energía.







Vecinos:
Las voces solidarias

El proyecto promovió una fuerte movilización social, basada en las ansias de progreso de comunidad y en la confianza que generó la propia intervención de los vecinos

_ "Es una felicidad tener agua caliente siempre. Antes con el calefón consumíamos nueve garrafas por mes sólo para bañarnos, ya que tengo ocho hijos. Ahora pago $30 por bimestre. Ahora ya no sufrimos más el frío; el hogar está prendido siempre y no consume tanto gas. Antes usábamos estufa eléctrica y consumíamos mucha electricidad".

(Liliana Flores, vecina del barrio Namuncurá, primera vecina que recibió el gas natural domiciliario dentro del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral)

_ "Nunca había participado de algo para mejorar el barrio, pero creo que es importante hacerlo. Quise participar de la Comisión porque no había política en el medio".

(Ana, Unión por los Vecinos)

_ "Lo que me llevó a participar de la Comisión fue el querer hacer algo para mejorar el barrio, aportar mi granito de arena, porque el proyecto me pareció muy bueno y le iba a dar al barrio una mejor calidad de vida".

(Oscar Montana, Barrios de Unión y Futuro)

_ "Para mí fue todo nuevo. Antes tenía miedo, pero aprendí a estar frente a los vecinos. Participo porque me gusta; me ayuda a pasar el tiempo. Antes estaba mal. Así siento que puedo hacer algo por todos y no quedarme deprimida en mi casa".

(Berta Leiva, Organizadora y Promotora de Unión de Vecinos en Acción)

_ "Al principio la propuesta me pareció demasiado buena para ser cierta. Pero decidí escucharla y me convencí de ir a trabajar como promotor en los barrios. En la capacitación encontré un grupo de personas unidas por la solidaridad y por las ganas de ayudar a progresar. Mi integración al grupo fue casi inmediata y con un objetivo como guía: ayudar a la comunidad por medio de un proyecto que promete progreso y una mejor calidad de vida. Una vez despejadas todas las dudas y con plena confianza en el proyecto, los promotores salimos a la calle entusiasmados como chicos. Fue un trabajo arduo, pero valió la pena. El mensaje llegó, creamos confianza. El hecho de formar parte del proyecto me infla el pecho de orgullo".

(Fernando Cáceres, promotor de Comunidad Organizada)

_ "Lo que me atrajo de este proyecto de gas es que si nos juntamos entre todos los barrios, podemos lograrlo. Estoy orgullosa de asistir cada semana. Disfruto de todas las capacitaciones y no puedo creer todo lo que avanzamos tan rápidamente".

(Marta Zacarías, Barrios de Unión y Futuro)

_ "Hacía seis años que vivía en Milenio cuando me enteré que había un proyecto de traer el gas al barrio pero que faltaba gente para llevar la información a todos los vecinos. Entonces decidí ser promotora y luchar para que mi sueño y el de todos los que estábamos en el proyecto se cumpliera. Después voy a seguir luchando para traer más progreso a mi barrio y al de todos".

(Mirta, barrio Milenio, Promotora de Unión de Vecinos en Acción)

_ "Es una felicidad tener agua caliente siempre. Antes con el calefón consumíamos nueve garrafas por mes sólo para bañarnos, ya que tengo ocho hijos. Ahora pago $30 por bimestre. Ahora ya no sufrimos más el frío; el hogar está prendido siempre y no consume tanto gas. Antes usábamos estufa eléctrica y consumíamos mucha electricidad".

(Liliana Flores, vecina del barrio Namuncurá, primera vecina que recibió el gas natural domiciliario dentro del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral)

_ "Nunca había participado de algo para mejorar el barrio, pero creo que es importante hacerlo. Quise participar de la Comisión porque no había política en el medio".

(Ana, Unión por los Vecinos)

_ "Lo que me llevó a participar de la Comisión fue el querer hacer algo para mejorar el barrio, aportar mi granito de arena, porque el proyecto me pareció muy bueno y le iba a dar al barrio una mejor calidad de vida".

(Oscar Montana, Barrios de Unión y Futuro)

_ "Para mí fue todo nuevo. Antes tenía miedo, pero aprendí a estar frente a los vecinos. Participo porque me gusta; me ayuda a pasar el tiempo. Antes estaba mal. Así siento que puedo hacer algo por todos y no quedarme deprimida en mi casa".

(Berta Leiva, Organizadora y Promotora de Unión de Vecinos en Acción)

_ "Al principio la propuesta me pareció demasiado buena para ser cierta. Pero decidí escucharla y me convencí de ir a trabajar como promotor en los barrios. En la capacitación encontré un grupo de personas unidas por la solidaridad y por las ganas de ayudar a progresar. Mi integración al grupo fue casi inmediata y con un objetivo como guía: ayudar a la comunidad por medio de un proyecto que promete progreso y una mejor calidad de vida. Una vez despejadas todas las dudas y con plena confianza en el proyecto, los promotores salimos a la calle entusiasmados como chicos. Fue un trabajo arduo, pero valió la pena. El mensaje llegó, creamos confianza. El hecho de formar parte del proyecto me infla el pecho de orgullo".

(Fernando Cáceres, promotor de Comunidad Organizada)

_ "Lo que me atrajo de este proyecto de gas es que si nos juntamos entre todos los barrios, podemos lograrlo. Estoy orgullosa de asistir cada semana. Disfruto de todas las capacitaciones y no puedo creer todo lo que avanzamos tan rápidamente".

(Marta Zacarías, Barrios de Unión y Futuro)

_ "Hacía seis años que vivía en Milenio cuando me enteré que había un proyecto de traer el gas al barrio pero que faltaba gente para llevar la información a todos los vecinos. Entonces decidí ser promotora y luchar para que mi sueño y el de todos los que estábamos en el proyecto se cumpliera. Después voy a seguir luchando para traer más progreso a mi barrio y al de todos".

(Mirta, barrio Milenio, Promotora de Unión de Vecinos en Acción)

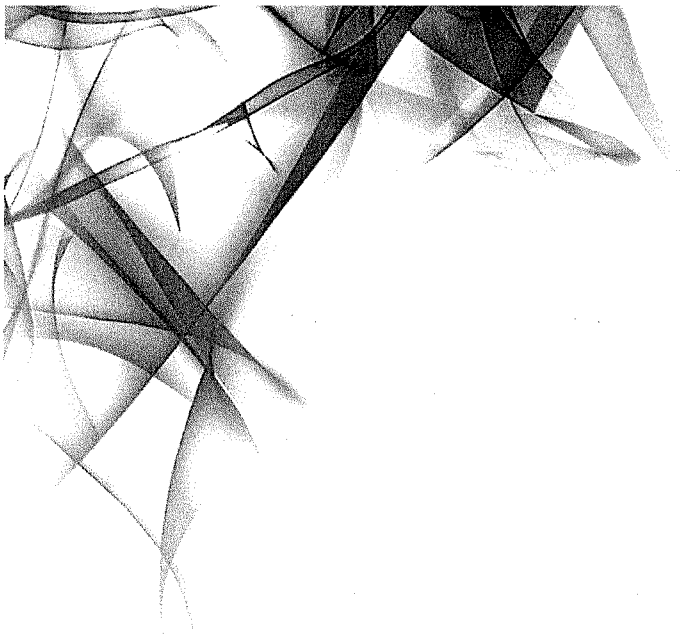
Modelo Inclusivo de Gasificación Integral

Una experiencia sostenible

Cuartel V | Moreno | Provincia de Buenos Aires



gasNatural fenosa



Un aporte al desarrollo sostenible de Gas Natural Fenosa

El propósito de esta obra es destacar un proyecto cuyo objetivo es la promoción del desarrollo sostenible a través del diseño y concreción del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral mediante el cual se lleva a cabo un programa de gasificación en barrios del Municipio de Moreno, que forma parte del conglomerado urbano del Gran Buenos Aires y que constituye un orgullo para **Gas Natural Fenosa**.

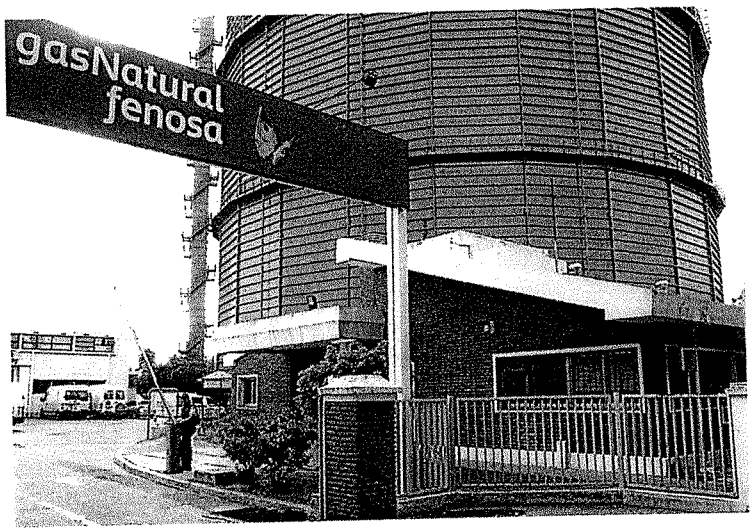
El tendido de las redes y conexiones domiciliarias en zonas habitadas por familias de bajos recursos económicos es posible merced al despliegue de acciones concertadas entre la empresa, la Fundación Pro Vivienda Social, el Municipio de Moreno, organismos públicos y privados nacionales y multinacionales y, especialmente, los propios vecinos, que desempeñan un papel central para la concreción de las obras.

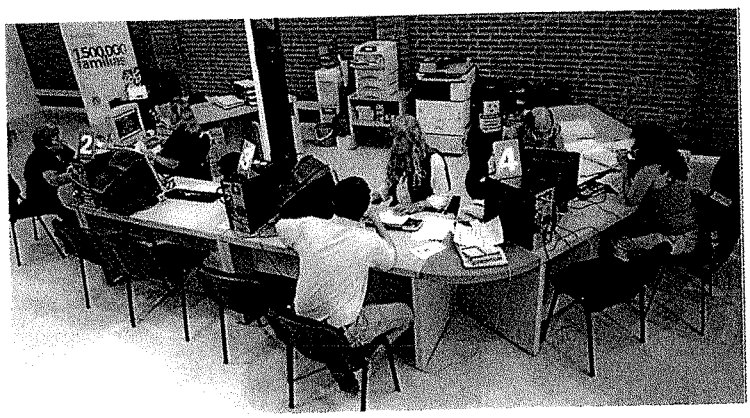
El carácter asociativo del Modelo, derivado de la interrelación entre los sectores mencionados, es una de sus grandes virtudes, en tanto la voluntad de las partes logró superar un conflicto clásico del capitalismo: el de las dificultades de comunicación y consensos entre empresas, organismos no gubernamentales, gobiernos y la sociedad civil. El Programa constituye un modelo inclusivo de consumo en la base de la pirámide social, esto es, en segmentos económicamente excluidos o imposibilitados de acceder a estos servicios si no se implementan mecanismos y acuerdos facilitadores de los emprendimientos.

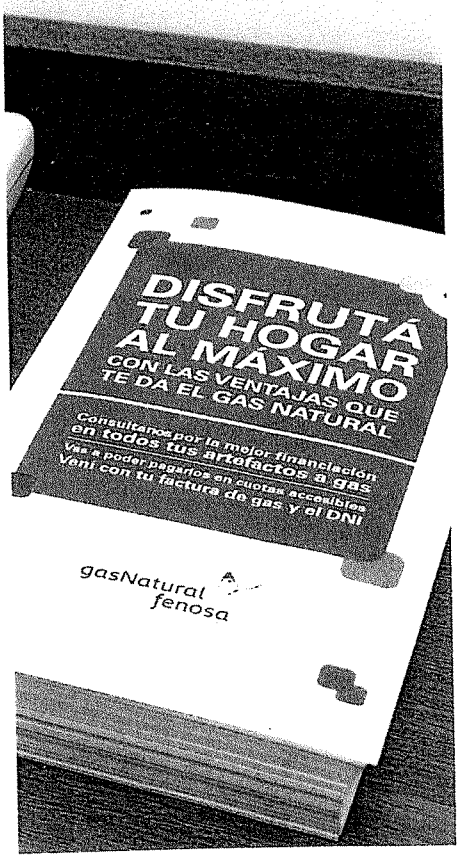
Lejos de constituir una obra benéfica, solidaria, asistencialista o filantrópica, el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral brinda a los nuevos clientes un servicio compatible con sus posibilidades de pago, a la vez que asegura rentabilidad a la empresa.

En estas páginas se describe al proyecto desde su concepción y su enraizamiento en los denominados Pacto Global y Objetivos del Milenio de las Naciones Unidas tanto desde la mirada de la compañía, como de la ONG con la que se trabaja estrechamente, y de los propios destinatarios, así como la repercusión alcanzada, con el propósito de que esta experiencia sea replicada cuantas veces sea posible.




gasNatural
fenosa




DISFRUTÁ
TU HOGAR
AL MÁXIMO
CON LAS VENTAJAS QUE
TE DA EL GAS NATURAL
Consultanos por la mejor financiación
en todos tus artefactos a gas
Vas a poder pagarlos en cuotas accesibles
Vení con tu factura de gas y el DNI
gasNatural
fenosa

6 | **Inclusivo, rentable y sostenible**
Por Horacio Cristiani | Presidente Gas Natural Fenosa

7 | **De la asistencia a la promoción;**
y de allí a la transformación
Por Santiago Luis Arturo de Montalembert | Presidente de la Fundación Pro Vivienda Social

8 | **Gas Natural Fenosa**
y la Responsabilidad Corporativa
Por Bettina Llapur | Directora de Comunicación y Relaciones Institucionales de Gas Natural Fenosa y de la Fundación Gas Natural Fenosa en Argentina

9 | **Cultura empresarial**
Impregnada en sustentabilidad

16 | **El capital social como herramienta**
de movilización y participación de las familias

18 | **Nacer, desarrollarse y contribuir al progreso del barrio propio**

22 | **La gasificación inclusiva**
cumple los requisitos del Pacto Global
Reportaje a Flavio Fuertes, referente en Argentina de Punto Focal del Pacto Global de Naciones Unidas

23 | **Impactos positivos en la economía, lo social y lo ambiental**
Ana Muro, Coordinadora del Area de Responsabilidad Social Corporativa y Negocios Inclusivos del Consejo Empresario Argentino de Desarrollo Sustentable (CEADS)

24 | **Modelo Inclusivo de Gasificación Integral**
- Todos ganan; los vecinos y la empresa

33 | **Los cuatro proyectos**

42 | **La mujer,**
el motor del proyecto

46 | **La experiencia de Cuartel V cambió el paradigma comercial de la Compañía**

52 | **Premio Platts**
al Mejor Programa de Desarrollo Comunitario

54 | **Vecinos:**
las voces solidarias



Editorial
Por Horacio Cristiani
Presidente Gas Natural Fenosa

Inclusivo, rentable y sostenible

Gas Natural Fenosa asumió en todos sus ámbitos de actuación un fuerte compromiso con la Responsabilidad Corporativa y el Desarrollo Sostenible de las comunidades para las que trabaja. Por ello desde hace años nos planteamos permanentemente el desarrollo de mecanismos innovadores de gestión del negocio que abran nuevas posibilidades de mejora y crecimiento, considerando siempre el entorno y el contexto de nuestras actividades. Estas búsquedas se entroncan siempre en la estrategia de mantener un equilibrio entre tres ejes que hacen a la sostenibilidad: crecimiento económico, desarrollo social y cuidado del medio ambiente.

Entre las acciones emprendidas en la Argentina -donde desde 1992 la compañía tiene la concesión para la distribución de gas natural por redes en 30 municipios de la Provincia de Buenos Aires, incluyendo la populosa área del Norte y el Oeste del Gran Buenos Aires-, el "Modelo Inclusivo de Gasificación Integral" tiene un carácter distintivo, por cuanto es un proyecto basado en desarrollar infraestructura y proveerles el servicio a personas y familias con dificultades económicas para acceder. El programa es inclusivo por cuanto apunta a incluirlas facilitándoles herramientas sostenibles para acceder a infraestructuras básicas, como el gas natural por redes.

Por su concepción, diseño y ejecución, el Programa se ha evidenciado exitoso para todos los actores participantes, fundamentalmente para la comunidad y las familias que con su esfuerzo y voluntad hacen propio estos proyectos.

Además del mejoramiento de su calidad de vida, la gasificación de estos barrios les significa a las miles de familias allí radicadas, reconocimiento e integración social. Ha generado lo que se denomina capital social. En definitiva, los ha incluido.

La clave del éxito ha sido la capacidad para establecer asociatividad, empatía y articulación con grupos de actores sociales como vecinos, organismos públicos, municipales, organismos financiadores y ONGs. Precisamente, el entendimiento con la Fundación Pro Vivienda Social nos ha permitido desarrollar junto con las familias y vecinos de Cuartel V, Moreno, y de las comunidades que han continuado, un programa de tal dimensión, cuya realización hubiera sido imposible sin éste tipo de amalgama. Esta característica relacional ha sido lo innovador y lo virtuoso del programa.

Esto se ha hecho en el marco de los objetivos del Plan Estratégico 2010-2014 de la empresa, donde se plantea desarrollar una estrategia articulada con la sociedad, que busca contribuir a satisfacer, de un modo eficiente, sostenible y seguro las necesidades de energía de las comunidades en las que opera. También, este Modelo Inclusivo de Gasificación Integral que acomete Gas Natural Fenosa desde hace ya 10 años, ubica a la compañía en línea con los propósitos de desarrollo enunciados en el Pacto Global, los objetivos del Milenio de Naciones Unidas y en la Misión, Visión y Valores de nuestro Grupo. Vale destacarlo cuando transcurre el "Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos" declarado precisamente por la Asamblea General de la ONU.

La compañía ansía que este modelo se reproduzca en otros lugares, en otros barrios del conurbano bonaerense, que gane escala, y que se amplíe a otros ámbitos, como modelo de desarrollo inclusivo en el mejoramiento de las infraestructuras en general en sectores con dificultades para acceder a estos beneficios. Este programa ya ha dado sus frutos pero vamos a continuar trabajando en él con toda la motivación y el entusiasmo que le pusimos desde su inicio.



Editorial

Por Santiago Luis Arturo de Montalembert
Presidente de la Fundación Pro Vivienda Social

De la asistencia a la promoción; y de allí a la transformación

Desde su creación, la vocación de la **Fundación Pro Vivienda Social (FPVS)** ha sido la de actuar sobre la realidad y buscar soluciones a problemas socioeconómicos a partir de la organización de la oferta y la demanda.

El tipo de programas que hemos desarrollado nos ha ido llevando de la asistencia a la promoción, donde hemos instalado un trampolín para lanzarnos a la transformación. Pasamos de las viviendas familiares a los barrios y hoy pensamos en las localidades; de tratar con familias a organizar asociaciones de vecinos, y hoy estamos comenzando a trabajar en la creación de vínculos con organizaciones de la sociedad civil, empresas y el Estado.

En ese marco, la relación con Gas Natural Fenosa, iniciada en enero de 2001, ha tenido continuidad y ha permitido generar un espacio de trabajo conjunto. Realizar proyectos, articular operaciones, encontrar un código común para ejecutar la tarea y, por sobre todo, contar con un modelo de articulación empresarial-social son resultados concretos que podemos mostrar juntos.

Para hacer posible esto la Fundación ha desarrollado una cultura organizacional que nos ha permitido convertir cada nuevo desafío y dificultad en una oportunidad de aprendizaje. Trabajar con una empresa era algo nuevo para nosotros y significaba desarrollar un nuevo lenguaje, aprender nuevos códigos, entender otras perspectivas; pero por sobre todo generar la confianza en que nuestra tarea garantizaba a la empresa el normal desarrollo de su operatividad y a los vecinos la prestación de un servicio de calidad.

Generar confianza para trabajar juntos y apoyarnos mutuamente fue producto de mucha interacción y de cumplir cada objetivo planteado. Asimismo poner sobre la mesa las dificultades que se iban presentando en el desarrollo de los proyectos generó una plataforma de transparencia que potenció el vínculo.

_ Pasamos de las viviendas familiares a los barrios y hoy pensamos en las localidades.

Las relaciones las llevan a cabo personas que son las que luego irradian al interior de cada organización su experiencia particular. De esta manera la confianza se fue desplegando en cada organización a partir de logros que fueron creando una plataforma común.

La FPVS comparte ahora con Gas Natural Fenosa su agenda de crecimiento, invitándola en una segunda etapa del vínculo a asociarse en el proyecto con el Fondo Multilateral de Inversiones del Banco Interamericano de Desarrollo, que permitirá la creación de tres fideicomisos con la participación de 7000 familias en cuatro años.

El desafío es implementar una operatoria que permita que entidades financieras, empresas proveedoras de materiales, empresas constructoras y gasistas matriculados se asocien al modelo de trabajo desarrollado por Gas Natural Fenosa y la Fundación en el marco de concursos de precios, contratos transparentes y trabajo continuo por cuatro años.

Nuestra expectativa es consolidar una plataforma que permita a empresas pequeñas y medianas y al sistema financiero desarrollar un trabajo en red. Esta sinergia permitirá abonar la esperanza de dar un salto de escala en la elaboración de proyectos, que posibilite acotar el déficit de provisión de gas por red en sectores de menores ingresos.



Editorial

Por María Bettina Llapur
Directora de Comunicación y Relaciones Institucionales de Gas Natural Fenosa
Directora de la Fundación Gas Natural Fenosa

Gas Natural Fenosa
y la Responsabilidad Corporativa

En **Gas Natural Fenosa** entendemos a la Responsabilidad Corporativa como el conjunto de acciones y programas que llevamos a cabo para vincularnos con los distintos grupos de interés y públicos con los que interactuamos a diario, con la finalidad de impulsar el desarrollo de los mismos.

Así hemos concebido desde siempre la Responsabilidad Corporativa, hemos cumplido 20 años y desde nuestros orígenes consideramos estratégico tener programas para favorecer a los clientes, proveedores, empleados y comunidad en general, entendiendo que las empresas más allá de cumplir con su fin específico también tienen que desarrollar programas para impulsar el desarrollo de la sociedad para la que trabajan. Las empresas son actores sociales y como tales es loable que realicen algo más que sus obligaciones puramente legales, para insertarse en la sociedad y así legitimar su actuación.

En este marco es que hemos venido desarrollando distintos programas y hemos priorizado, teniendo en cuenta que nuestra actividad es la distribución de gas natural por redes, dos tipos de programas:

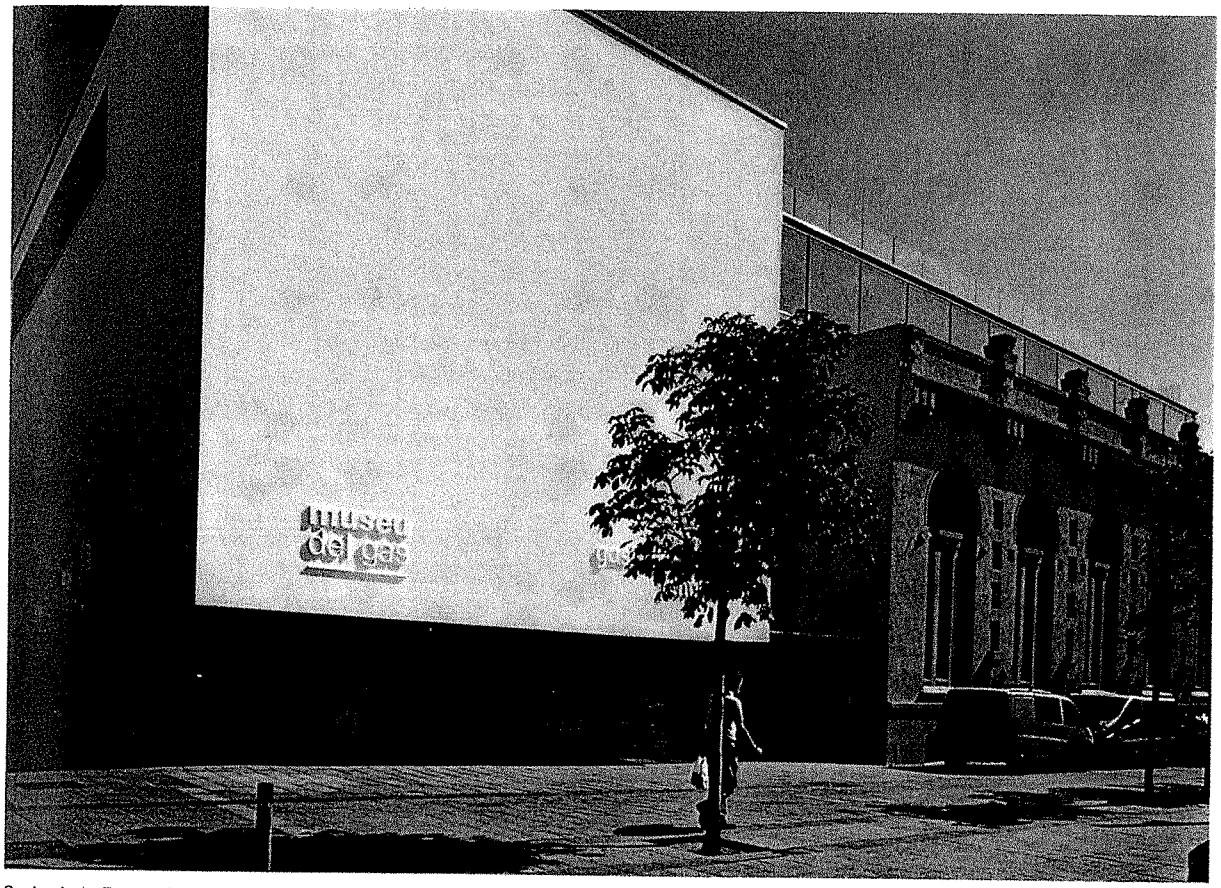
1) La promoción del uso responsable del gas, entendiendo por tal el uso eficiente, seguro y racional del mismo. Hemos venido realizando en los últimos 20 años programas dedicados tanto al público infantil como adulto, para que la población tome conciencia de que esta energía que manejamos y distribuimos debe ser usada de modo seguro y eficiente y, por sobre todas las cosas, responsablemente. El gas natural es un recurso no renovable y uno de los grandes desafíos que vive hoy la sociedad en su conjunto es hacer un uso eficiente de las energías que disponemos de cara a no comprometer el consumo de las próximas generaciones.

2) La otra prioridad en la que se ha venido trabajando y que es el motivo y objeto de esta publicación, es el diseño de un modelo de gasificación integral inclusivo, el cual apunta a que llegue el gas natural por redes a poblaciones postergadas y que no cuentan con este servicio. Modelo basado en la articulación y sinergia con organismos públicos, privados y ONGs.

Estamos convencidos que las empresas siempre pueden hacer un poco más para promover e impulsar el crecimiento de la sociedad.

Estamos convencidos que las empresas siempre pueden hacer un poco más para promover e impulsar el crecimiento de la sociedad y en esa senda venimos trabajando en Gas Natural Fenosa, no sólo con programas de la empresa sino también con programas de la Fundación Gas Natural Fenosa, para promover el desarrollo de pequeños emprendedores, el desarrollo del sector PYME, aulas de educación, talleres de artes y oficios para poblaciones carenciadas y el apoyo de emprendimientos que trabajan para la comunidad.

Estamos seguros que a través de la suma de todas estas acciones nos relacionamos con distintos grupos sociales y trabajamos en forma conjunta con ellos para impulsar el desarrollo social y todas estas actividades constituyen un orgullo para Gas Natural Fenosa de Argentina.



Sede de la Fundación Gas Natural Fenosa en Barcelona

Cultura empresarial
Impregnada en sustentabilidad

Gas Natural Fenosa tiene un amplio reconocimiento internacional por su participación social y comunitaria en proyectos de promoción del desempeño. Las acciones en materia de Responsabilidad Social y Medioambiental son llevadas a cabo tanto por la compañía como por su Fundación.

Un conjunto de comportamientos que pueden definirse como una cultura o una filosofía empresarial le han reportado al Grupo un reconocimiento internacional que puede sintetizarse en la clasificación que se le ha asignado en los últimos tres años, consecutivamente, en el ranking "Platts Top 250" como la primera compañía del mundo en el sector del gas.

Tal calificación contempla los resultados en términos de eficiencia y participación social y comunitaria de una compañía cuyo nacimiento se remonta al año 1843 y que desde entonces, al par de su actividad productiva, ha estado desarrollando y actualizando ejes estratégicos de sustentabilidad tales como su código de ética, gobierno corporativo, política de derechos humanos y responsabilidad

corporativa; transparencia en la gestión a través de su Informe de RC, y cumplimiento de los principios del Pacto Global y los Objetivos del Milenio fijados en las Naciones Unidas.

La Fundación Gas Natural Fenosa fue constituida en España en 1992 para desarrollar los valores del hombre, la sociedad y la tecnología, y sus complejas y mutuas interrelaciones en el contexto de los diferentes entornos.

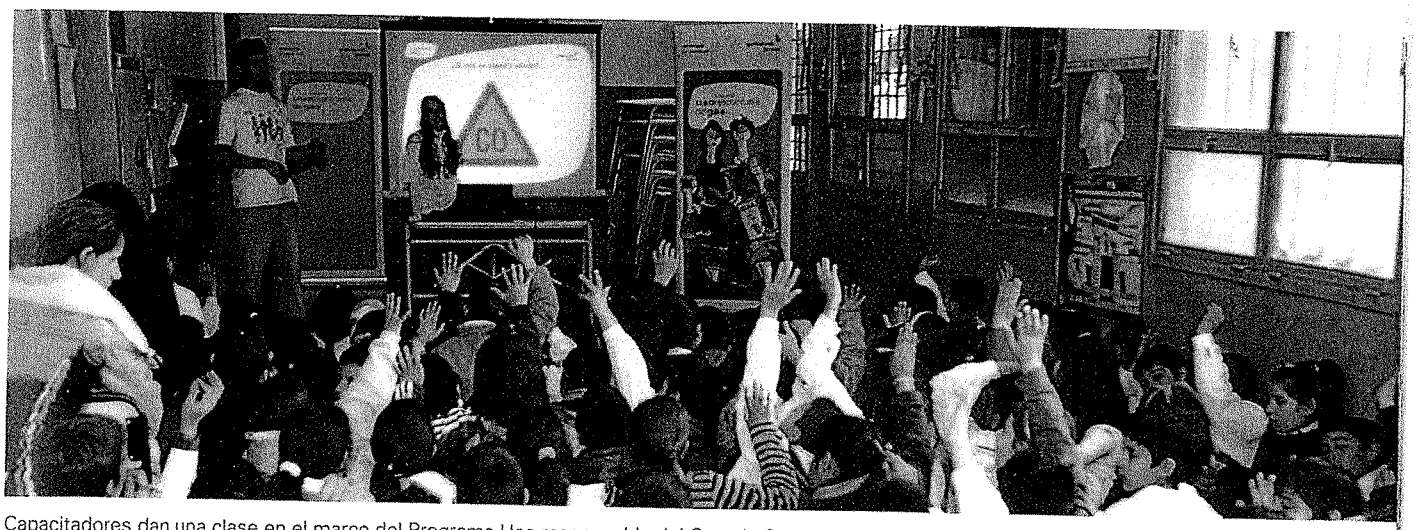
En Argentina la Fundación implementa proyectos de desarrollo sostenible, promoviendo acciones a favor de la educación, la promoción social, generando valor económico y capacitando para el trabajo.

Aquel mismo año, coincidentemente, la compañía se estableció en la República Argentina para prestar mediante una licencia que tiene 35 años de plazo prorrogables por otros 10 años el servicio de distribución de gas natural por red en una región de aproximadamente 15 mil Km2 que abarca 30 partidos o municipios de la zona noroeste de la Provincia de Buenos Aires, incluido el Gran Buenos Aires. La empresa sirve allí a aproximadamente 1,5 millones de clientes, unas 7 millones de personas. Por extensión y densidad poblacional esta es una de las concesiones de distribución de gas más vastas del mundo para una sola compañía.

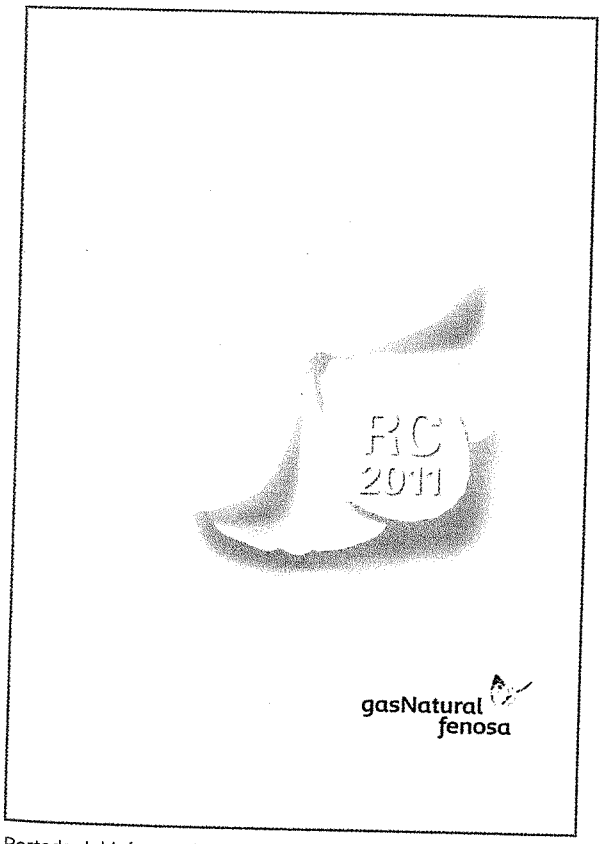
Prácticamente desde su instalación en la Argentina la Fundación emprendió actividades con sentido de aportación social, despojado de interés comercial. Baste citar dos programas destinados a sectores no involucrados necesariamente en el área de concesión: uno de ellos, desarrollado en los primeros años, se relacionó con temas de salud y desarrollo sostenible en la frontera argentino-boliviana. Otro, que lleva ya 11 años de ejecución, es el exitoso Programa Primera Exportación, creado



Empleados de la compañía que participaron del Programa Emprendedores Sociales, de la Fundación Gas Natural Fenosa, junto al presidente de Gas Natural Fenosa, Horacio Cristiani, y a la Directora de Comunicación y Relaciones Institucionales, Bettina Llapur



Capacitadores dan una clase en el marco del Programa Uso responsable del Gas, de Gas Natural Fenosa



Portada del Informe de Responsabilidad Corporativa del año 2011

en 2001 en un momento difícil de la economía y la sociedad argentina, con el propósito de promover las competencias exportadoras y la iniciativa empresarial de la pequeña y mediana empresa.

La Fundación desarrolla en España una intensa actividad de alta divulgación de la siempre compleja temática de la energía y el medio ambiente, y de sus expectativas de futuro en un horizonte de sostenibilidad, económica, social y ambiental, con seminarios de formación, trabajos de investigación y diferentes series de publicaciones.

La entidad tiene actividad en diferentes países de Latinoamérica como Argentina, Brasil, Colombia y México; pero también en el Magreb, con presencia en Argelia y Marruecos, y asimismo, en Europa, con actuaciones en Italia y Portugal. Los programas de la Fundación, distintos en cada país, se orientan a aportar valor a los requerimientos de la sociedad en elementos tecnológicos y de formación en diferentes ámbitos, con planteamientos claramente respetuosos con la personalidad de cada región.

Política de responsabilidad corporativa

Gas Natural Fenosa entiende la responsabilidad corporativa como el conjunto de acciones desarrolladas para establecer relaciones de confianza, estables, sólidas y de beneficio mutuo con sus grupos de interés. La adecuada relación con el entorno constituye un aspecto estratégico de primer orden para la compañía; es imprescindible para la generación de valor y para velar por la sostenibilidad de la compañía en el largo plazo. Esta política es la manifestación de un sistema de gestión de la responsabilidad corporativa que engloba a todo el Grupo.

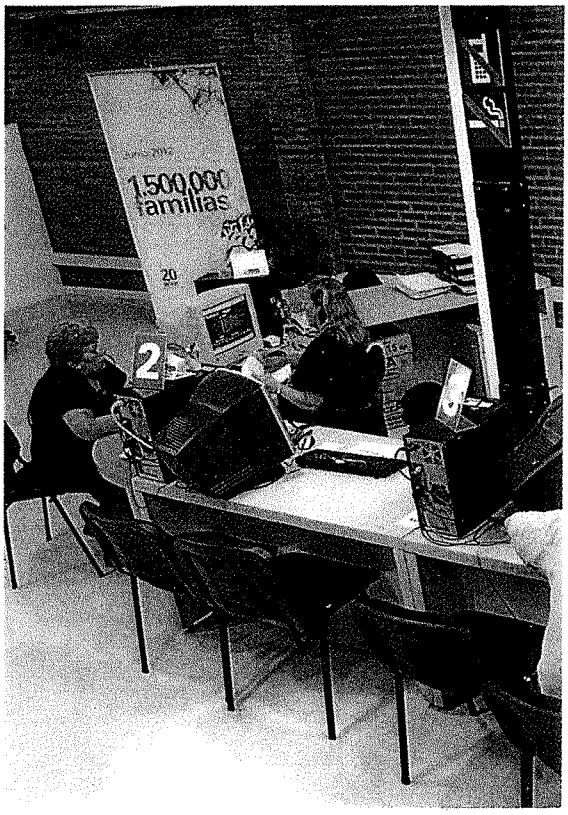
La definida Política de Responsabilidad Corporativa de Gas Natural Fenosa recoge los siete compromisos asumidos por la compañía en la materia: orientación al cliente, compromiso con los resultados, medio ambiente, interés por las personas, seguridad y salud, compromiso con la sociedad e integridad. La actualización de esta política fue aprobada por el Consejo de Administración el 17 de diciembre de 2010.

La compañía ha desarrollado un cuadro de mando específico para dar seguimiento a la Política de Responsabilidad Corporativa, reportar su grado de cumplimiento y fijar objetivos en la materia. Los indicadores fueron definidos mediante una metodología que tomó en cuenta criterios internos y externos de valoración de la responsabilidad corporativa, y en base a RepTrak, sistema utilizado por el Grupo para medir su reputación.

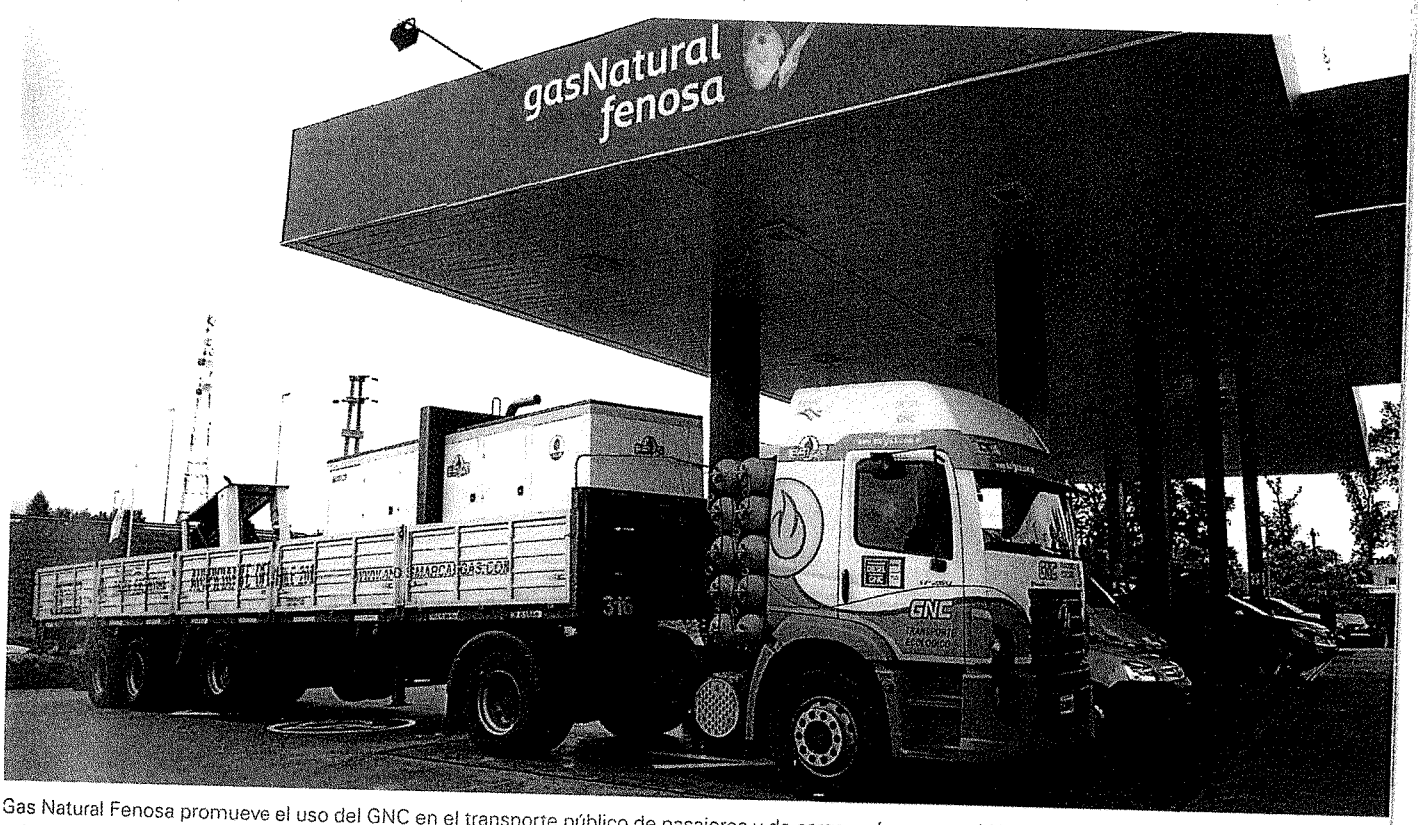
Todo esto se materializa en el Informe de Responsabilidad Corporativa (RC) que la compañía presenta anualmente desde 2004. Este reporte de sustentabilidad sigue los lineamientos de la Iniciativa de Reporte Global (GRI-Global Reporting Initiative).

En el año 2009 Gas Natural Fenosa fue una de las primeras compañías de Argentina que aplicó a la máxima categoría A+. Desde el primer informe, Gas Natural Fenosa verifica sus indicadores con una consultora de prestigio internacional.

Las acciones en materia de Responsabilidad Corporativa (RC) se planifican a partir de los compromisos asumidos con los grupos de interés: empleados, clientes, accionistas, proveedores y la sociedad en general. Se desarrollan tanto desde la compañía como desde la Fundación. El programa de gasificación de barrios de menores recursos es una de ellas.



Gas Natural Fenosa asigna crucial importancia a la atención a sus clientes, brindándoles las máximas comodidades y oportunidades de comunicación



Gas Natural Fenosa promueve el uso del GNC en el transporte público de pasajeros y de carga, así como también la fabricación de vehículos livianos bi-fuel. Las posibilidades del GNC como carburante alternativo a los derivados del petróleo siguen creciendo gracias a sus bajas emisiones contaminantes.

Orientación al cliente

En esta materia la Política de Responsabilidad Corporativa establece realizar esfuerzos dirigidos conocer y satisfacer las necesidades de sus lientes para darles respuestas rápidas y eficaces. ara ello, se procura construir relaciones de onfianza con vocación a largo plazo a través de n trato cercano y accesible; se escuchan sus piniones y se trabaja para mejorar continuamente calidad y la seguridad de productos y servicios.

Compromiso con los resultados

la compañía se elaboran planes, se fijan objetivos lectivos e individuales y se toman decisiones función de su impacto en la consecución de las alidades de su Visión, asegurando el cumplimiento los compromisos adquiridos y la asunción del el de incertidumbre mínimo necesario para anzar dichos objetivos. Entre las acciones stacadas en este orden se incluye la reducción eranual del 30% de la deuda financiera.

Medio ambiente

En este orden la política es desarrollar negocios con un horizonte que trascienda los intereses económicos inmediatos, contribuyendo al desarrollo económico, ambiental y social, tanto a corto como a largo plazo. Con respeto al entorno, Gas Natural Fenosa actúa más allá de la adaptación continua a la normativa vigente. En áreas en las que no existe legislación aplicable, se consideran las normas internacionales y la tendencia legislativa en la planificación de las actuaciones que puedan tener un impacto ambiental significativo.

En esta materia las acciones destacadas son la incorporación de consideraciones ambientales en las Cláusulas Generales de Contratación de Obras y Servicios, el desarrollo de tres estudios de impacto ambiental y el lanzamiento de la campaña de promoción de gas natural vehicular y de la campaña ¡EPA! para el ahorro de recursos naturales.

La compañía dedica también diversos programas para favorecer un entorno de trabajo respetuoso

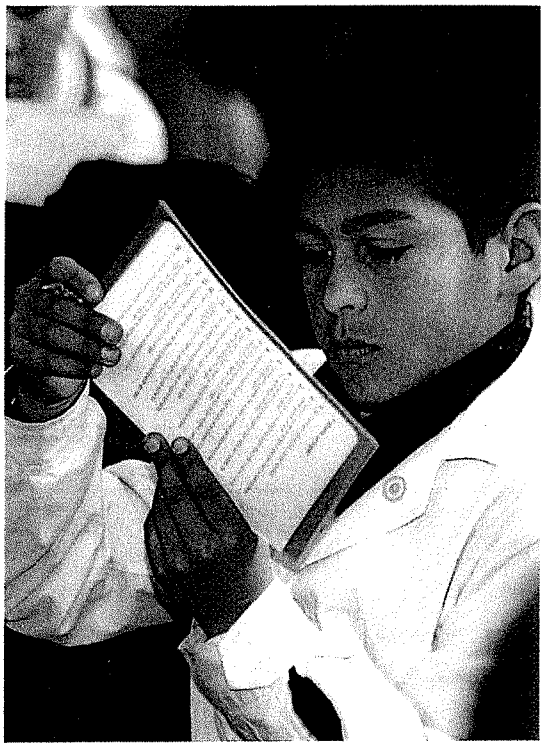
con sus empleados y comprometido con su formación y desarrollo profesional, e impulsa políticas para el desarrollo de una cultura de prevención que garantice las condiciones de seguridad y salud en toda la cadena de valor.

Interés por las personas

Gas Natural Fenosa promueve un entorno de trabajo respetuoso e implicado en la formación y desarrollo profesional de sus empleados, propiciando la diversidad de opiniones, perspectivas, culturas, edades y géneros en sus organizaciones.

En ese contexto, les proporciona formación y oportunidades de desarrollo profesional adecuadas a sus competencias; promueve un entorno de trabajo motivador, en el que se asegure y respete al empleado y la aportación responsable de sus iniciativas; fomenta la claridad de objetivos, el liderazgo eficaz, las compensaciones competitivas y el reconocimiento de los logros, y facilita las condiciones para el mejor equilibrio personal y profesional en un marco de igualdad y diálogo.

_ Gas Natural Fenosa promueve un entorno de trabajo respetuoso e implicado en la formación y desarrollo profesional de sus empleados, propiciando la diversidad de opiniones, perspectivas, culturas, edades y géneros en sus organizaciones.



Un alumno se informa en el Programa Uso Responsable del Gas versión niños

Seguridad y salud

En esta materia la compañía impulsa estrategias para la continua integración de la prevención en su cultura empresarial, garantizando las mejores condiciones para la protección de la seguridad y la salud en toda la cadena de valor. Para ello garantiza que la seguridad es una responsabilidad asumida colectivamente; procura formar adecuadamente y establecer canales de información, consulta y participación, como elementos clave de prevención; incorpora criterio preventivos en las decisiones y procesos de la empresa, nuevos proyectos, productos y servicio asegurando la mejora continua, y rechaza cualqui comportamiento que pueda generar un entorno laboral inseguro, intimidatorio u ofensivo.

Compromiso con la sociedad

La empresa acepta su responsabilidad y contribuye al desarrollo económico y social de los países en los que tiene presencia, aportando sus conocimientos, capacidad de gestión y creatividad. Para ello dedica parte de sus beneficios a la inversión social, manteniendo un diálogo permanente con la sociedad para conocer sus necesidades y procurar su satisfacción. Esto se concreta mediante la integración positiva en esas sociedades, evaluando el impacto social de su actividad y respetando la cultura, las normas y el entorno; generando valor a través de su actividad y con la colaboración con organizaciones no gubernamentales, la comunidad local y otros agentes sociales y promoviendo la educación, la formación, la riqueza cultural y la inclusión de los colectivos más desfavorecidos a través de la inversión social.

Integridad

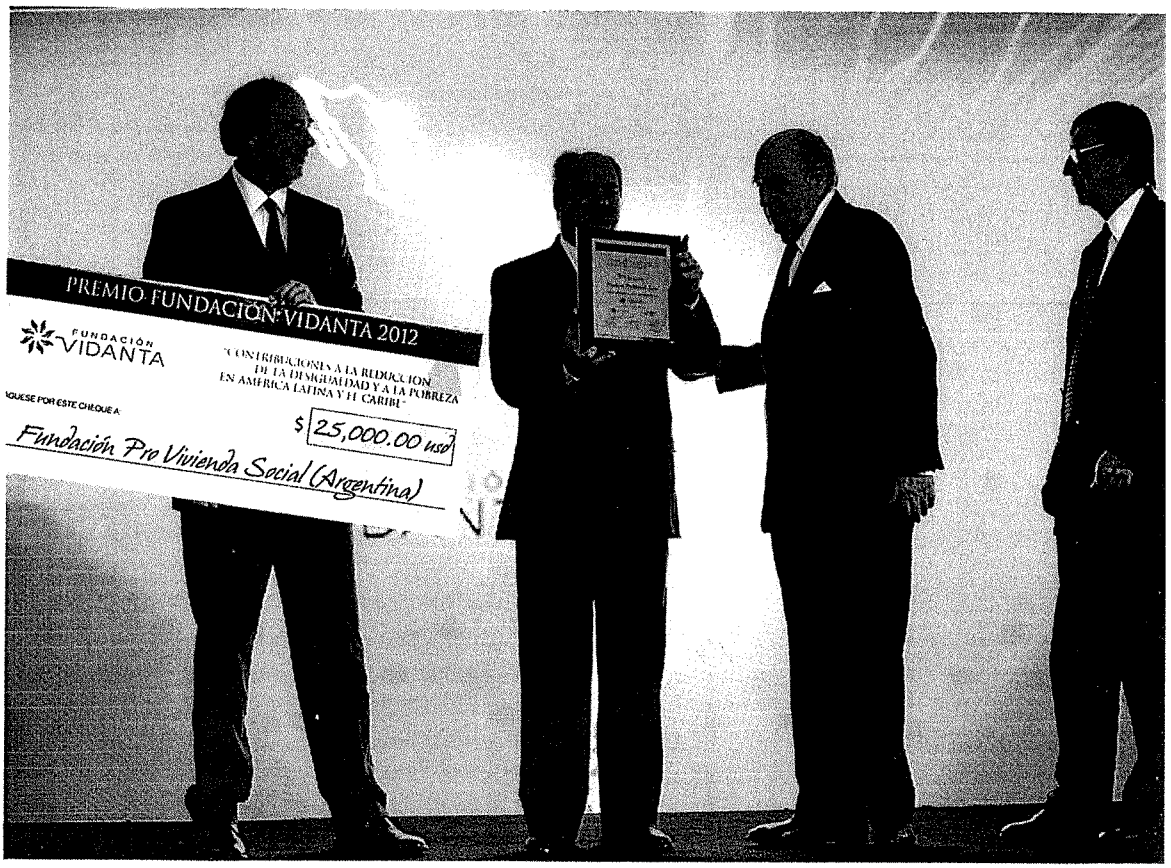
Gas Natural Fenosa fomenta que todos sus integrantes actúen con ética, honestidad e integridad, respetando los valores, principios y códigos éticos que impulsa el Grupo, contribuyendo así al aumento de la confianza hacia la empresa. Para ello, rechaza la corrupción, el fraude y el soborno en el desarrollo de su actividad y establece medidas para evitarlos y combatirlos, desarrollando canales internos que permitan la comunicación de irregularidades, respetando y protegiendo el anonimato del comunicante; respeta los principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas, así como los principios de la OCDE para el Gobierno de las Sociedades y también todos los aspectos recogidos en la Declaración Universal de los Derechos Humanos de Naciones Unidas y en la Declaración de la OIT, relativos a los principios fundamentales en el trabajo, prestando especial atención al reconocimiento de los derechos de las minorías étnicas, al rechazo a la explotación infantil, a los trabajos forzosos o a cualquier otra práctica que vulnere los derechos de los trabajadores.

Responsabilidad Social

En este tópico Gas Natural Fenosa aporta a la sociedad sus conocimientos, capacidad de gestión y creatividad, dedicando parte de sus beneficios a la acción social. Mantiene asimismo diálogo permanente con la sociedad para conocer sus necesidades y procurar su satisfacción, de manera de incrementar la credibilidad y prestigio del Grupo.

Son acciones destacadas en este orden el Programa Uso Responsable, el Programa Emprendedores Sociales de la Fundación Gas Natural Fenosa y los viajes de capacitación y negocios a Barcelona en el marco del Programa Primera Exportación.

Asimismo, presentó su "Código de Gobierno Societario" a la Comisión Nacional de Valores, actualizó el Código Ético y difusión a empleados, proveedores y colaboradores, realiza el seguimiento de las mejoras propuestas por el Modelo de Control Interno Económico Financiero en base a los criterios de SOX para los ciclos más relevantes del negocio y desarrolla 10 proyectos de Auditoría Interna.



El Director Ejecutivo de la FPVS, Raúl Zavalía, recibe el premio de la Fundación Vidanta, de manos del ex presidente del Uruguay, Julio María Sanguinetti, en un acto que tuvo lugar en México.

El capital social como herramienta de movilización y participación de las familias

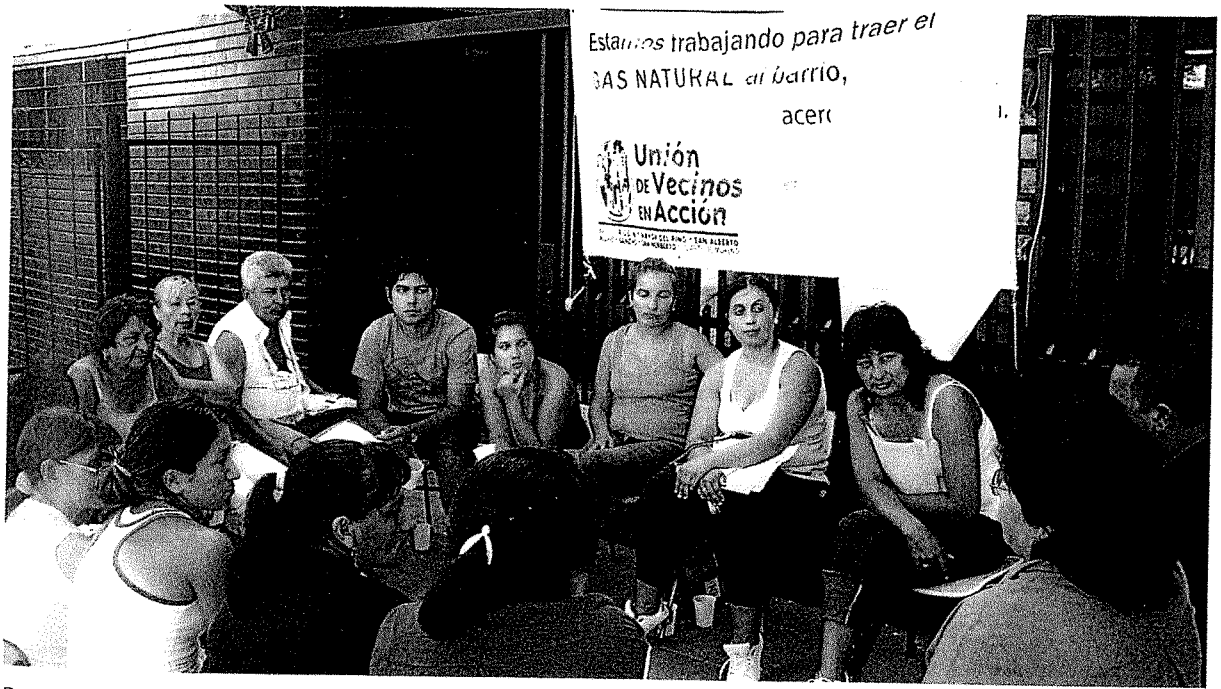
La institución trabaja en el Noroeste del segundo cordón del Área Metropolitana de Buenos Aires, una región donde la población padece de serios déficit de salubridad y habitabilidad. Otorga microcréditos y promueve los fideicomisos solidarios. Junto con Gas Natural Fenosa lidera el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral.

La **Fundación Pro Vivienda Social** es una ONG cuya misión y estrategia es contribuir a la solución del problema de la pobreza a través del mejoramiento de la vivienda y de las condiciones de vida de los sectores de menores ingresos, promover programas sociales que se orienten hacia la atención prioritaria de los grupos más necesitados, actuar asociativamente con organizaciones comunitarias locales, y transferir y replicar los modelos operativos que desarrolla y aplica.

A tales fines, la FPVS promueve la generación de capital social, materializado en una red de vecinos desde la cual se estructura la movilización y participación de las familias. Es así como en el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral, la estrategia de Gas Natural Fenosa y la Fundación hacia estos sectores periféricos se sustenta en el modelo de asociatividad para organizarlos.



El Presidente de la FPVS, Santiago Luis Arturo de Montalembert, preside el acto con el que se celebró la firma del convenio por el aporte del Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN), del Banco Interamericano de Desarrollo, con el fideicomiso Unión de Vecinos en Acción (UVA).



Reunión informativa de vecinos

Nacer, desarrollarse y contribuir al progreso del barrio propio



Laura Coronel, alegría y conocimiento al servicio de una causa.



Javier Tito Hereñú, compromiso y perseverancia en función social

Laura Coronel y Javier "Tito" Hereñú son dos ejemplos prototípicos de la importancia del desarrollo del capital social en zonas como en la que está en aplicación el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral. Ambos son jóvenes de origen muy humilde, oriundos de barrios aledaños a Cuartel V, dos nacidos y criados que se recibieron de Maestro Mayor de Obra en una escuela de la zona y gracias a la acción de La Fundación Pro Vivienda Social pudieron desarrollar sus vocaciones y a la vez colaborar con el mejoramiento de las condiciones de vida de sus vecinos.

Laura Coronel, del barrio Trujui, es hija de un albañil, quién se rehusó a enseñarle el oficio porque no quería llevar a su hija mujer a las obras. No obstante, no pudo evitar que ella eligiera la carrera de Maestro Mayor de Obra y apuntara a seguir arquitectura. "Llegué a la Fundación en 1998, para hacer una pasantía", relata.

Cuenta que hoy reparte su tiempo entre la atención de sus dos hijos y el trabajo en la Fundación, donde ha hecho un extenso recorrido de capacitación. "Cuando arrancamos con la pasantía asesorábamos en lo constructivo a los vecinos. Teníamos la posibilidad de ver casos reales, salir de la teoría del colegio, en una zona similar a la que nosotros vivíamos, donde los vecinos tenían la misma problemática, en casas iguales a las nuestras, con la misma humedad, por ejemplo...".

La historia de Tito Hereñú es, en ese sentido, paralela a la de Laura. Estudió en la misma escuela, obtuvo el mismo título, aunque primero se recibió de carpintero, y entró en la Fundación para la misma época. También ya tiene obligaciones de padre y con la ayuda de la Fundación sigue la carrera de arquitectura en la Universidad de Morón.

Tito reconoce que en un principio no creía que iba a poder desarrollarse en la zona, "pero cuando entre a trabajar acá –enfatiza- y conocí los movimientos sociales me di cuenta de que esto era lo mío; trabajar acá, en los barrios. Es una cuestión vocacional". Hereñú dejó un trabajo anterior cuando optó por la FPVS. "Dejé aquel trabajo por la pasantía. Fue muy fuerte. A mí esto me cambió la vida. Yo en la escuela entré haciendo carpintería, me recibí de carpintero y allí vi lo que era ser maestro mayor de obra y empecé a estudiar". Un dato de su compromiso y de su perseverancia: en 6 años de escolaridad secundaria, Javier nunca faltó a clase: asistencia perfecta.

Laura cuenta que en los primeros dos años en la Fundación fue asesora en lo constructivo. Que seguidamente se les ofreció a ambos la posibilidad de ser parte del staff y que entonces iniciaron un recorrido: "repartimos volantes, haciendo promoción de los créditos solidarios; después fueron dos años haciendo evaluación de riesgo crediticio, otros dos o tres añ haciendo cobranzas y después llegu a los fideicomisos. Todas las etapas fueron acompañadas con capacitaci

"Este es mi primer y mi único trabajo. Todo lo que fui aprendiendo lo aprendí acá adentro", dice y agradece Laura. "Trabajar en la Fundación me cambió la vida y la manera de pensar. Tal vez desde las pocas posibilidades que teni al venir de una familia súper humilde, no veía más allá de trabajar para ayuda a mis papás, pero después de la experiencia con los vecinos, del trato directo con la gente, de darme cuenta que uno tiene las mismas necesidades y los mismo sueños de mejoras para s barrio, descubrí que tenía una vocación por lo social", expresa la joven.

Javier también hace un reconocimie "A mí la Fundación me dio la mano que me permitió estudiar arquitectu que me resultaba muy difícil por cuestiones económicas y de tiempo Ahora quiero recibirme de arquitecto y seguir trabajando en los barrios".

Javier se emociona cuando destaca reconocimiento que los vecinos expr sobre su tarea y la de sus compañero "El impacto de nuestro trabajo se ve en las casas de los vecinos", expresa Y lo explica así: "Todos consideran como una primera etapa a la obra de gas e inmediatamente cuando la ven terminada, piensan en otro arreglo y empiezan a comprar material, a hace cosas que antes no habían pensado. Por ejemplo, tenían un contrapiso, les pasaste los caños por el piso y automáticamente ponen la cerámica

Laura lo define así: "Es como una semilla. Les ayudás a conectar el gas y les dejás implantada la semilla de la posibilidad de hacer otras cosas".



'ecinos y miembros de la FPVS festejan la llegada del gas natural por red a una manzana

"La Fundación se sostiene con ecursos propios, aportes de la lantropía local e internacional, recursos úblicos con destino a proyectos specíficos, operaciones de crédito on organizaciones orientadas hacia la ıversión social y donantes individuales."

a experiencia de Yunus

ı Director Ejecutivo, Raúl Zavalía, grafica así origen de FPVS, que se remonta al año 1994: :s una pareja que se armó entre dos grupos: o de la ciudad, compuesto por empresarios y adémicos, y otro integrado por trabajadores ciales, no de gente con origen en los propios rrios, sino personas que ya venían trabajando los barrios en otras organizaciones sociales, en)yectos vinculados con la cuestión del hábitat".

l siguiente paso fue la definición del proyecto u inserción geográfica", recuerda. "Fuimos a buscar experiencia internacional, y en esa búsqueda para la cuestión habitacional conocimos la experiencia de Yunus, en Bangladesh, basada en microcréditos para empleo. Allí decidimos orientarnos hacia lo que definimos como microcrédito solidario para la autoconstrucción".

A partir de allí se inició la búsqueda de zonas con las mayores necesidades. En febrero de 1995 se realizaron los primeros relevamientos, decidiéndose iniciar el accionar en la zona de Cuartel V, partido de Moreno, Provincia de Buenos Aires. Tras unos años de recorrido, se hizo una amplia encuesta entre los vecinos que confirmó que el camino era correcto y que debían realizarse adecuaciones para un mejor funcionamiento del programa. En el año 2000, la Fundación ya se encontraba enraizada en la zona. El alcance del proyecto llegó a una vasta región que abarca parte del noreste del segundo cordón del Área Metropolitana de Buenos Aires, que comprende los partidos de José C. Paz, Malvinas Argentinas, Merlo, Moreno y San Miguel. El área aproximada es de 643 km2, con una población de 1.623.500 habitantes, de los cuales 64,4% tenían necesidades básicas insatisfechas, expresadas en serios déficit en materia de salubridad y habitabilidad en sus viviendas, equipamiento, infraestructura urbana (veredas, pavimento, desagües pluviales entubados), y de espacios adecuados de recreación.

La Fundación se sostiene con recursos propios, aportes de la filantropía local e internacional, recursos públicos con destino a proyectos específicos, operaciones de crédito con organizaciones orientadas hacia la inversión social y donantes individuales.

Una de sus actividades principales es el otorgamiento de microcréditos para la autoconstrucción a vecinos que tienen dificultades insalvables para acceder a las vías formales del préstamo a través de la banca tradicional o de las entidades de crédito en general.

Para acceder a microcréditos de la Fundación se deben reunir grupos de cuatro familias que viven en el área de influencia de la ONG y asumen juntas un compromiso de ayuda recíproca.

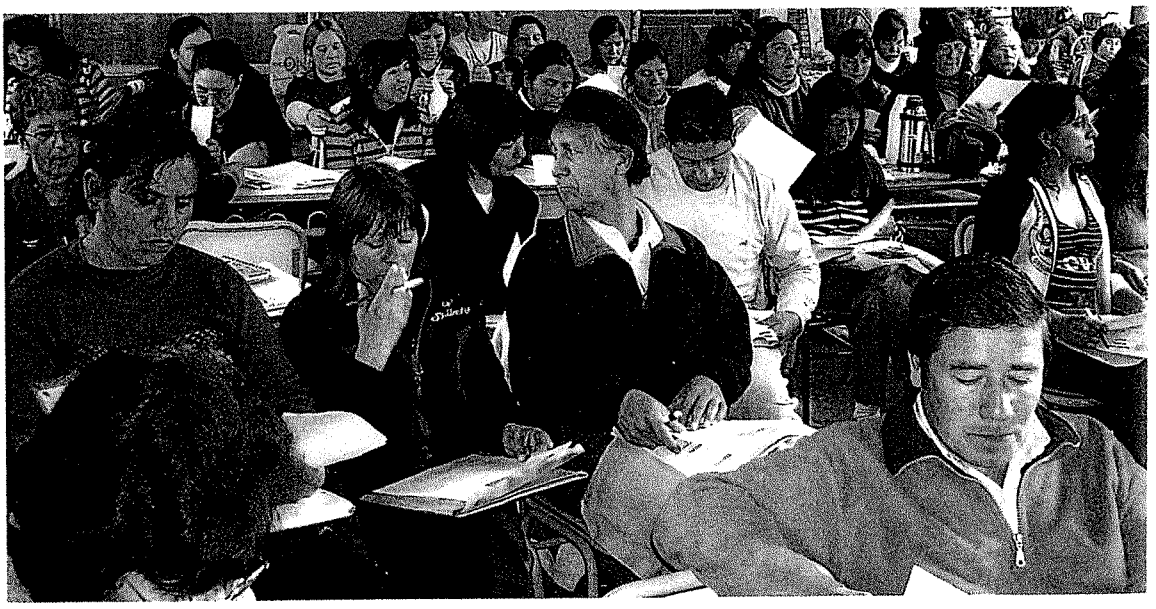
_ La FPVS promueve la generación de capital social, materializado en una red de vecinos desde la cual se estructura la movilización y participación de las familias. En el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral, la estrategia de Gas Natural Fenosa y la Fundación hacia estos sectores periféricos se sustenta en el modelo de asociatividad para organizarlos

Demanda de los propios vecino

A diciembre de 2001, cuando estalló la crisis socioeconómica, la FPVS había otorgado microcréditos para mejoramiento de vivienda a u 7500 familias a través de 2000 grupos solidarios, un monto en pesos equivalente a US$ 12 millone

Marcelo Zubrisky, directivo de FPVS, señala que en aquel contexto "a pesar de los problemas económicos, los vecinos priorizaron los pagos de cuotas de sus microcréditos y para ello la Fundac adecuó el modo de cobrar, recibiendo cuotas de pocos pesos semanales. Esta predisposición de vecinos a cubrir sus deudas nos llevó a finalizar lo créditos habiendo cobrado el 98% de los mismos

Fue precisamente entonces cuando en FPVS se empezó a hablar del Plan de Gasificación, como una demanda de los propios vecinos, que veían que este era el primer servicio público que podía recibir por gestión propia, dado que en otros, cor el agua y cloacas, por razones de infraestructura, la participación del Estado era irremplazable. "El equipo de la Fundación pasó mucho tiempo con los vecinos organizando este proyecto. Fue un esfuerzo muy grande de ambas partes que



Vecinos en actividad de capacitación

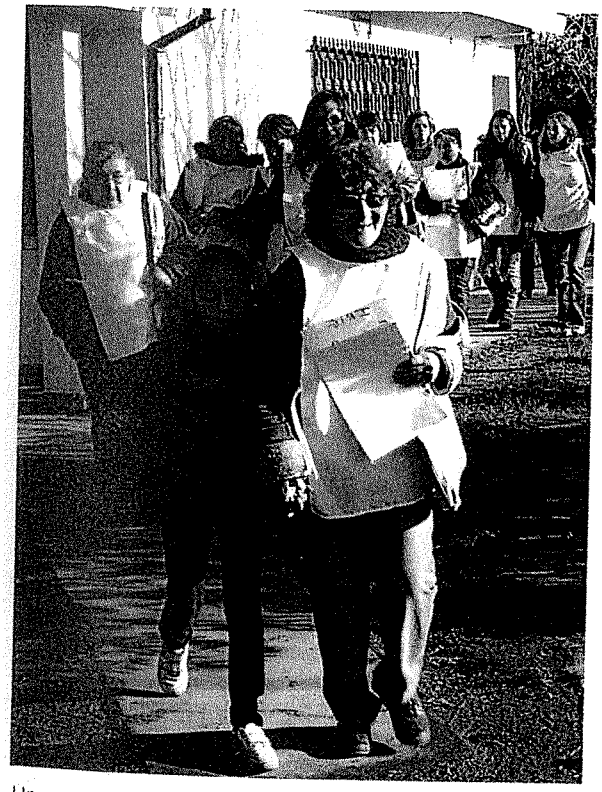
implicó un cambio cultural muy profundo en el interior de la Fundación. El proyecto empezó así en enero de 2001 y la tarea operativa, la obra, empezó poscrisis", puntualiza Zubrisky.

Zavalía relata que seguidamente, en el año 2002, la Fundación tuvo un gran impulso cuando con el proyecto de gasificación de barrios de bajos recursos, junto con Comunidad Organizada (organización de entidades vecinales de la zona), fue uno de los 30 ganadores del concurso Development Marketplace del Banco Mundial, donde obtuvo un premio de US$ 250 mil. "En el 2001 el Banco Mundial había abierto un concurso sobre cómo los vecinos de barrios periféricos podían acceder a los servicios públicos. Se anotaron 1600 organizaciones, de las cuales 800 pasaron la primera vuelta y 200, entre las que estaba la nuestra, pasaron la segunda. Junto a vecinos representantes de la Comunidad Organizada viajamos a Washington en enero del 2002. La Argentina estaba en plena crisis. Apenas si pudimos pagar los pasajes. Finalmente esos fondos fueron aplicados al primer fideicomiso del proyecto de gasificación de Cuartel V".

Premio Vidanta

En el año 2012, la Fundación Pro Vivienda Social recibió en México uno de los premios que la Fundación Vidanta otorga anualmente a instituciones que realizan actividades específicas de combate a la pobreza, la desigualdad y la discriminación en América Latina y el Caribe. En este caso se trató de trabajos concretos que brindan acompañamiento psicosocial y capacitación en temas de ciudadanía a mujeres inmigrantes, que luchan contra la trata de personas y que posibilitan el acceso a mejor vivienda y servicios esenciales.

La FPVS recibió por ese premio la suma de US$ 25.000. El ex presidente de la República Oriental del Uruguay, Dr. José María Sanguinetti, fue uno de los miembros del Jurado y también una de las personalidades que tuvieron a su cargo la entrega del premio al Director Ejecutivo de la FPVS, Raúl Zavalía.



Un grupo de vecinos sale en campaña de adhesión, en el marco del programa Quiero Gas

FUNDACION
Pro Vivienda Social

Sede Capital Federal:
Perón 667, PB (C1038AAM) Buenos Aires, Argentina
Teléfono: AR (54-11) 4321-2700 int. 8171

Sede Moreno:
Camping "La Amistad" Ruta 23 s/n y Merlo
(0744) Cuartel V, Moreno, Provincia de Buenos Aires
Teléfono: AR (54-2320) 455604

Sede San Miguel:
Roca 1032 (1663) San Miguel, Provincia de Buenos Aires
Teléfono: AR (54-11) 4451 8187 / 7643 o 4667 2794

www.fpvs.org
info@fpvs.org

La gasificación inclusiva
cumple los requisitos del Pacto Global a las empresas

Se trata de 10 principios en materia de Derechos Humanos, Normas Laborales, Medio Ambiente y Lucha contra la Corrupción. El Programa de Naciones Unidas para el Desarroll (PNUD) comprometió su apoyo efectivo al proyecto en aplicación en Cuartel V.



Flavio Fuertes, referente de Punto Focal del Pacto Global

La incorporación del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) representa un fuerte respaldo al Modelo Inclusivo de Gasificación Integral. Se trata de un respaldo institucional y también económico, en tanto el PNUD contribuirá efectivamente a su desenvolvimiento "a través de la adquisición de partes, de insumos y del monitoreo del programa", según manifestó **Flavio Fuertes**, referente en Argentina de Punto Focal del Pacto Global de Naciones Unidas, quien precisó que "el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo apoya la generación de negocios inclusivos" y que "por ello ha decidido brindar su contribución al Modelo Inclusivo de Gasificación Integral".

El Pacto Global o Mundial es una declaración de 10 principios en materia de Derechos Humanos, Normas Laborales, Medio Ambiente y Lucha contra la Corrupción establecida en el año 2000 entre las Naciones Unidas y el mundo de los negocios, a la que las empresas pueden acogerse voluntariamente.

El compromiso implica desarrollar prácticas inspiradas en aquellos valores fundamentales para resolver necesidades socioeconómicas, con el objetivo de que todos los pueblos del mundo compartan los beneficios de la mundialización. Fuertes destacó que "Gas Natural Fenosa fue una de las empresas pioneras en suscribir a los principios de actuación empresarial y, con ello –agregó-, nos ha ayudado a crear una mayor conciencia social en el tejido empresarial".

La incorporación del PNUD al programa de gasificación se estableció mediante un convenio firmado por el Presidente de la Fundación Pro Vivi Social (FPVS), Santiago Luis de Montalembert, y e Representante Residente del PNUD en la Argentir Martín Santiago, en un acto del que participaron Horacio Cristiani, Presidente de Gas Natural Fenos Gabriel Giacobone, del Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto; Raúl Zavalía Lagos, Director Ejecutivo de FPVS, y vecin beneficiarios integrantes de los fideicomisos.

Fuertes consideró al proyecto "relevante porque cumple con lo que el Pacto Global pide en principio que hagan las empresas: ejercicios de Responsabilidad Social Empresaria que contemple acciones de Derechos Humanos, Derechos Labor Medio Ambiente y Lucha contra la Corrupción".

Para poner en contexto el programa de gasificació los alcances del Pacto Global, Fuertes definió a es como "una iniciativa voluntaria de las Naciones Ur destinada a profundizar la cultura de la Responsab

Social Empresaria en pos de lograr una economía global inclusiva y sustentable, constituida por una red de empresas que adhieren a la iniciativa alrededor del mundo, en estrecha relación con el Sistema de Naciones Unidas en cada uno de los países".

Asimismo lo describió como "una plataforma para el diálogo y para el trabajo entre empresas, Naciones Unidas, grupos de interés y gobiernos, con el objetivo de difundir valores universales y prácticas empresariales sustentadas en éstos".

"Claramente la extensión del servicio de gas por red va en línea con la promoción de los Derechos Humanos", comentó Fuertes, quien consideró que "este proceso tiene una consecuencia adicional: no sólo brinda acceso a un servicio público con el que se mejora la calidad de vida de los vecinos que lo reciben, sino que los convierte en ciudadanos, ya que antes estaban virtualmente marginados. La boleta del servicio de gas les permite obtener préstamos y beneficios a los que estos grupos vulnerables antes no podían acceder".

El funcionario destacó que el Pacto Global "les pide además a las empresas que hagan ejercicios con grupos de interés, de personas, de organismos de la sociedad" y que "mediante este programa, Gas Natural Fenosa hace exactamente eso. Esta alianza pública-privada conduce a alcanzar objetivos donde todos ganan", añadió.

Al referirse puntualmente al proyecto de gasificación por red, Fuertes comentó que "es muy bueno porque este servicio reduce la posibilidad de accidentes, mejora la calidad medioambiental" y que el proyecto "no es un ejercicio de filantropía, sino que los acuerdos han sido fruto del diálogo entre las partes".

Fuertes manifestó que "en la primera etapa del proyecto el Punto Focal del Pacto Global actuó sólo como observador, pero ahora hemos comprometido nuestra participación a través del PNUD –dijo- mediante un Acuerdo de Colaboración que en términos de implementación implica apoyar a la Fundación Pro Vivienda Social a través de adquisición de partes, de insumos y de monitoreo del programa".

mpactos positivos
ın la economía,
ɔ social y lo ambiental

ceads



Lic. Ana Muro, Coordinadora del Area de Responsabilidad Social Corporativa y Negocios Inclusivos del Consejo Empresario Argentino de Desarrollo Sustentable (CEADS)

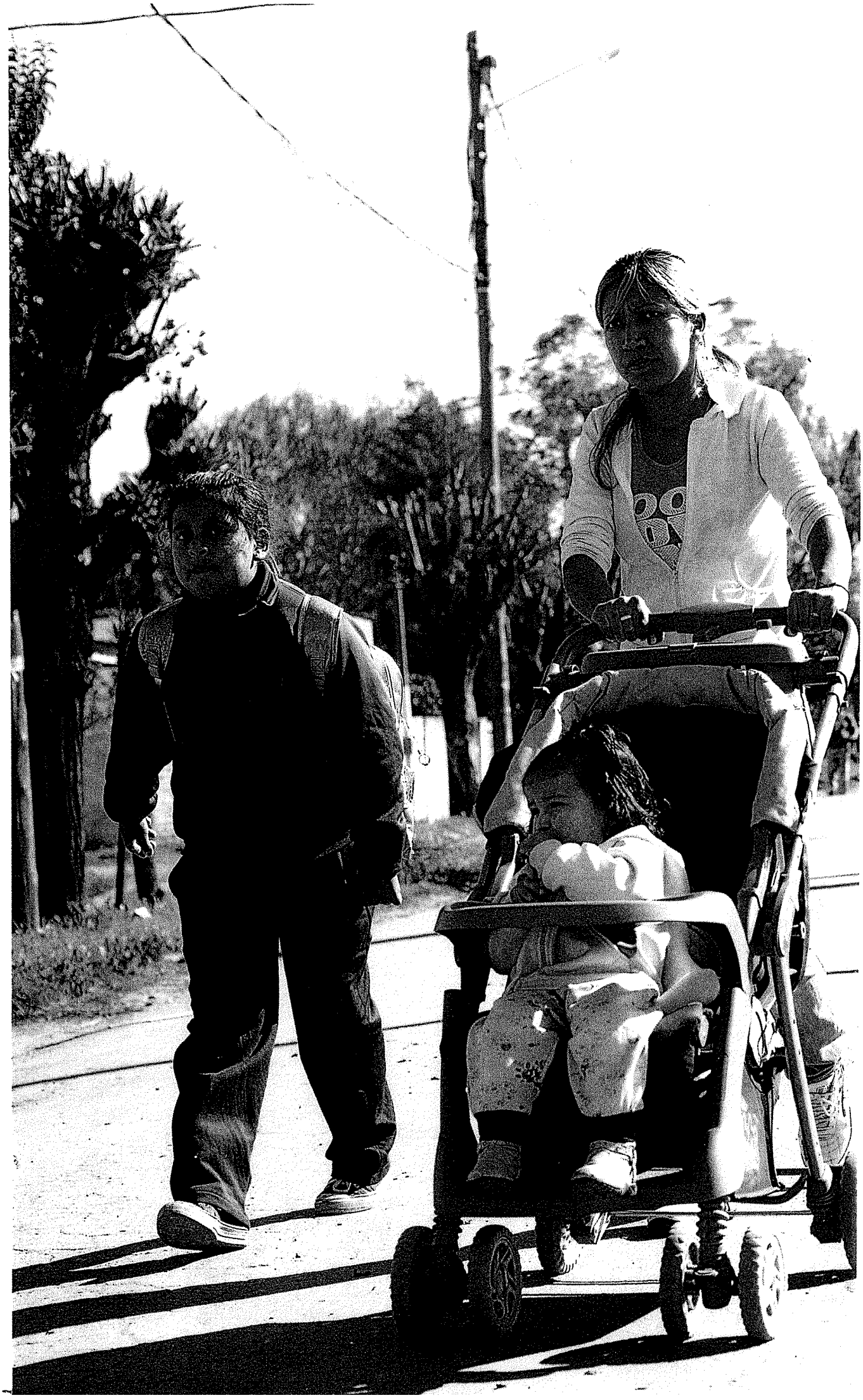
ı Coordinadora del Área de esponsabilidad Social Corporativa Negocios Inclusivos del Consejo mpresario Argentino de Desarrollo stentable (CEADS), Lic. **Ana Muro**, plicó que el programa de gasificación barrios de bajos recursos de s Natural Fenosa es sustentable icisamente porque "genera impactos sitivos en tres pilares fundamentales e caracterizan a la sustentabilidad: el nómico, el social y el ambiental".

el orden económico señaló que rograma fue diseñado de forma que tanto la empresa como la unidad obtengan beneficio del lido de la red de gas. "No se trata in programa asistencial, porque la resa hace una inversión y de ella ene una ganancia. En este caso –se ayó- para asegurar la rentabilidad, mpañía programó plazos de repago acomodados a la capacidad de contribución de los vecinos".

Luego apuntó que en el marco social la iniciativa de Gas Natural Fenosa tiene un valor sustancial por cuanto "involucró a una zona absolutamente carenciada, habitada por una comunidad aislada y vulnerable a la que nunca antes le había sido ofrecido un servicio público".

"Los beneficios para la comunidad son múltiples –añadió la Lic. Muro- empezando por el hecho de que el costo del gas natural por red es mucho más económico que el del gas provisto en garrafa. Luego, el acceso a este primer servicio público valorizó las viviendas e impulsó a los vecinos a organizarse, a conocerse, a fortalecerse como comunidad, hasta a crear una ONG, 'Comunidad organizada', mediante la cual están llevado adelante otras iniciativas".

En ese sentido indicó que "los vecinos se vincularon con la Municipalidad, empezaron a armar el catastro, la cuadrícula del ejido; le pusieron nombre y número a las calles, de modo que ahora pueden recibir correspondencia, facturas, lo cual les permite gestionar otros servicios y acceder a créditos. Empezaron a trabajar también en proyectos educacionales y en otros emprendimientos de interés para la comunidad". Por fin, en el pilar ambiental "el programa también es absolutamente ventajoso -afirmó la Lic. Muro- por cuanto siendo que el gas natural tiene baja emisión de contaminantes, el fluido servido por red tiene menor impacto aún que el envasado. Por otra parte, tanto el tendido de la red como la conexión domiciliaria se hacen bajo estrictas condiciones de seguridad que están en línea con las normativas y regulaciones vigentes".



Modelo Inclusivo de Gasificación Integral

Una fórmula mediante la cual todos ganan: los vecinos, el tejido social y la empresa

Gas Natural Fenosa y una ONG, Fundación Pro Vivienda Social, sin resignar objetivos de resultados económicos y de solidaridad, desarrollaron junto con vecinos de barrios de bajos recursos del Municipio de Moreno, Provincia de Buenos Aires, el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral, mediante el cual se instala una red de gas natural domiciliario para 12.000 familias. La herramienta financiera es el fideicomiso. Tanto la banca multilateral como la privada local juegan un papel fundamental en el sistema, pero la clave del éxito es el espíritu de colaboración expuesto por todos los actores, en forma especial por los propios vecinos y los denominados desarrolladores barriales. La llegada del gas por red mejora la calidad de vida y el reconocimiento social de las familias que lo reciben.

Verano 2001/2002. Las tardes calientes en Cuartel V, partido de Moreno, Provincia de Buenos Aires, con sus calles de tosca, parecían más polvorientas. Las casas humildes, algunas a medio terminar, otras a medio destruir, lucían más humildes aún. La Argentina vivía la crisis socioeconómica más severa de su historia y el impacto en esa barriada humilde del conurbano bonaerense era aún más severo; la carencia, más ensañada.

Cuando se desplomó la crisis de principio de siglo, los vecinos de Cuartel V –que mantiene el nombre de la antigua nomenclatura catastral- debatían acerca de una ilusión que prometía progreso: el tendido de la red de gas natural mediante un sistema de ejecución y financiamiento que cambiaba el paradigma de la inversión en infraestructura de servicios. También cambiaría la calidad de vida de los habitantes.

Moreno es uno de los 30 municipios de la zona norte y oeste de la Provincia de Buenos Aires -incluyendo los del conurbano bonaerense- que forman parte de la licencia para la prestación del servicio de gas natural por redes que Gas Natural Fenosa se adjudicó por 35 años, prorrogables por otros diez, en licitación pública internacional en 1992.

Al momento de iniciar la gestión, en diciembre de aquel año, la compañía contaba con 920 mil clientes. Recientemente la empresa anunció la



La llegada del gas por red estimuló entre otras cosas emprendimientos gastronómicos, dando nuevas oportunidades de trabaj

incorporación de su cliente 1.500.000. De tal forma, contribuyó al mejoramiento de la calidad de vida d 2,5 millones de habitantes en su área de influencia. La extensión de las redes de gas natural en el área llega hoy a 23.400 kilómetros. Uno de los grandes desafíos que afrontaba la compañía al tomar la concesión era la incorporación a la red de extensas franjas sociales rezagadas socioeconómicamente que habitaban en la región.

Moreno está ubicado al oeste de la región metropolitana de la Provincia de Buenos Aires. Limita con los partidos de General Rodríguez y Marcos Paz al oeste; con Pilar al norte; con Merlo e Ituzaingó al sudeste y con San Miguel y José C. Paz al nordeste. Está dividido en seis localidades: Moreno, Trujui, Paso del Rey, La Reja, Francisco Álvarez y Cuartel V.

Cuartel V, a su vez, se extiende en la parte norte de Moreno, a unos 44 kilómetros del centro de la Ciudad de Buenos Aires, pero para los pobladores entonces quedaba "al fondo" del partido, sin que se pueda definir si la expresión refería a las dificultades de acceso y comunicación con el centro o a un valoración, reflejada en el sentimiento de "aisla u "olvidados" que embargaba a sus habitantes De acuerdo con los censos nacionales de pobl en el año 2001 Moreno tenía 380.503 habitant los cuales 38 mil residían en Cuartel V. El porce de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) de partido era uno de los más altos del país; alcan a 24% de los hogares. En 2010, en el municipi residían 462.242 habitantes, en 137.369 hogar

_ "Los vecinos de Cuartel V querían tener gas y esa zona formaba parte de la concesión de esta compañía"

_ En el año 2001, poco antes de que se declarara la gran crisis, la compañía tomó contacto por primera vez con la Fundación Pro Vivienda Social

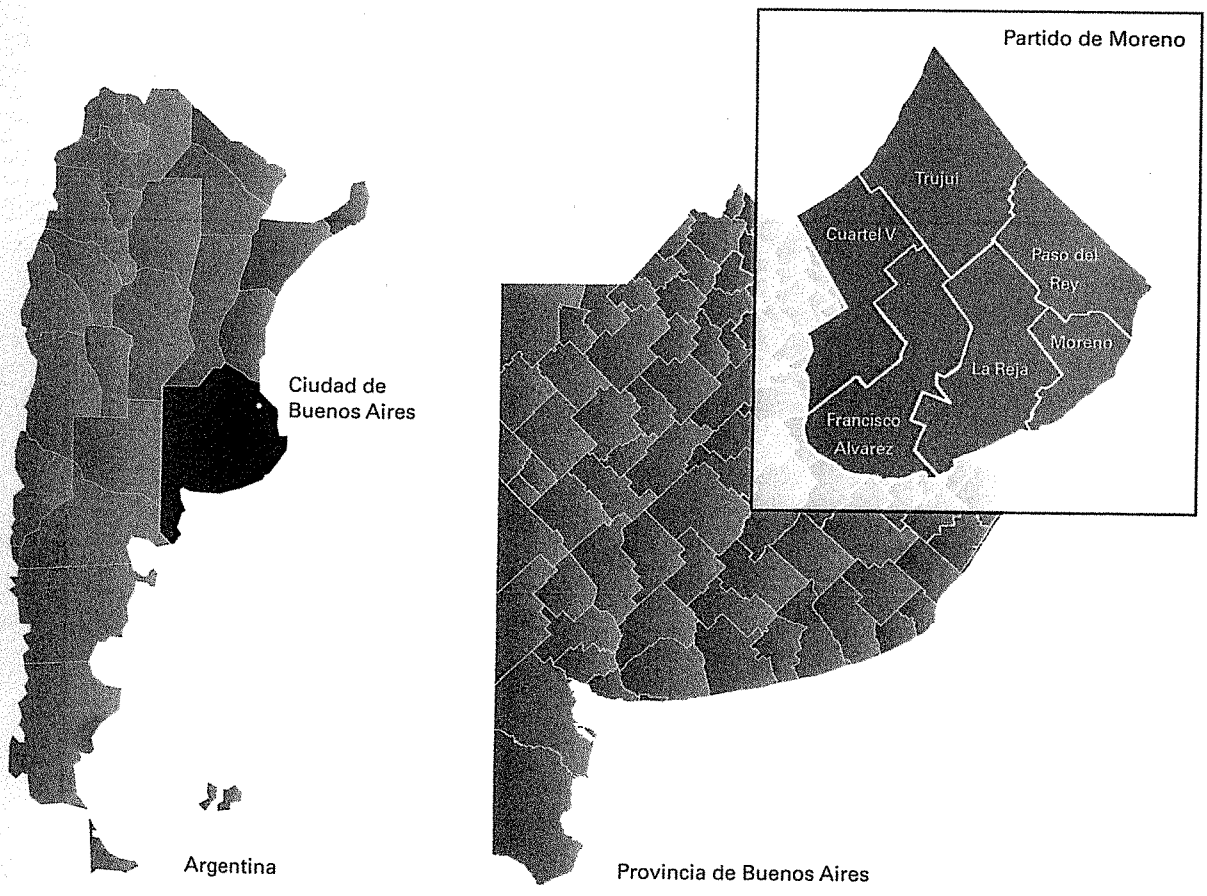
Los comienzos

Desde sus primeros años en Argentina, Gas Natural Fenosa mostró su determinación de incorporar a la red de gas a sectores rezagados socioeconómicamente.

En ese entorno, en el año 2001, poco antes de que se declarara la gran crisis, Gas Natural Fenosa tomó contacto por primera vez con la Fundación Pro Vivienda Social (FPVS). **Raúl Zavalía**, Director Ejecutivo de la Fundación, recuerda su primera visita, realizada en enero de aquel año. Dice que fue a la casa central de la empresa por una coincidencia que no podía llevarlo a otro lugar: "los vecinos de Cuartel V querían tener gas y esa zona formaba parte de la concesión de esta compañía". El deseo de los vecinos se patentizó en un relevamiento de necesidades e inquietudes que la Fundación realizó en Cuartel V en 1999.

¿Por qué Moreno? ¿Por qué Cuartel V? Zavalía presentó a los directivos de la empresa los resultados de un plan de microcréditos para mejoramiento de vivienda que la Fundación había otorgado a unas 7500 familias por unos US$ 12 millones a través de 2000 grupos solidarios: "siendo aquel el peor momento de la crisis, se había recuperado ya el 98% de lo invertido". Aquel programa, relata el ejecutivo social, "se fondeó con la participación de filántropos y después con deuda internacional".

Ubicación geográfica del Partido de Moreno



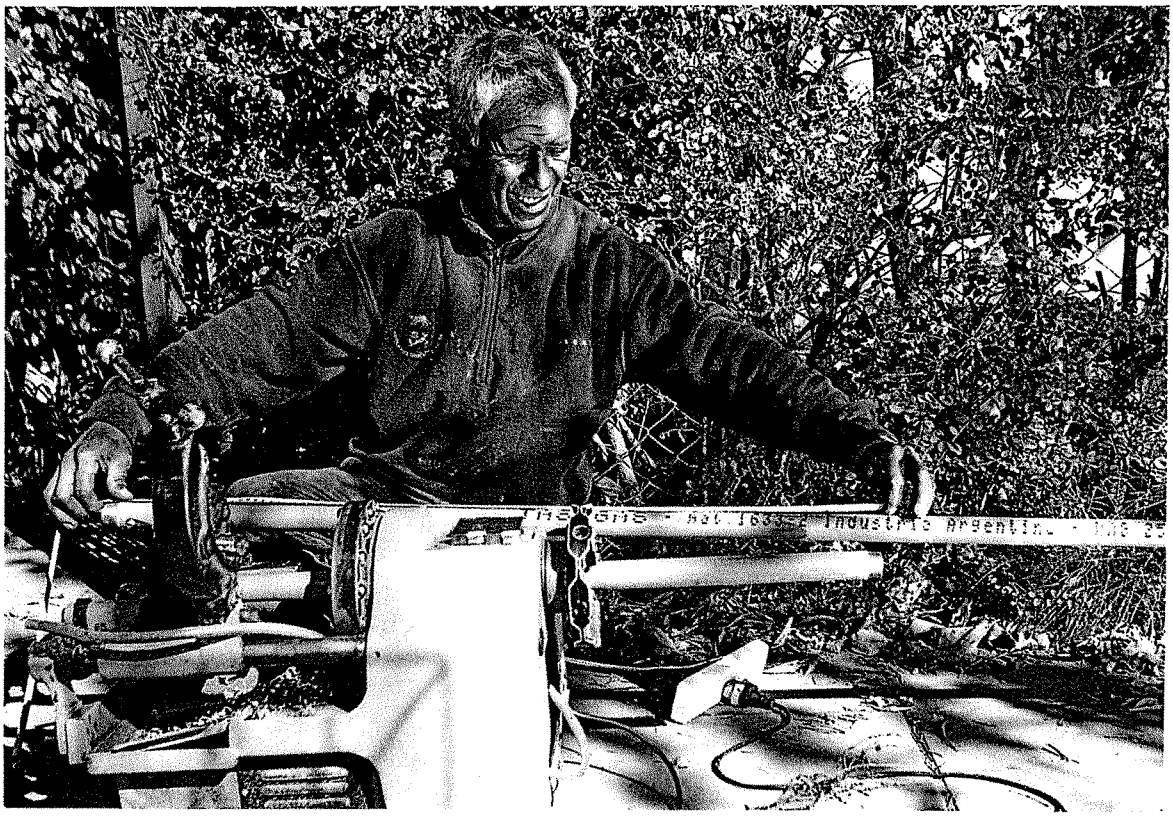
Conveniencia de la gasificación integral

Un relevamiento de las necesidades e inquietudes realizado en Cuartel V en 1999 confirmó que los vecinos estaban interesados en explorar alternativas de solución a sus problemas de infraestructura y acceso a los servicios por lo cual, después de analizar alternativas, la Fundación pro Vivienda Social seleccionó el gas natural como nuevo evento movilizador.

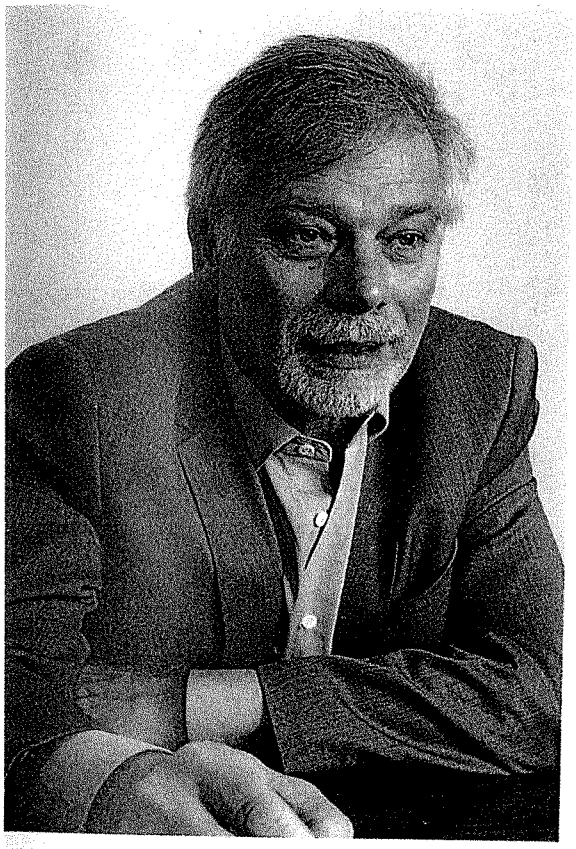
La FPVS planteaba que las infraestructuras representaban una posibilidad capaz de atraer los recursos de varios actores de la oferta y de promover la organización de la demanda y que una acción conjunta dejaría capacidad instalada que incrementaría el Capital Social de la zona, a partir de la regeneración de la confianza entre los vecinos.

Las ventajas que representa la red de gas domiciliario son elocuentes:

- Mejora la calidad de vida de las familias: agua caliente, calefacción, mejor cocción de los alimentos;
- Genera ahorro debido a la sustitución de combustibles o sistemas más costosos: por ejemplo, la garrafa cuesta entre 4 y 10 veces más que el gas de red;
- Brinda mayor confort y previsibilidad: No hay que ir a comprar la garrafa y no se acaba de repente;
- El gas es un combustible más limpio, que reduce las emisiones de monóxido de carbono y otros gases contaminantes, comparado con sus sustitutos (leña, kerosene, carbón, etc.);
- Para las familias que no poseen e dominio perfecto de su propiedad, el cobro por factura es un primer paso hacia la formalización de su título de propiedad;
- Las viviendas con gas aumentan su valor de venta en aproximadamente 10%;
- Las pymes alcanzadas por este beneficio logran mejorar notableme sus márgenes y sus niveles de producción (panaderías, viveros, et
- Se verifican impactos beneficiosc en la salud, dados por la reducción enfermedades respiratorias (UTDT)



Un operario trabaja roscando caños



oracio Cristiani, actual presidente de Gas Natural Fenosa, fue impulsor del proyecto desde sus inicios, cuando era Director omercial



Raúl Zavalia bregó para llevar adelante el programa con Gas Natural Fenosa. El predicamento social de la FPVS es un gran activo del emprendimiento

' por qué gas y no otro servicio público? Zavalía explica así: "porque tenía posibilidad de stentabilidad en el largo plazo. Gas Natural Fenosa nía un caño de gas en el primer barrio y también taba en la proximidad la Planta Reductora de compañía, sobre la Avenida Derqui, de la cual díamos abastecernos. Por otra parte, como el odelo de gestión del gas es independiente de la ción estatal directa, este servicio tiene mayor sarrollo que los de agua y cloacas. Esto hace que desarrollador barrial natural del conurbano, que es vecino, tenga en ese sentido la iniciativa pública".

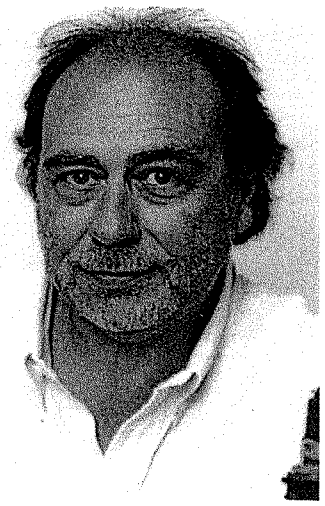
racio Cristiani, actual presidente y entonces ector Comercial de Gas Natural Fenosa en entina, fue quien en el año 2003 le dio impulso iniciativa conjunta con la FPVS, una confluencia derivaría en un nuevo modelo de gestión que Natural Fenosa denominó Modelo Inclusivo Gasificación Integral, consistente en un trabajo ncomunado de la empresa con la Fundación, el municipio y especialmente los vecinos para posibilitar la gasificación de barrios de bajos recursos.

Cristiani memora que en los tiempos de la crisis de los años 2001 y 2002, el conflicto de la Dirección Comercial "no era el crecimiento, sino cómo cobrarles a los clientes". Paralelamente existía la certeza de que para seguir creciendo "había que incorporar clientes de los barrios de menores recursos porque el resto estaba todo gasificado".

_ La implementación e instalación de los servicios ha creado nuevos puestos de trabajo e impulsó la formación de microemprendimientos productivos y comerciales



La Directora de Comunicación y Relaciones Institucionales de Gas Natural Fenosa, Bettina Llapur, destaca el compromiso de la empresa en la difusión del uso responsable del gas



El Director de Proyectos de la FPVS, Marcelo Zubrisky, señala el trascendente protagonismo del vecino, en su doble rol de vecino y fiduciante

_ Los fideicomisos constituidos por la Fundación Pro Vivienda Social recibirán aportes por 80 millones de pesos de diferentes actores

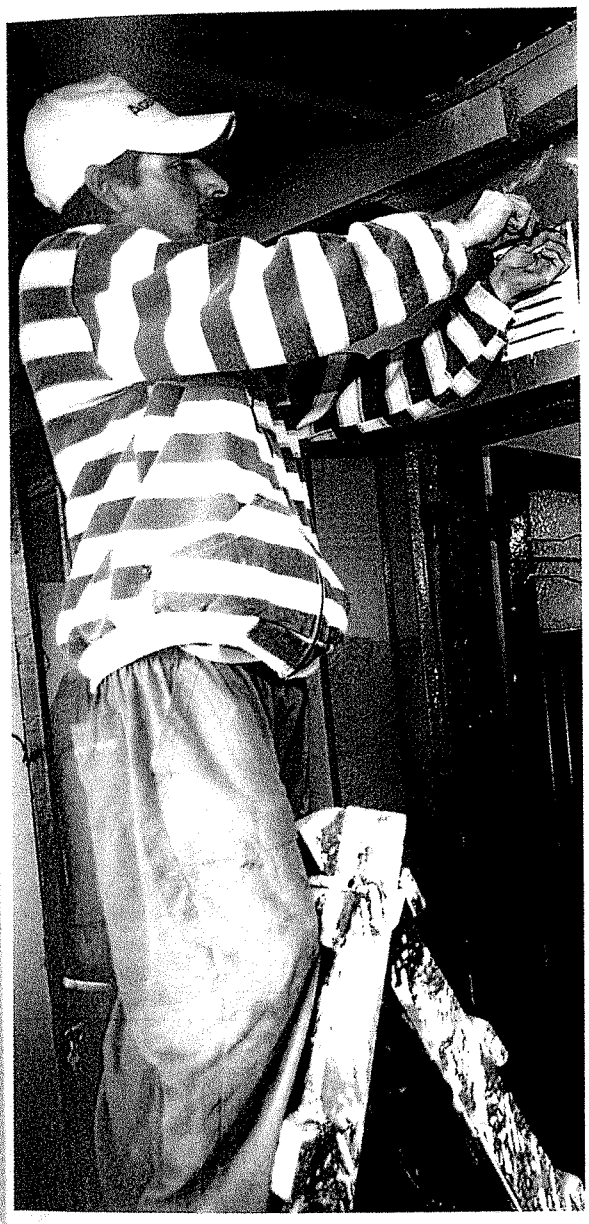
Independientemente del estudio realizado por la FPVS, Cristiani encomendó en la compañía una investigación sobre la capacidad de pago, muy exigua por cierto, que podía tener una familia de esos barrios para aplicar a la incorporación del gas natural por red.

"Pero al mismo tiempo nos preguntábamos cómo haríamos para trabajar en esos barrios porque aún siendo muy buenos para formular ofertas teníamos plena conciencia de que éramos muy malos para manejar la demanda", reconoce Cristiani. El ejecutivo apunta al programa desarrollado entre 1997 y 2001, basado en acuerdos con entidades financieras de primera línea que otorgaron créditos para la construcción de redes e instalaciones domiciliarias. Fueron dos exitosas campañas: "Gas para todos –Instalaciones" y "Gas para todos – Nuevas redes", que mediante un volumen de créditos por 100 millones de pesos permitió que más de 100 mil familias de bajos recursos del conurbano accedieran al servicio de gas natural domiciliario, ampliándose en 200 mil metros la red de distribución.

Cuando Cristiani asume que la compañía era buena para formular ofertas se refiere a su c para encontrar medios de financiamiento y c alude a que "era muy mala para manejar la d subraya la falta de capacidad que evidenció e proceso para organizar simultáneamente a u cantidad importante de posibles nuevos clier

De tal forma, en el año 2003 la compañía tenía asumido que para volver a crecer había que ayudar a las familias que habitaban esos barrios para que pudieran acceder al gas natural. Cómo hacerlo, era la cuestión.

También debían vencer "un paradigma de las empresas, muy difícil de cambiar: 'los pobres no van a pagar'". Cristiani manifestó que por



Un operario realiza trabajos de mejoras necesarios en el interior de una casa para instalar la conexión a la red domiciliaria

su formación personal tenía una idea distinta: "estaba convencido de que llevar a esas casas una infraestructura que mejorara la calidad de vida de las familias, también mejoraría su inclusión social" y respaldado en esa seguridad le planteó el tema al entonces presidente de la compañía, Antoni Peris. "El me dejó hacer", recuerda hoy Cristiani, entre agradecido por la confianza dispensada y orgulloso por los resultados alcanzados.

De esa forma empezó el trabajo con la Fundación, consistente en desarrollar y ejecutar una estrategia hacia los sectores periféricos sustentada en un modelo de asociatividad para organizarlos. Cada parte se concentró en su rol específico para alcanzar los objetivos perseguidos.

La experiencia de la FPVS en la promoción y generación de capital social mediante la materialización de redes de vecinos desde la cual se estructuran la movilización y participación de las familias, resultó en ese sentido muy valiosa.

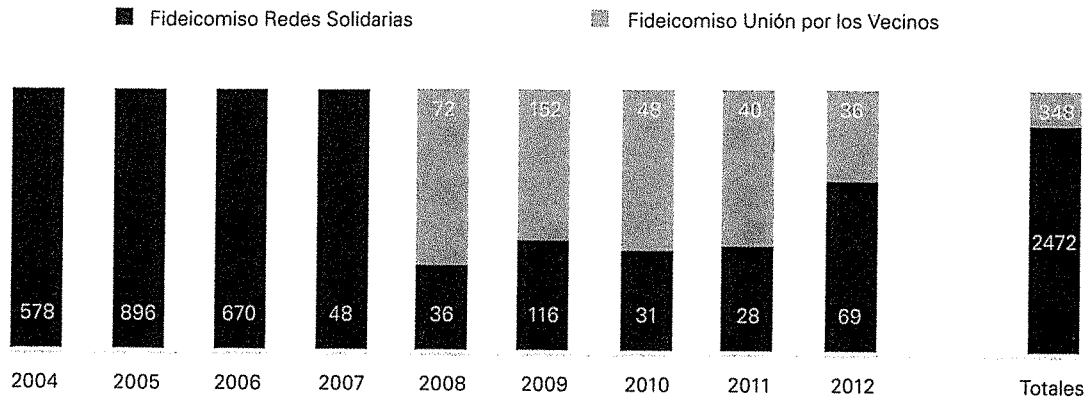
Así, Gas Natural Fenosa y la Fundación Pro Vivienda Social generaron en los últimos años un verdadero valor estratégico, tanto social como financiero, a partir de sus relaciones con la sociedad civil.

"Obras como las que estamos haciendo son posibles sólo si existe un tejido como el que estructuramos. En forma individual, es imposible", afirma Zavalía.

Fideicomiso

En ese contexto se acordó llevar adelante el primer programa de extensión de la red de gas en cinco barrios de la localidad de Cuartel V que abarcaban 202 manzanas: Anderson, Namuncurá, Don Máximo, Leandro N. Alem y José C. Paz. Esto es, el 50% del área urbanizada de Cuartel V. El proyecto allí incluye más de 4300 parcelas para lo cual debe instalarse una extensión de 70 mil metros de cañerías, incluyendo la alimentación de la red por medio de tres cruces bajo la avenida Lamas.

Incorporación de clientes mediante fideicomisos en el Municipio de Moreno



Los programas de los fideicomisos Redes Solidarias y Unión por los Vecinos alcanzaron a junio de 2012 los siguientes resultados:

- 84.641 m de cañerías de red externa fueron construidas desde el año 2004
- 6220 vecinos adhirieron a los fideicomisos (4820 con red y 1400 sin red)
- 3000 instalaciones internas y conectadas las viviendas a la red de gas domiciliario
- $ 8.119.885,49 es la inversión acumulada de Gas Natural Fenosa relacionada con estos proyectos

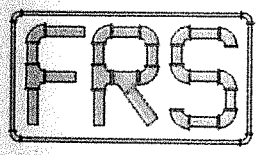
Una de las primeras definiciones para llevar adelante la operación fue la conveniencia de emplear como instrumento de financiamiento al fideicomiso, una herramienta moderna y eficaz, adaptable a diversos fines, que permite reunir en un fondo o patrimonio especial recursos de distinta índole (dinero, maquinarias, terrenos, edificios, herramientas, etc.) que sólo pueden ser utilizados para una finalidad determinada y no pueden ser embargados. El fideicomiso se utiliza para vincular diferentes participantes de un proyecto en pos de alcanzar un objetivo común.

El primer proyecto quedó a cargo del Fideicomiso Redes Solidarias y en cabeza del grupo denominado Comunidad Organizada, una red de organizaciones y vecinos integrada por las más de 4300 familias residentes en las 200 manzanas desde la cual se estructura la movilización y participación en la operac Comunidad Organizada nació con el proyecto mismo en septiembre de 2001, con la misión de "fortalecer unión y organización entre los vecinos para mejorar l barrios y la calidad de vida de sus habitantes". El lem que la identifica es "Unidos para crecer". La integrac y la acción de Comunidad Organizada fue un gran impulso para el posterior desarrollo del Modelo Inclu de Gasificación Integral, dada la confianza depositad por los vecinos en esa agrupación, como intérprete de las necesidades y aspiraciones de los barrios. La entidad está formada por vecinos, grupos, organizaciones e instituciones de la comunidad, y su metodología de trabajo se basa en la discusión

Los cuatro proyectos

La Fundación Pro Vivienda Social administra los cuatro fideicomisos mediante los cuales se financian los proyectos de gasificación en el partido de Moreno: Fideicomiso Redes Solidarias, Unión por los Vecinos, Unión de Vecinos en Acción (UVA), y Barrios de Unión y Futuro (BUyF).

■ El primer proyecto de gasificación



que se puso en marcha en Cuartel V es el del Fideicomiso Redes Solidarias, en el que se trabaja con la organización Comunidad Organizada en un área de 202 manzanas que alberga a 4330 familias. Este proyecto es financiado con un aporte de US$ 250 mil dólares realizado por la Fundación, con recursos obtenidos con el premio del Banco Mundial *"Development market place"* que la ONG ganó en el año 2001; con $ 3 millones (aproximadamente US$ 1 millón a la fecha de los aportes) del Foncap, organismo nacional responsable de la administración de fondos fiduciarios con aportes del Estado y del sector privado. La obra externa de este proyecto ya fue terminada y ya 3000 familias cuentan con la conexión habilitada. Actualmente el Fidecomiso Redes Solidarias (FRS), los Vecinos Organizadores del Fideicomiso y la Fundación están trabajando juntos a fin de implementar el proyecto "Todos con Gas", que busca que otras 500 familias tengan acceso a la red de gas natural.



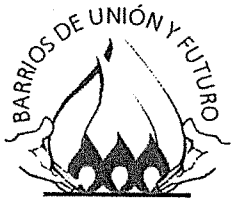
■ El segundo proyecto es el del Fideicomiso Unión por los Vecinos, iniciado en agosto de 2004 en los Barrios La Loma, San Carlos y Jardines 1, del partido de Moreno. En este caso un grupo de vecinos coordinados por la Fundación Pro Vivienda Social se organizaron para llevar adelante un programa de gasificación que ya está en su segunda etapa de ejecución. En el financiamiento de este proyecto participan el fideicomiso del Banco Provincia denominado Fuerza Solidaria y Gas Natural Fenosa, con garantía de la Sociedad de Garantías Recíprocas de Acindar y el FOGABA. La obra externa está concluida y 500 viviendas ya están conectadas a la red.

■ El tercer proyecto es el del



fideicomiso Unión de Vecinos en Acción. Se inició en agosto de 2004. A diferencia del anterior en el que las organizaciones comunitarias locales son las protagonistas y las promotoras del proyecto, éste tiene la particularidad de que los propios vecinos son los responsables de la promoción, organizados desde una Comisión Barrial. Este programa se ubica en los barrios Mayor del Pino, Don Sancho, Irigoin, San Alberto, Milenio y San Norberto, todos de la localidad de Cuartel V. En el financiamiento de este fideicomiso intervinieron el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Supervielle. Aquí se conformó un fideicomiso coordinado por la Fundación Pro Vivienda Social, que está impulsando un proyecto para otras 4.039 viviendas.

■ El cuarto proyecto de gasificación



es el de Barrios de Unión y Futuro (BUyF), que surgió en el 2007 por iniciativa de vecinos del barrio 25 de Mayo interesados en mejorar la calidad de vida de sus familias mediante la aplicación del modelo para llevar gas natural que se aplicaba en otro barrio. Allí se efectuaron los estudios de prefactibilidad técnica necesarios para poder continuar las tareas tendientes a la gasificación y el resultado fue positivo. El programa prevé dar acceso a redes de gas natural a una población de 3100 familias habitantes de los 25 de Mayo, Lomas y Altos de Moreno. La Comisión Vecinal representativa y la Fundación llevan adelante el programa. También aquí actúan como financiadores el BID y vecinos de los barrios, mientras que todavía no se ha incorporado ningún socio local al financiamiento.

democrática y participativa de las propuestas. Comunidad Organizada ha establecido como valores prioritarios para su acción la transparencia, la solidaridad, la comunicación permanente, el protagonismo responsable y el respeto entre las organizaciones que la conforman.

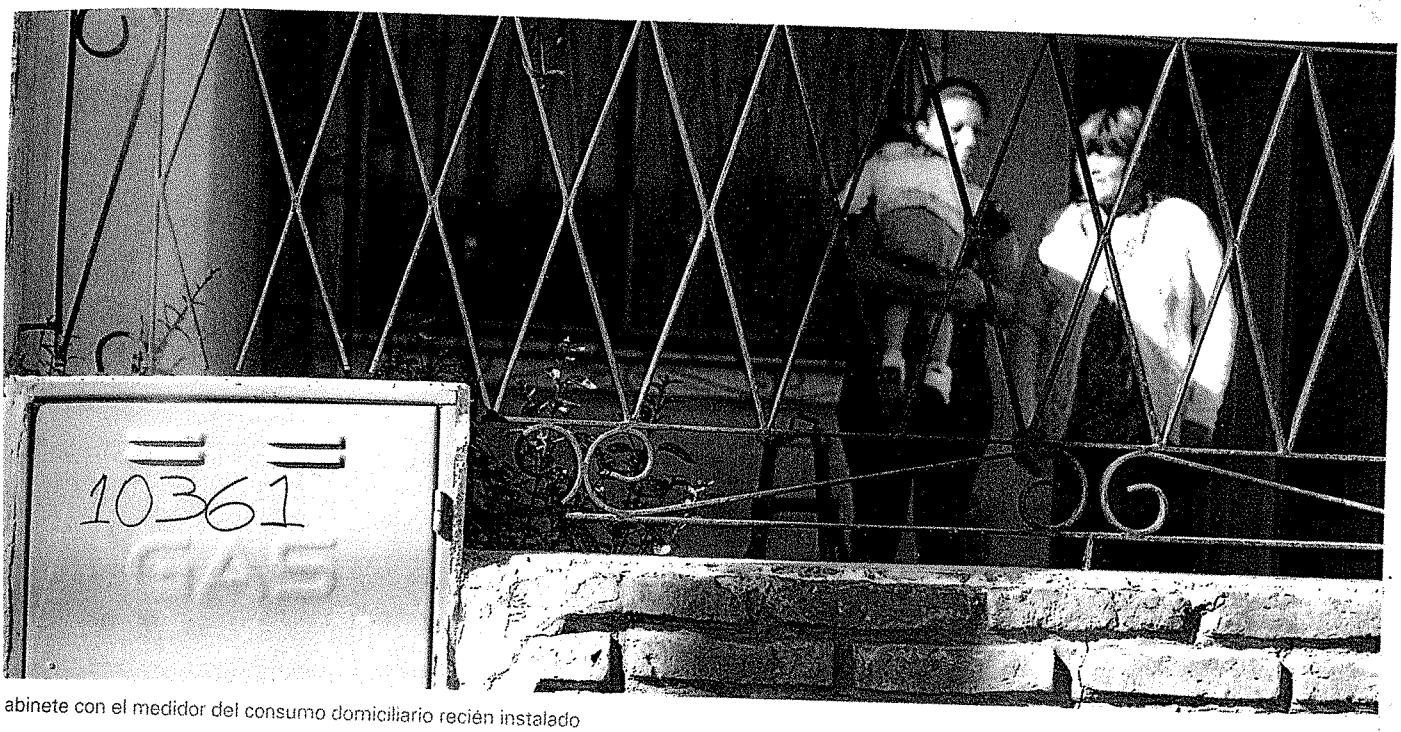
_ El primer beneficio, el más directo y tangible, es la reducción del gasto familiar, debido a la fuerte disminución de costos que significa pasar del gas en garrafa o el uso de otros combustibles, al gas natural por red.

Zavalía recuerda que en ese primer proyecto "había un financiador, el FONCAP, que le prestaba al fideicomiso; una empresa distribuido de gas dispuesta a poner el proyecto, y los vecinos, que estaban de acuerdo con esto que primero se llamó Unión de Organizaciones y después Comunidad Organizada".

"Ese era el núcleo de la organización: teníamos financiamiento, el tema técnico y los vecinos. Faltaba la Municipalidad", memora. El directivo consideró "un aspecto central el hecho de que Gas Natural Fenosa pusiera en las facturas las cuotas que debían pagar los vecinos a fin de devolver los aportes del FONCAP. El agente de cobro tiene muchas externalidades favorables –afirma-: baja el riesgo, facilita la cuestión operativa y legitima el proyecto".



Una vecina disfruta en su casa una estufa infrarroja a gas natural



abinete con el medidor del consumo domiciliario recién instalado

as Natural Fenosa comprometió sus máximos
sfuerzos para la implementación de las obras
l proyecto "Fideicomiso Redes Solidarias",
ıe es, por cierto, el primer hito para la
eación de un nuevo modelo de gestión.

Directora de Comunicación y Relaciones
titucionales de Gas Natural Fenosa, **Bettina**
ıpur, comenta en ese sentido que el compromiso
mucho más amplio que el desenvolvimiento
nico que implica la extensión de la red. "Allí,
ejemplo, desplegamos un programa de uso
ponsable del gas para barrios de menores recursos
itados por poblaciones que requieren de nuestra
da en la educación en el uso del gas", explica.

ıgnitud

stema comenzó a difundirse rápidamente en
eno, donde a la fecha se llevan adelante cuatro
ectos. Globalmente el Modelo Inclusivo de
ficación Integral en Moreno permitirá que 12.000
as familias del partido logren acceder al servicio
ciliario de gas natural por redes antes del 2016,
ın impacto positivo en la calidad de vida de 60 mil
personas. De tal forma, los hogares con conexión a la red de gas en Moreno pasarán de los 35 mil que había, a 47.000; esto es, un incremento de 40 por ciento.

Para cada uno de los proyectos barriales se estructuró un fideicomiso. Por ende, son cuatro. En los fideicomisos los vecinos son los beneficiarios, y la Fundación Pro Vivienda Social la administradora. Para adherir a los fideicomisos cada manzana requiere la participación de los vecinos que habitan el 65% de las parcelas. Sin ese concurso, el costo de la extensión de la red a la manzana, no es viable.

Como resumen, a la fecha los fideicomisos constituidos por la Fundación Pro Vivienda Social recibirán aportes por 80 millones de pesos de diferentes actores: Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN) del Banco Interamericano de Desarrollo (BID); Banco Supervielle; Programa Mejor Vivir del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación, y los propios vecinos, motor de origen de la sustentabilidad del proyecto.

"El proceso de estructuración de los fideicomisos permite que con capacidad, voluntad y organización,

y la contribución de la Fundación, se pueda conseguir el capital para hacer la transformación que la gente quiere", afirma Zavalía.

A marzo de 2012 en los barrios de Cuartel V y San Carlos, de Moreno, se llevaban incorporados al servicio de gas domiciliario por red más de 3.500 nuevas familias, habiéndose extendido la red de gas en 74.000 metros. No se trata sólo de eso. El beneficio social y económico de la llegada del gas por red a la zona ha sido cuantioso.

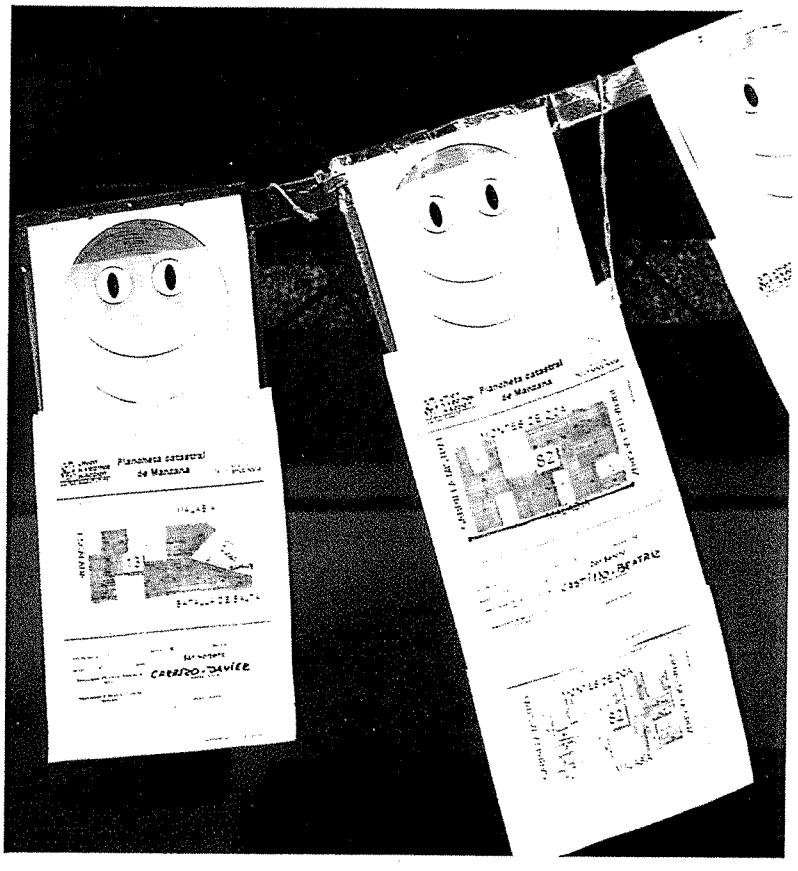
El esquema de asociatividad seguramente servirá a los vecinos como estímulo o experiencia para desarrollar otros servicios y alcanzar nuevos beneficios como los de agua potable, desagües cloacales, internet y la obtención de los títulos de propiedad de las viviendas.

Chau garrafa

La obra del primer fideicomiso de Cuartel V co a desarrollarse en julio de 2003 y se inauguró e diciembre de aquel año con un acto al que la g denominó "Chau garrafa" y contó con la prese del entonces presidente Néstor Kirchner. "Aqu fue muy emocionante: se encendió la llama vo gas y hubo desfile de murgas; es un verdadero del Programa", recordó Zavalía, quien reconoci el entonces Director Comercial y hoy President Gas Natural Fenosa, Horacio Cristiani, cumplió un papel muy importante al facilitar el avance d Proyecto. "No me olvido que él puso todo su e en esto porque lo quería como acción comercia una línea de trabajo para el segmento", subrayó

El ejecutivo de la institución solidaria cuenta qu vez avanzado el proyecto, la Fundación y la Uni

Modelo Cuartel V



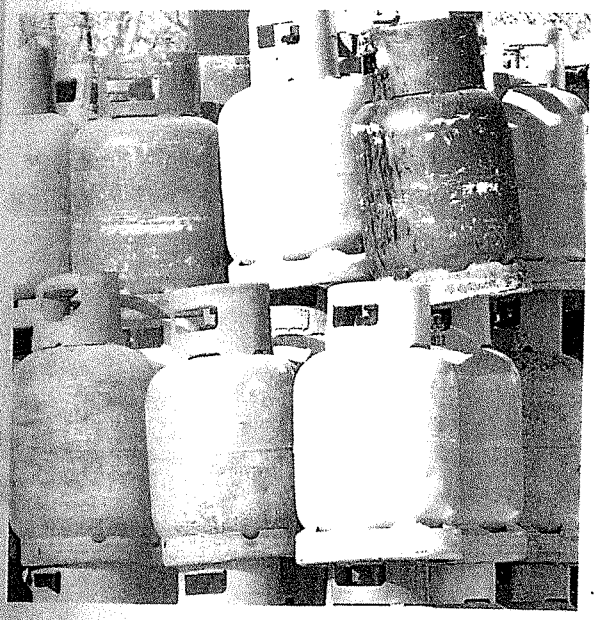
Planchetas de trabajo y adhesiones en distintas manzanas

Gas Natural Fenosa se involucró profundamente en el proceso d gasificación de Cuartel V, media dedicación de directivos, gerent empleados que lograron primera la comprensión de la problemáti y desarrollaron en consecuencia nuevo modelo de gestión para g barrios de bajos recursos econó en un entorno de conveniencia mutua denominado Modelo Inclusivo de Gasificación Integra

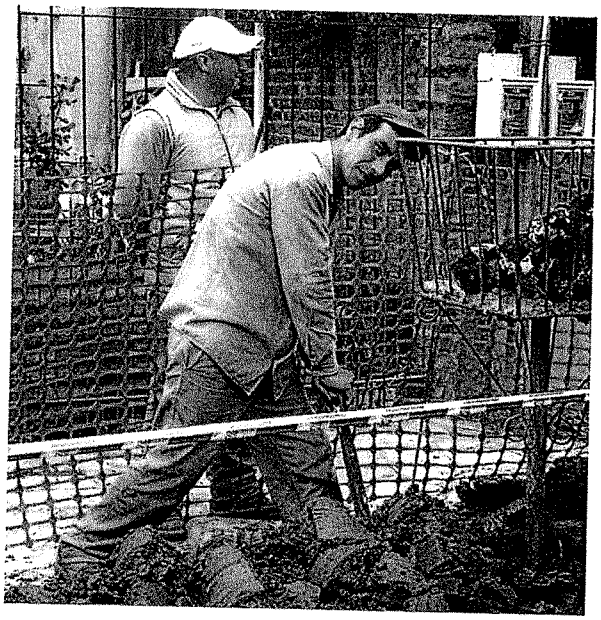
El modelo es replicable en cualquier barrio de condición semejante, siempre que se cuer con la disposición favorable y especialmente con organización y método de trabajo por parte de todos los sectores intervinientes

Este modelo requiere de una irrenunciable vocación de asocia que es una de las características centrales que rompe con los par tradicionales, que pueden seguir siendo válidos para otros entorn pero que no son aplicables en nú socioeconómicos como el de Cu

Las diferencias principales entre Modelo Inclusivo de Gasificació Integral y el tradicional, son:



La garrafa, cara e incómoda, es reemplazada por la red



Trabajos en la red externa

Modelo Inclusivo de Gasificación Integral	Modelo Tradicional
Contacto directo con vecinos, organizaciones, empresas, Municipio y emprendedores desde el inicio de las gestiones, logrando mejor vínculo y comprensión de las necesidades.	Contacto con vecinos a través de empresas contratistas, municipio o intermediario que lleva adelante el emprendimiento.
Abordaje de la problemática barrial, contribuyendo con el proceso de organización y participación activa de organizaciones y vecinos.	No hay tratamiento individual con cada futuro cliente (vecino).
Asesoramiento integral proactivo a la comunidad, especialmente en cuanto al proceso de contratación de obra, de modo que resulte lo más eficiente posible.	Asesoramiento a vecinos sobre la forma de contratación con ejecutores de obra, solo ante requerimiento de los vecinos.
Desarrollo del concepto "sustitución de combustibles" y capacitación a usuarios en control de consumo, interpretación de facturas y seguridad doméstica, para favorecer el ahorro desde el primer día, permitiendo disminuir las dificultades de pago de las obras, y el sostenimiento del servicio.	Inexistencia de análisis respecto a la ecuación de ahorro económico para los nuevos clientes.
Desarrollo y capacitación de matriculados del barrio, permitiendo así abaratar costos en las instalaciones internas y mayor control de calidad por la misma comunidad.	Utilización de las fuerzas de venta externas (matriculados) para la captación de clientes y ejecución de las instalaciones internas.
Cobro de la red a través de facturas de gas con mayor seguimiento y control focalizado, permitiendo prevenir dificultades a las familias conectadas a la red.	Sistema de cobro con seguimiento global.

Di Tella realizaron un denominado observatorio de desarrollo barrial que permitió "empezar a verificar cambios y cosas que estaban dormidas, latentes, que este Proyecto despertó en los vecinos", mencionando "desde cuestiones personales, cambios en la condición laboral, modalidades de convivencia en el barrio, porque tuvieron que armar grupos solidarios, organizar las manzanas; las relaciones de comunicación cambiaron" y destacó especialmente "el rol de la mujer, constituida en protagonista principal de la ejecución del proyecto". Asimismo Zavalía puntualizó que otro trabajo, en este caso realizado por el Estudio Catterberg, liderado por el sociólogo Eduardo Fidanza, "le da un marco a este protagonista que es el proyecto; lo valida y lo legítima".

Marcelo Zubrisky, Director de Proyectos de la Fundación, a su vez subrayó "el protagonismo del vecino, en su doble rol de vecino y fiduciante. Como pocas veces aquí el vecino es un hacedor de su propio destino –enfatizó-, tomando una decisión propia, pero a la vez convocando; recibe el servicio, de gas en este caso; tiene la obligación de participar en el contralor del proceso de contratación de un fiduciario, como es la Fundación, y participa de comisiones de trabajo, entre otras cosas".

Zubrisky explica que "dentro del fideicomiso, que es un contrato que tiene personería jurídica, existen comisiones que exige el propio contrato" y que "integrado a esas comisiones, el vecino y protagonista es a la vez beneficiario y controller"

"Al principio los vecinos son alumnos en las mesas de trabajo barriales, donde capacitadores los forman para su futura gestión. Hay allí un trabajo de empoderamiento, de capacitación; un intercambio profuso con los desarrolladores barriales, que son vecinos que se ponen el sombrero de ejecutores, que se convierten en verdaderos promotores del tema, con una fuerte formación barrial, que les permite despertar capacidades existentes entre ellos mismos". Marcelo Zubrisky enfatiza: "el 100 de los vecinos que quiere participar activamente de los proyectos, lo hace".

Zavalía a su turno apunta que entre los vecinc distintos niveles de capacitación" y que "quiz falte una técnica, pero la van obteniendo en e sistema de trabajo. Hay en estos barrios estu universitarios que piensan que su oportunida trabajo está lejos del lugar donde viven, pero finalmente descubren que pueden hacer en s propios barrios sus primeras armas profesion

Desarrollador barrial

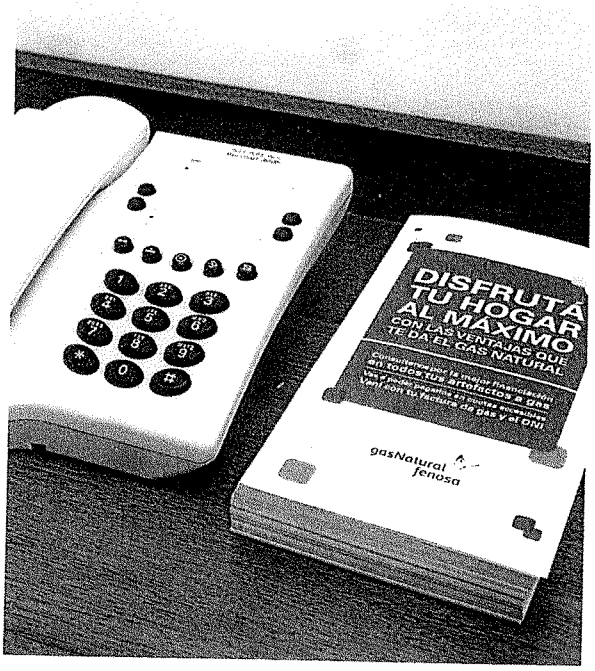
Profundizando, Zavalía explica el concepto de "desarrollador barrial": "Los activos de los sul que la gente ha hecho con sus propias manos dice- cumplen funciones operativas, por ejem las casas. Como esas casas no tienen escritu se convierten en capital muerto. Lo mismo pasa con el recurso humano que habita el lug Pretendemos que ese activo humano se conv en capital humano; que mejoren las condicion empleabilidad de la gente y que pueda apropi de un proceso naturalmente propio: la constru de la ciudad suburbana, para poder vivir mejor eso se llama desarrolladores barriales a los pr vecinos capacitados, que pueden conceptualiz y desarrollar modelos de acción que les permi resolver la problemática de los bienes públicos

Sin embargo, una minoría de vecinos se rehús participar. Zubrisky lo explica así: "no participa por desconfianza; no están acostumbrados a t servicios y mucho menos de esta manera, que contracultural". Y refuerza el concepto observa que "en general no es un problema de poder c poder participar, porque el que quiere hacerlo, u otra manera encuentra la posibilidad de hace

Puntualiza entonces que para evaluar la capaci de pago de los vecinos, la Fundación tiene "un indicador de consumo de la zona, porque una estar en la informalidad y otra no tener para viv evaluación crediticia se hace con criterios del b donde el costo de vida es más bajo. Por ejemp dice- los materiales empleados en la construcc



Operarios trabajan en la instalación de la conexión externa, para llevar la red de gas a los domicilios



FonoGas en la secretaría de la Fundación Redes Solidarias

de cada vivienda marcan un nivel de capacidad de pago. Lo que sí observamos –acota- es la vocación de pago. Entre los beneficiarios, por ejemplo, hay vendedores ambulantes y cartoneros, y son muy buenos pagadores –asegura-. En ocasiones, para facilitarles el acceso se les ha permitido pagar primero su red interna y luego la externa".

A propósito, Marcelo Zubrisky reconoce la existencia de "una tensión entre el proyecto social, que pretende que el beneficio sea para todos, y la realidad. El proyecto requiere un alto nivel de compromiso; si en una manzana dos o tres parcelas no adhieren, hacen que se caiga la manzana. Sobre el 65% de los lotes recae el costo de la red externa. En esa tensión cobra un rol clave la capacidad de los vecinos de lograr consensos. Y también la cuestión del tiempo. No es fácil ser sincrónico. Por eso se trata de que no sea un compromiso individual sino de todos los mayores de 18 años, como una manera de responsabilizar no sólo a los padres, sino al conjunto familiar".

Por todo esto, Bettina Llapur considera "importantísimo el trabajo comunitario, la alianza de la empresa con las ONGs y la formación de voceros en cada uno de los barrios que interactúen con las empresas y las organizaciones".

Jesús Ebis, vecino y colaborador de la Fundación, explica el andamiaje contractual de la operación. "La base contractual es la confianza. La primera confianza que debe existir –explica- es entre los propios vecinos. Si son capaces de ser cogarantes entre ellos mismos, una vez armado el grupo solidario, nosotros podemos conseguir financiadores para los proyectos. Financiadores filantrópicos y luego bancos internacionales, porque sobre la base de estos contratos hoy los bancos prestan plata".

Así, Jesús reconstruye el inicio de esta historia: "Primero hubo un contrato de un grupo solidario de 4 vecinos cogarantes y después uno más grande, un fondo de garantía de 4.000 vecinos, que es el fideicomiso, que cumple dos funciones: ser garante ante el organismo internacional durante el tiempo que dura el crédito y ser un fondo remanente para los vecinos una vez cancelado el préstamo". Ambos tienen el mismo andamiaje. Los avales del grupo solidario son los cuatro vecinos mutuamente solidarios. Es un mecanismo operativo bastante sencillo –asegura-, la cuota es la misma para todos, y la solvencia se acredita con el *caracter* de la persona, como definen los bancos, que es su propia historia, su compromiso, su seriedad: esa es la mejor garantía de que va a honrar su deuda".

En este punto, Raúl Zavalía pone el acento en el "muy buen grado de cumplimiento de los vecinos o fiduciantes, porque ellos saben que financiamos sus ganas de vivir mejor. Las cuotas son fijas en pesos –precisa- y están atadas al costo financiero que hay que pagarle al acreedor. El compromiso, además, es transferible si el vecino vende su vivienda".

El ejecutivo social observa que "en el primer proyecto no hubo vecinos con falta de voluntad, pero si con problemas para pagar en algún momento, porque se trata de la población más vulnerable a las variaciones económicas. Cuando la economía se retrae es la que más rápido siente los aumentos de precios o la merma del trabajo. Asimismo, cuando el Gobierno lanza un nuevo plan, estos grupos son los primeros en recibirlo. Cuando la economía se recupera se reinsertan en el trabajo y vuelven a cumplir con sus obligaciones".

Impacto y beneficios en los b

La ejecución del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral llevó consigo múltiples beneficios a los vecinos de los barrios de Moreno que se involucraron voluntariamente en los diferentes proyectos.

El primer beneficio o al menos el más directc y tangible, es la reducción ostensible del gas familiar, debido a la fuerte disminución de co que significa pasar del gas en garrafa o el usc de otros combustibles, al gas natural por red. A ello debe sumarse el aumento de los nivele de seguridad en la provisión del fluido.

Pero con la gasificación, y gracias a ella y al er de los desarrolladores barriales, se han sucedi manifestaciones de desarrollo, como la consti de catastros, nominación y numeración de cal pavimentación o mejora de las calles, facilitan el acceso diario a los barrios, especialmente e servicios urgentes, como ambulancias, bombe o policial. Asimismo se ha avanzado con progr de instalación de otros servicios y especialme con la titularización de vivienda, que convierte a los vecinos en dueños de sus propiedades y posibilita la apreciación del valor de las casas.

Promotores constructores

La visita de los promotores constructores es un paso fundamental en el Modelo inclusivo de Gasificación Integral, dado que relevan y definen toda la tarea que se debe realizar en cada domicilio para la instalación del servicio. Los técnicos hacen el relevamiento, realizan el croquis de la vivienda y del desarrollo de la cañería. Con posterioridad formulan el plan de implementación de la cañería, hacen el cómputo de materiales necesarios y finalmente hacen el plano de la vivienda con el plano de la cañería implantado, que es documento final que considera la compañía para habilitar el servicio.





La llegada del gas impulsó a las familias a realizar ampliaciones y nuevas obras en sus casas, mejorando la fisonomía de los barrios

De tal forma, viviendas que hasta entonces servían de cobijo a sus constructores o moradores, pero no estaban en condiciones de ser transadas en un mercado regular, pasaron a tener un valor inmobiliario en torno a un promedio de 20 mil dólares. "Cuando no había gas mi casa casi no valía nada, pero hoy tiene un valor porque la gente lo primero que pregunta antes de comprar es si tiene servicios, si tiene título, si tiene deuda. Esos son factores fundamentales para que pueda formar parte de un patrimonio", comenta un vecino.

La sola tenencia de una boleta con el servicio de gas colocó a los tenedores en situación de bancarizarse, esto es, de tener cuenta corriente, caja de ahorros y hasta préstamos bancarios.

En fin, toda la economía de la zona recibió beneficios tangibles con la instalación de la red de gas. Sin ir más lejos, el uso de la herramienta del fideicomiso representa un ahorro global para financiar nuevos emprendimientos.

Asimismo, la implementación e instalación de los servicios ha creado nuevos puestos de trabajo e impulsó la formación de microemprendimientos productivos y comerciales en la zona, mejorando la empleabilidad.

Por último y, como síntesis, la gasificación y todo lo demás, son factores que les dan a los jóvenes un importante motivo para quedarse en su zona y contribuir a su desarrollo.

Horacio Cristiani califica de "interesante" la evolución del programa "porque se han integrado otros actores, como el BID y el Banco Supervielle; esto es, se han integrado la banca multilateral y la privada". No obstante, "si bien seguimos haciendo proyectos –señala- todavía no hemos dado el salto de escala que se requiere para que tenga mucho más impacto".

Entre otros aspectos indica que "para lograr una mayor penetración quizá sea necesario identificar nuevos barrios o que la Fundación Pro Vivienda Social pueda tener presencia en otros lugares o distritos o bien que podamos hacer algo similar con otras organizaciones sociales que puedan tener representatividad en otros barrios. En definitiva – enfatiza- para este tipo de modelos es fundamental la organización social sino, no se puede replicar".

Por último, Cristiani manifiesta su aspiración de que "este modelo de negocio evolucione hacia un modelo inclusivo de mejoramiento integral de la vivienda en el que el tema del gas sea sólo una parte".



Un grupo de mujeres participa de una reunión de capacitación. Son, incuestionablemente, el alma del proyecto

La mujer,
el motor del proyecto

El protagonismo femenino en el desarrollo del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral es absoluto y sorprendente. Lo afirman los hombres y lo asumen así las propias mujeres interpretando esta realidad con explicaciones diversas: "conocemos mejor las necesidac de la casa", "sufrimos más la falta de gas", "tenemos más paciencia", son algunos de lo argumentos. Sea cual fuere la razón, la mujer se ha destacado como promotora, como organizadora, como desarrolladora y también como usuaria, poniéndole entusiasmo, racionalidad y continuidad al proyecto.

Son unas 25 ó 30 las mujeres que van llegando, se van saludando cordialmente y se sientan en torno a la mesa de la **Fundación Pro Vivienda Social**, en Moreno. Se las ve serias, optimistas y comprometidas. El rango de edad es amplio, de los veintipico hasta de más de 60. Llegan las empanadas y las gaseosas y, en general, también allí el entusiasmo femenino se hace notar. El ento es ameno. Entre bocado y bocado, la mayoría estas "desarrolladoras barriales" mete su boca

Las hay más dispuestas a hablar y otras que tienen que ser empujadas por sus compañeras pero finalmente, mujeres, todas tienen un

concepto para dejar, un comentario para hacer. Inevitablemente el primer tema que se aborda es el protagonismo femenino en el Proyecto. Todos los hombres coinciden que ellas son el motor, "son las que le han metido gas a esto", dice con pretendida originalidad uno de los dirigentes varones.

Nancy Chapela, que pertenece al segundo proyecto, Unión por los Vecinos, de los barrios Serrano, San Carlos, La Loma y parte de Jardines, sostiene que el activo protagonismo femenino obedece a que las mujeres interpretaron más rápido la importancia de la gasificación. "Conocíamos mejor las necesidades de la casa", sintetizó. En cambio renegó del argumento de que la mayoritaria participación femenina obedece a que las mujeres tienen más tiempo para dedicarle al proyecto. "Yo me inicié en el proyecto cuando trabajaba; iba todos los días a Capital y me tomé mi tiempo para dedicarle al tema", enfatiza.

Gabriela Tedesco justifica el hecho por otro criterio: "Algo que tiene la mujer es paciencia. El hombre es muy ansioso, al no ver inmediatamente el resultado que espera se va a trabajar. La mayoría de nosotras tenemos nuestra familia, nuestro trabajo. La consecuencia de no tener gas la sufre más la mujer, por las necesidades del hogar". **Elena del Valle Gómez**, del barrio Sancho, encuentra una razón más mística y también científica: "Las mujeres somos el génesis de los cambios, comenzando desde la Biblia, y creo que tenemos una particularidad, genética: tendemos a buscar los cambios, las revoluciones; ¡tantas cosas se han conseguido por la intervención de la mujer en la historia! Tenemos respuestas domésticas. La mujer tiene una mirada que va más allá de lo complaciente. Ese es su rol, generar los cambios, poner manos a la obra".

Delia Paredes es la invitada por sus compañeras a abrir el diálogo. Parece tener un liderazgo entre muchas de las vecinas presentes. Elena sugiere reconocerlo cuando dice que "de hecho en los barrios surgen liderazgos". Delia cuenta que empezó a participar en el 2005,

_ "Algo que tiene la mujer es paciencia. El hombre es muy ansioso; al no ver inmediatamente el resultado que espera se va a trabajar. La consecuencia de no tener gas la sufre más la mujer, por las necesidades del hogar"



Yanina Rolón y María Sandoval realizan una visita técnica al domicilio de una vecina del barrio Mayor del Pino.

cuando todavía se estaba proyectando el UVA, que agrupa a seis barrios: Sancho, El Milenio, Irigoin, San Alberto, San Norberto y Mayor del Pino. Recuerda que empezaron "todos los vecinos haciendo reuniones en los distintos barrios para promocionar la intención de traer el gas".

"Los invitamos a todos a que se sumen. Empezamos haciendo ese trabajo y después, cuando formamos un fideicomiso, el tema del proyecto fue como algo más concreto. Ahora el proyecto está en el medio...", dice Delia, esperanzada de que la mayoría pueda acceder al beneficio y que no les vuelva a ocurrir que "se termine el gas de garrafa o tubo a medianoche y no tengan repuesto". En ese caso, se lamenta, "hay que esperar hasta el otro día para tener gas, con las consecuencias que esto trae". A Delia en verano el tubo de gas de 45 kilos le dura cuatro meses y en invierno, un mes.

Fabiana Leguizamón, que ya accedió a la red de gas, recuerda así sus recientes peripecias: "La garrafa duraba 15 días y usando el horno, menos todavía. Obligaba a mayor consumo y siempre generaba problemas porque se terminaba cuando una no tenía plata, o a medio cocinar, o a las 10 de la noche y había que salir corriendo con la garrafa al hombro. No digo nada de cuando esas corridas eran en noches de lluvia, en las que había que salir a las calles sin asfalto y hasta sufrir peligrosas patinadas para ir a conseguir gas, siempre que no fuera en invierno, porque cuando hace frío no se consiguen garrafas". Pero desde octubre Fabiana está viviendo la otra parte de la película: "Ahora recibo el gas por red. Me olvidé de la garrafa y estoy tranquila, puedo cocinar tranquila".

Nancy enfoca otro ángulo al comentar que "el gas cambia la calidad de vida de las personas. Hay mucha gente en el barrio donde vivimos –dice- que sabe que está por venir el gas y eso hace que se interese en renovar su casa; empiezan a hacer las instalaciones de agua, a arreglar la cocina, el baño. La gente está más alegre por el cambio de vida en el propio hogar, porque la casa se renueva totalmente". Acerca del servicio, Nancy apunta que "es más económico, estamos calentitos. Antes nunca usábamos el horno y ahora sí. Ya no estamos preocupados por si se termina el gas", celebra.

Luli Avellaneda es veterana en el proyecto. Pertenece al primer fideicomiso, el de Red Solidaria. "Tenemos gas desde el 2003, cuand inauguramos la red en nuestros barrios, José C Paz, Máximo Namuncurá, Anderson y Leandro Alem. Ahora la garrafa está saliendo entre $34 $35; cuando nosotros nos adherimos a la red y usaba 5 garrafas individualmente para la estufa el termotanque, la cocina...Imagínense, calcule Ahora todo me llega por un solo caño, tengo lo tres artefactos y gasto $ 32 bimestrales", rema Luli asegura que "desde el principio el interés del vecino en el proyecto fue muy alto porque era algo nuevo en el barrio y hacía mucha falta. El compromiso de participar era fuerte". Gabrie Tedesco en cambio tuvo una aproximación distinta: "El poder convencer al vecino lleva mu tiempo -dijo. Cuesta sacarlo de la individualidac que salga, que comparta, que se reúnan".

Nancy recuerda que su grupo empezó a traba en el proyecto en el 2003. "A los que nos interesaba, escuchamos la propuesta. Y en la primera reunión nomás surgió la gente que q trabajar. Yo había sacado créditos anteriorme en la Fundación. Después, hasta que tuvimos gas pasaron tres años. Tuvimos 260 contrato firmados antes de tener un caño. Hubo en el camino muchísimas capacitaciones para que pudiéramos hablar con los vecinos de manzar para convencerlos sobre la conveniencia de sumarse y advertirles que si, por el contrario, no había participación, no habría gas".

Esta vecina es agradecida de Gas Natural Feno "Nos acompañó muchísimo, en todo momento estuvo al lado nuestro" y ahora se alegra por lo conquistado: "Cambia el valor de la vivienda, el estilo de vida. Los vecinos han mejorado su nivel de vida y el barrio progresó muchísimo".

Delia Paredes, que integra junto con otros cinc miembros –uno por cada barrio- la Comisión de Obra, cuenta que antes de iniciar las tareas tod ellos recibieron capacitación sobre licitaciones, conocimientos básicos de cómo se hace una obra y para ir a gestionar las autorizaciones ant las autoridades. "También nos capacitamos para ser nexo entre el contratista que hace la obra y el vecino", indicó. "En el interior de

a casa la obra demora un día y medio o
", dijo con conocimiento de causa.

iodo de reflexión, Delia agregó que "en esta
eria no hay colegios. Se aprende en el propio
io y la capacitación que tuvimos es buenísima:
enseñaron hasta cómo se hace una red interna
gas. En siete años, de no saber nada aprendí
chísimo. Por ejemplo –afirma- cómo llegar al
ino y cómo tratar con cada uno de ellos. Ahora
bién estoy ayudándolos individualmente".

ana Mascetti cuenta que el fideicomiso
io de Unión y Futuro se constituyó para
ficar tres barrios: Altos de Moreno, 25 de
o y Lomas de Moreno. Liliana destaca como
especial la ligazón entre los barrios y la
sferencia de conocimientos de los vecinos
os barrios que están más avanzados en el
ecto hacia los que están empezando. "Nuestro
ecto tiene 135 manzanas y se trabaja para
ximadamente 3500 parcelas. Por iniciativa
ecinos del barrio 25 de Mayo que sabían lo
se estaba haciendo en proyectos anteriores,
nos vecinos fueron a interesarse para ver la
bilidad de traer la red gas al barrio", cuenta.

na señala entonces que "hay una transferencia
onocimientos entre proyectos. Nosotros hemos
io un relevamiento técnico y socioeconómico;
io pasado hicimos las planillas de adhesión, con
ue alcanzamos más de 70% de adhesión en los
barrios, con firmas de 2810 familias. Estamos
entos con el apoyo de los vecinos y tratando de
en el futuro próximo se puedan conseguir las
as de los contratos. Firmamos el fideicomiso
de agosto de 2011 y tenemos paciencia y
everancia para llevar esto a un buen término".

elo Zubrisky, Director de Proyectos de la
lación Pro Vivienda Social, ratifica los conceptos
liana: "Hay una mecánica de empoderamiento,
significa que un vecino trabaja en el primer
comiso, genera valor, hace una escuela y se
apoyar a un segundo fideicomiso. Es así que
os transfiriendo y obviamente mejorando
étodos. Hoy no hacemos lo que hacíamos
primer fideicomiso. Los siguientes fueron
radores. Y anhelamos que el cuarto recoja
la experiencia de los anteriores".

Blanca Telechea, vecina de los barrios y responsable de cobranzas de la Fundación, comenta que "se está haciendo una campaña de recupero del primer fideicomiso, son 3080 vecinos" y que "la respuesta es muy buena. La gente quiere pagar. Visitamos a cada uno, les hacemos una ficha socioambiental y vemos si sus condiciones de ingresos, formales o no, le permiten pagar. La mayoría quiere y puede hacerlo. En todo caso, adaptamos el mecanismo de financiamiento a lo que la familia puede pagar".

_ "Hay una mecánica de empoderamiento, que significa que un vecino trabaja en el primer fideicomiso, genera valor, hace una escuela y se va a apoyar a un segundo fideicomiso. Es así que vamos transfiriendo y obviamente mejorando los métodos".

Matilde, aunque la llaman Betty, de Back office, sintetiza el procedimiento de adhesión: "Primero se hace la reunión de manzana, donde se da un informe completo sobre cómo es el proceso y qué tienen que hacer los interesados para adherirse. Luego vamos a cada casa, donde permanecemos entre 45 minutos y una hora. Vemos si el vecino tiene ingresos que le permitan capacidad de pago; su historia o continuidad laboral. Se computan los ingresos de todo el grupo familiar. El técnico hace un relevamiento y le deja un presupuesto de instalación interna y sus mejoras y se hace un precontrato que firma la desarrolladora. Para iniciar la manzana tenemos que tener el 50% de los lotes adheridos".

Liliana Quevedo, miembro de la Fundación y del tercer proyecto, que actualmente está en plena salida a adherir, cuenta que "sale un equipo de tres a trabajar en las manzanas: uno de técnica, otro del back office y un desarrollador barrial. El fideicomiso hace que todos los vecinos nos hagamos responsables de las cosas que queremos -comenta. El vecino queda siendo responsable una vez que firmó un contrato. Entonces sabe que tiene que cumplir lo que acordó. Todo esto lo formamos no sólo los que estamos trabajando sino el vecino que quiere el gas".



Edgardo Pighin, Fabián Chamadoira y Juan Pablo Torra, ejecutivos de Gas Natural Fenosa orgullosos del compromiso asumido empresa y por ellos mismos con el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral.

La experiencia de Cuartel V cambió el paradigma comercial de la Compañía

Fabián Chamadoira, el ejecutivo a cargo del proyecto, y sus más inmediatos colaboradore hablan con emoción del significado de los negocios inclusivos. Sin perder de vista el obje comercial de la empresa, el Programa deja enseñanzas sociales que pueden ser replicad en otros ámbitos. La empresa aprendió una forma distinta de ampliar su base de clientes gente comprobó que con organización y solidaridad puede conseguir objetivos soñados.

Fabián Chamadoira habla del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral como si fuera propio. Lo hace emocionadamente y lo explica así: "quienes trabajamos en el proyecto desde su génesis le tenemos un cariño especial porque vemos que nuestro trabajo profesional está agregando un plus: dejar algo en una comunidad. Es muy lindo poder compatibilizar el tema de cumplir nuestro rol profesional con el hecho de agregar un valor importantísimo a la sociedad".

Chamadoira, Responsable de Atención al Cliente de la compañía, sostiene que el proyecto tiene "algo distintivo" porque "si bien empezó como un servicio de instalación de la red de gasificación en un barrio, cuando uno observa las fuerzas aplicadas y el resultado de lo realizado, el valor del servicio público termina siendo una anécdota, algo de menor cuantía comparado con todo lo que deja un proyecto de este tipo".

Edgardo Pighin, ejecutivo de la compañía con funciones en Morón y Moreno y relacionado con el proyecto desde el 2006, comparte la emoción y los criterios: "es gratificante trabajar en este tipo de proyectos de negocios inclusivos, ver cómo la gente en los barrios realiza un sueño que le costó mucho esfuerzo, a veces años de organizarse y de trabajar juntos. Es un gran placer participar de la alegría de los vecinos cuando ven el sueño cumplido; por ejemplo, haber contribuido al armado de la fiesta en la que encendieron la llama votiva y entusiasmados dijeron 'ahora vamos por el asfalto'. La gente descubre que organizadamente puede, y eso es impagable".

Juan Pablo Torra, Responsable de Expansión y Nueva Edificación de la compañía y afectado este año al Modelo Inclusivo de Gasificación Integral, coincide plenamente: "lo que se siente va más allá de nuestro negocio, porque uno ve los resultados que le llegan a gente que cree en valores, que realiza altos niveles de esfuerzo para conseguir sus objetivos".

Gas Natural Fenosa se responsabiliza por la Dirección Técnica del proyecto. Chamadoira, Pighin y Torra tienen a su cargo la relación con el otro gran jugador del Modelo: la Fundación Pro Vivienda Social; se ocupan de todos los temas relacionados con la gasificación de los barrios involucrados, reportes, seguimientos, proyectos, reuniones y toda necesidad del programa, especialmente lo relacionado con el fomento del modelo.

Mercado potencial

Pighin destaca que "el 80% del mercado en el que trabaja la compañía son lugares como Cuartel V, porque allí es donde mayormente la gente no tiene gas. Es un valor trabajar en este tipo de proyectos porque se realizan donde la gente de por si, por el condicionamiento social que impone vivir allí, tiene menos perspectivas. Por eso –explica- el proyecto le sube a la gente el techo de sus posibilidades en la vida. Más allá de las bondades del gas, el poder acceder al servicio le brinda a los habitantes de estos barrios otra calificación social".

En este punto Chamadoira explica la línea divisoria que marcó en la compañía el involucramiento en el proyecto de Cuartel V.



El Director Comercial de Gas Natural Fenosa, Jordi Grau, destacó que "la aplicación de criterios de sostenibilidad, eficiencia y prosperidad junto al valor de la diversidad, la igualdad de oportunidades, el respeto, la tolerancia y la convivencia, hacen totalmente compatibles nuestro modelo Comercial de crecimiento y nuestra Responsabilidad Social Empresaria, tan visible en proyectos inclusivos como es el caso del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral".

Para Gas Natural Fenosa involucrarse en el proyecto resultó una tarea compleja porque implicaba establecer una relación más estrecha con el cliente: "es algo más que distribuir gas", dicen casi a coro los técnicos. Para hacerlo fue necesario revisar los diferentes procesos de la compañía; los del área comercial, los de atención al cliente, los de sistemas y los económico financieros. Por ejemplo, la facturación de la compañía es bimestral, pero para los clientes de Cuartel V se convirtió en mensual para permitirles a los vecinos afrontar los pagos del fideicomiso y sus consumos de manera controlada, evitando abultamientos en los montos. También instaló un teléfono en el barrio para que los vecinos, que en muchos casos no cuentan con servicios telefónicos, pudieran comunicarse con el personal de atención al cliente. El aprendizaje promovió un cambio en el abordaje

de la acción comercial en barrios habitados por personas con bajos o muy bajos ingresos. De la tradicional propuesta comercial se pasó a otra en la que se comprende y asume que la realidad social impone un involucramiento directo que concluye en un beneficio mutuo: un servicio esencial para los vecinos y más clientes para la compañía.

Chamadoira señala que desde los inicios de la concesión, en 1992, el mercado potencial de Gas Natural Fenosa estuvo en ese tipo de barrios, a los que se direccionaron acciones para brindarles servicio. "Tenemos como compañía vocación de servicio, de crecimiento y comercial muy profunda y jamás tomamos a este segmento como marginal porque siempre trabajamos para ingresar nuevos clientes, pero –advierte- siempre lo hicimos con la visión de quien ofrece su producto con su propia lógica empresaria y de personas que configuran una empresa que tiene una visión del mundo, un paradigma de las cosas determinado. Cuartel V nos



Fabián Chamadoira. En el proyecto desde el origen

cambió este modelo –sentenció- al empezarn una capacitación, una visión más rica de lo qu interpretar los comportamientos de un público antes accedíamos con formulas convencionale dimos cuenta de que no siempre la mirada de está fuera de un barrio es la correcta". Su conc es que "la manera de ver y entender la dinámi cada uno de estos barrios es la propia de la ge vive ahí. La visión del barrio es diferente –defir recoge las necesidades reales, es inteligente".

Pighin aporta que "no es lo mismo plantear una red de distribución en un barrio cerrado, er Vicente López, que en un barrio como Cuartel V u otro lugar de Moreno, La Matanza o Merlo" y que la empresa no puede apelar a recursos promocionales como beneficios tarifarios "porc regulatoriamente tenemos una sola tarifa –expl y no podemos modificarla. Llegado el momento la compañía puede hacer ciertos aportes, como tender alguna cañería troncal que ayuda a que l red de distribución de un barrio se resuelva, por lo que fundamentalmente fue necesario hacer u cambio de mentalidad dentro de la estructura d compañía para abordar proyectos de este tipo".

Chamadoira señala que si bien los niveles de consumo y la rentabilidad unitaria que arrojan lo clientes en estos barrios son menores que los de barrios con mayor desarrollo socioeconómico también contribuyen a la ampliación del sistema de distribución. "Son comunidades que se desarrollan, crecen y mejoran y seguirán haciéndolo en función de otras variables, como la de desarrollo del país u otras", dice.

"Mi experiencia, trabajando en barrios de estas características desde 1989, es que su gente es muy comprometida con el lugar donde vive. Apuesta a mejorarlo. No quiere su mejora perso

_ El Programa se encastró con exactitud en los objetivos de la Fundación y en las necesidades de la sociedad argentina

para irse a otra comunidad más linda. Conocen la historia del barrio, quiénes vivieron allí, cómo era antes; los esfuerzos que había que hacer para ir a buscar agua, para abrir calles. Tienen un espíritu, un orgullo, porque lo bueno, lo desarrollado, lo poco o lo mucho que se ha hecho, lo hicieron ellos con esfuerzo. El de construir las casas, por ejemplo, de distinto nivel. Las familias a través de los años invirtieron mucha plata, muchos esfuerzos individuales. Lo que más cuenta en estos barrios es, entonces, plantearse cómo se pueden alinear todas estas voluntades y esfuerzos, para conseguir objetivos comunes", resume Chamadoira.

De la lógica comercial a la fuerza de la organización

Seguidamente define que "uno de los principales logros o productos que dejan este tipo de proyectos es que la gente aprecia que el poder organizarse, trabajar en conjunto, le empieza a dar otros resultados para las cuestiones que tienen que ver con lo público. Esto es una manera de construir ciudadanía porque advierten que no hace falta que vaya alguien a darles, venderles u ofrecerles algo que ellos mismos pueden organizar o solicitarlo".

Chamadoira recuerda que hasta el desarrollo de Cuartel V, la acción comercial histórica de la compañía en los barrios tendiente a conseguir nuevos clientes consistía en mostrar los beneficios del servicio y ofrecer herramientas tradicionales, como sistemas de financiación, pero con la lógica comercial que imperaba en su paradigma de pensamiento.

Para extender la red de gas natural a un barrio no basta la decisión individual de las personas "sino –dice Chamadoira- aunar voluntades, lograr un acuerdo mínimo entre los actores tradicionales: clientes, empresas que hacen la extensión de redes; constructoras; matriculados para las redes internas; funcionarios municipales, que tienen un interés manifiesto en la ampliación de los servicios públicos de la comunidad que gobiernan y, obviamente, nuestro interés de incorporar clientes y desarrollar nuestro mercado".

"Este tipo de proyectos nos hizo incorporar el tema del compromiso y la fuerza que da que



Juan Pablo Torra: "Lo que se siente va más allá del negocio"

los vecinos de un barrio de manera organizada se sumen, como un valor mucho más potente que la lógica comercial", enfatiza Chamadoira. La experiencia de Cuartel V ha llevado a Gas Natural Fenosa a un cambio de paradigma, con beneficios para la compañía, consistente en "una visión mucho más abarcadora de la gestión".

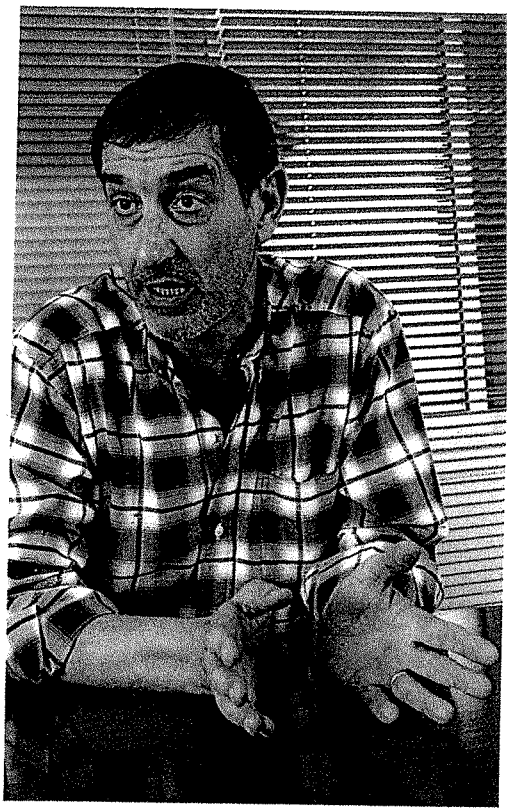
El ejecutivo apunta luego que "el cambio para los vecinos es que pudieron comprobar que con un sistema de organización y trabajando juntos en un objetivo común, pueden liberarse de prejuicios y ellos mismos gestionar y peticionar, por ejemplo ante la Municipalidad". También se benefician de "valores o conocimientos que tienen las empresas sobre procesos o metodologías. El hecho de poder reunirse todas las semanas, organizar mesas de trabajo, ver, por ejemplo, quiénes se van a encargar de cada manzana, cómo se recabará la información, cómo se la baja en una planilla, cómo se incorpora a una base de datos, son cosas normales en una empresa, pero para los vecinos es un aprendizaje importantísimo de cosas que no sabían, no por falta de capacidades sino porque no se daba el ámbito. Ese valor agregado, esa metodología mañana la pueden emplear en cualquier otra cosa".

Un aspecto particular de la experiencia ha sido cierto prejuicio en relación con la empresa privada: "hubo en un principio una mirada distante, inaccesible. Muchas de estas personas salvo el tema de la boleta de energía eléctrica, no estaban acostumbrados a relacionarse, hay una distancia cultural, un perjuicio bidireccional", describe Chamadoira. Pighin reconoce que "en un principio hubo que levantar una barrera" y que en lo personal sentía "cierto pudor cuando me presentaban como funcionario, era como algo muy lejano". Pero Chamadoira dice que "con el trabajo en conjunto, cuando nos reunimos, compartimos una mesa, se empieza a ver que esas diferencias no son tales, que son barreras ficticias, de prejuicios". Para lograr ese acercamiento, agrega Pighin, "tratamos hasta de cuidar cuestiones de vestimenta. Al principio trabajábamos de saco y corbata y en los barrios eso nos ponía una barrera".

Yendo a lo operativo, Chamadoira destaca que Gas Natural Fenosa comercializa "un energético mucho más barato que los alternativos, en relaciones históricas de 6 ó 7 a 1. La primera ventaja que se ve del gas natural por red es económica, además de otras bondades de calidad, como lo ecológico, etc, pero para acceder a este servicio hay que saltar una barrera de inversión, de ingreso; la familia tiene que invertir en la construcción de las redes externas y dentro de su casa".

La esencia del proyecto es ayudar a los vecinos a saltar esa barrera a través de dos mecanismos: uno es el trabajo que la compañía hace con la Fundación Pro Vivienda Social, en la búsqueda de herramientas financieras ajustadas a las necesidades y posibilidades de ese conjunto de clientes, que asumen la deuda solidariamente; el otro es la educación al cliente en el uso racional de la nueva energía que va a disponer.

Respecto del primero de ellos Torra menciona que "la Fundación contempla que cada persona pueda ser beneficiada de los microcréditos que asigna como traje a medida según lo que cada uno y su grupo familiar puede pagar". Chamadoira agrega que el "traje a medida" apunta a que los beneficiarios puedan pagar la inversión inicial de forma rentable también para las entidades que prestan.



Edgardo Pighín: "Es gratificante ver cómo la gente en los barrios realiza un sueño"

"Una de las variables que encarece todo prést es el riesgo. Lo novedoso del sistema es que el esquema de solidaridad planteado entre los vec en el fideicomiso, constituye una especie de ga solidaria que favorece los niveles de pago y repa de las inversiones. Hay un acuerdo comunitario por el que los vecinos saben que todos tienen que pagar para no perjudicar al conjunto. Nosotr aportamos la factura de servicios como mecanis para poder hacer el repago de la inversión y baja el riesgo de la operación", añade Chamadoira.

El ejecutivo insiste a esta altura con el "compror de los moradores de estos barrios: "son persona muy comprometidas, que tienen la capacidad y la voluntad de pagar y lo que necesitamos es romper prejuicios y buscar acuerdos".

En relación con el segundo tema, Juan Pablo Torra destaca que "la educación es fundamental, porque a diferencia de los otros energéticos que está acostumbrado a usar el vecino, el gas

natural por red es un recurso que se usa primero y se paga después. Por eso debe saber que no le conviene tener una cocina, un termotanque y cuatro calefactores, porque terminaría usando más gas que antes y le costaría más que las garrafas".

Explica que "el metro cúbico de gas es barato, pero si se deja todo el día el calefactor encendido se gasta innecesariamente un recurso que encima no es renovable, que hay que cuidar. Desde el inicio de cada proyecto hacemos talleres en las escuelas, con las amas de casa, pequeños cursos de mejor uso. Enseñamos cosas elementales como, por ejemplo, la conveniencia de tapar la olla para hervir agua más rápido y usar menos gas".

Chamadoira refuerza el concepto: "El negocio en este segmento es vender el producto que la persona necesita y puede comprar. No sirve venderle algo que después sea un problema para él y para la compañía. Lo que nosotros transmitimos con el tema del uso racional es que el tener energía más barata no debe estimularlos a consumir más sino iguales volúmenes y aplicar el ahorro a pagar la financiación de la barrera de entrada".

Al referirse a la relación con la Fundación Pro Vivienda Social, Chamadoira comentó la importancia del intercambio de valores que se ha dado entre las dos instituciones. "La Fundación nos dio un montón de valores, pero nosotros también pudimos aportar una cantidad muy importante. Lo interesante ha sido comprobar que dos paradigmas, dos mundos que a priori parecían totalmente divididos o excluyentes, no son tal cosa, y que se puede trabajar en conjunto y lograr una mejora sustancial en todo".

Pighin define el caso como de "cocreación, que es abocarse a una tarea y crearla juntos, con los valores nuestros, de la Fundación, de la sociedad. Conocerse. Nos adaptamos cada uno a la forma de trabajar de los otros, para que el producto sea parte de lo que trabajamos entre todos".

Replicabilidad

Un tema central del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral es su posibilidad de "replicabilidad", esto es, de repetirlo en otros lugares y también en otros ámbitos. Chamadoira observa que el primer proyecto en Cuartel V "fue el prototipo. Si hubiera sido sólo eso habría sido positivo, pero el desafío es aprender de esa experiencia y aplicarla a la siguiente y así sucesivamente. Y lo fuimos haciendo en San Carlos, Fuva, Cuartel V dos y 25 de Mayo. Lo que viene ahora es empezar a capitalizar las experiencias, ponerlas en proceso y en serie para que el proyecto sea replicable".

El directivo se explaya así: "Darle entidad a un sistema ya probado permitiría poder extrapolarlo más allá de la distribuidora de gas, para que estos valores puedan ser replicados en otros lados. Habrá así elementos que puedan ser aplicados a otro tipo de emprendimientos, obviamente no el 100% porque hay particularidades que tienen que ver con la industria".

Entre las mejoras que dice que se pueden ir realizando menciona la incorporación de nuevas empresas; de entidades financieras, por ejemplo. "En el primer proyecto tuvimos financiación mediante préstamos del Foncap y aportes que dio el Banco Mundial, temas muy ad hoc. Pero ya en estos nuevos modelos estamos incorporando entidades financieras comerciales que aportan préstamos de uso y línea común, porque certificamos un proceso y un procedimiento que es rentable para prestarle a fideicomisos de vecinos. A lo mejor –expone Chamadoira- la tasa de riesgo de prestarle individualmente a un vecino es inviable, pero cuando certificamos un proceso por el cual hacemos la obra a través de un fideicomiso en el que se demuestra la rentabilidad del préstamo, hace que estos esquemas se puedan replicar más allá. La participación de bancos comerciales no es un tema menor porque apunta a esto de la replicabilidad. De lo contrario nos quedamos con que conseguimos fondos de quien fuere, en forma circunstancial. Para que los vecinos puedan entrar al circuito financiero formal a través de fideicomisos hay que darles organización, lo cual genera un valor muy importante".

Como cierre Chamadoira plantea que "por cierto, todo este trabajo está en la concepción del manejo del negocio. Si lo hiciéramos sin tener en cuenta las variables de negocio, sin apuntar al objetivo comercial, no tendríamos manera de replicarlo y quedaría como un tema anecdótico o filantrópico".

platts

2011 GLOBAL ENERGY AWARDS

Premio Platts
al Mejor Programa de Desarrollo Comunitario

La prestigiosa distinción le fue otorgada a Gas Natural Fenosa en 2011 en Nueva York por Modelo Inclusivo de Gasificación Integral desarrollado en el Partido de Moreno, Provincia Buenos Aires

Premio Platts al Mejor Programa de Desarrollo Comunitario

Entre las múltiples distinciones que ha recibido Gas Natural Fenosa por su acción comunitaria a lo largo de 20 años de actuación en la República Argentina, una muy especial es la que le confirió la empresa Platts, división de The McGraw-Hill Companies, con sede en Nueva York: "Mejor programa de desarrollo comunitario", por el Modelo Inclusivo de Gasificación Integral desarrollado en el partido de Moreno, Provincia de Buenos Aires.

La distinción corresponde a la edición 2011 de los Platts Awards. El premio fue recibido en nombre de Gas Natural Fenosa de España por el Director General de Comunicación de Gas Natural Fenosa, Jordi Garcia Tabernero, en una ceremonia celebrada en Nueva York, a la que asistieron alrededor de 600 empresarios del sector energético de todo el mundo.

En las consideraciones de la distinción se destacó que "la iniciativa premiada tiene como objetivo promover el acceso de barrios de menores recursos al servicio público de gas natural por redes y contribuir de esta manera a la promoción del desarrollo".

"El proyecto premiado, de carácter pionero, consiste en la extensión de la red de gas domiciliario en cinco barrios de la localidad de Cuartel V del Partido de Moreno, a través de un novedoso sistema de financiación denominado 'Fideicomiso Redes Solidarias' (FRS), administrado por la Fundación Pro Vivienda Social, entidad que trabaja en la mejora de la vivienda, la infraestructura y que promueve el otorgamiento de microcréditos.

"La iniciativa cuenta con el apoyo de vecinos, ONGs, autoridades municipales, provinciales y nacionales, organizaciones sin ánimo de lucro y la empresa, los que en su conjunto aunaron esfuerzos para lograr un sistema de gasificación accesible a comunidades de reducidos ingresos económicos.

"Desde su implantación en septiembre del año 2003, los beneficiarios del proyecto han reducido el coste de su energía en un 75% aproximadamente y disfrutan del uso de una energía más segura y menos contaminante. Además se logró la habilitación de 70.000 metros de red de distribución de gas natural y el suministro de gas natural a casi 4.000 viviendas, también se facilitó la creación de puestos de trabajo entre los habitantes de la comunidad del Partido de Moreno, lo que en su conjunto ha permitido mejorar la calidad de vida de más de 15.000 personas".

Platts elabora anualmente el ranking Top 250 Energy Companies, que destaca los resultados financieros de las principales compañías energéticas del mundo en función del valor de sus activos, ingresos, beneficios y retorno en capital invertido. Según este ranking, en 2011 Gas Natural Fenosa ha sido clasificada, por tercer año consecutivo, como la primera compañía del mundo en el sector del gas y ocupa el puesto 29 entre las empresas energéticas de Europa, Oriente Medio y África, y el 57 del mundo.

En los considerandos de la distinción se destacó que "la iniciativa premiada tiene como objetivo promover el acceso de barrios de menores recursos el servicio público de gas natural por redes y contribuir de esta manera a la promoción del desarrollo".

En la edición 2011, Gas Natural Fenosa también resultó finalista en los Platts Awards en la modalidad de programas de eficiencia energética por su compromiso con la promoción del uso racional de la energía.







Vecinos:
Las voces solidarias

El proyecto promovió una fuerte movilización social, basada en las ansias de progreso de comunidad y en la confianza que generó la propia intervención de los vecinos

_ "Es una felicidad tener agua caliente siempre. Antes con el calefón consumíamos nueve garrafas por mes sólo para bañarnos, ya que tengo ocho hijos. Ahora pago $30 por bimestre. Ahora ya no sufrimos más el frío; el hogar está prendido siempre y no consume tanto gas. Antes usábamos estufa eléctrica y consumíamos mucha electricidad".

(Liliana Flores, vecina del barrio Namuncurá, primera vecina que recibió el gas natural domiciliario dentro del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral)

_ "Nunca había participado de algo para mejorar el barrio, pero creo que es importante hacerlo. Quise participar de la Comisión porque no había política en el medio".

(Ana, Unión por los Vecinos)

_ "Lo que me llevó a participar de la Comisión fue el querer hacer algo para mejorar el barrio, aportar mi granito de arena, porque el proyecto me pareció muy bueno y le iba a dar al barrio una mejor calidad de vida".

(Oscar Montana, Barrios de Unión y Futuro)

_ "Para mí fue todo nuevo. Antes tenía miedo, pero aprendí a estar frente a los vecinos. Participo porque me gusta; me ayuda a pasar el tiempo. Antes estaba mal. Así siento que puedo hacer algo por todos y no quedarme deprimida en mi casa".

(Berta Leiva, Organizadora y Promotora de Unión de Vecinos en Acción)

_ "Al principio la propuesta me pareció demasiado buena para ser cierta. Pero decidí escucharla y me convencí de ir a trabajar como promotor en los barrios. En la capacitación encontré un grupo de personas unidas por la solidaridad y por las ganas de ayudar a progresar. Mi integración al grupo fue casi inmediata y con un objetivo como guía: ayudar a la comunidad por medio de un proyecto que promete progreso y una mejor calidad de vida. Una vez despejadas todas las dudas y con plena confianza en el proyecto, los promotores salimos a la calle entusiasmados como chicos. Fue un trabajo arduo, pero valió la pena. El mensaje llegó, creamos confianza. El hecho de formar parte del proyecto me infla el pecho de orgullo".

(Fernando Cáceres, promotor de Comunidad Organizada)

_ "Lo que me atrajo de este proyecto de gas es que si nos juntamos entre todos los barrios, podemos lograrlo. Estoy orgullosa de asistir cada semana. Disfruto de todas las capacitaciones y no puedo creer todo lo que avanzamos tan rápidamente".

(Marta Zacarías, Barrios de Unión y Futuro)

_ "Hacía seis años que vivía en Milenio cuando me enteré que había un proyecto de traer el gas al barrio pero que faltaba gente para llevar la información a todos los vecinos. Entonces decidí ser promotora y luchar para que mi sueño y el de todos los que estábamos en el proyecto se cumpliera. Después voy a seguir luchando para traer más progreso a mi barrio y al de todos".

(Mirta, barrio Milenio, Promotora de Unión de Vecinos en Acción)

_ "Es una felicidad tener agua caliente siempre. Antes con el calefón consumíamos nueve garrafas por mes sólo para bañarnos, ya que tengo ocho hijos. Ahora pago $30 por bimestre. Ahora ya no sufrimos más el frío; el hogar está prendido siempre y no consume tanto gas. Antes usábamos estufa eléctrica y consumíamos mucha electricidad".

(Liliana Flores, vecina del barrio Namuncurá, primera vecina que recibió el gas natural domiciliario dentro del Modelo Inclusivo de Gasificación Integral)

_ "Nunca había participado de algo para mejorar el barrio, pero creo que es importante hacerlo. Quise participar de la Comisión porque no había política en el medio".

(Ana, Unión por los Vecinos)

_ "Lo que me llevó a participar de la Comisión fue el querer hacer algo para mejorar el barrio, aportar mi granito de arena, porque el proyecto me pareció muy bueno y le iba a dar al barrio una mejor calidad de vida".

(Oscar Montana, Barrios de Unión y Futuro)

_ "Para mí fue todo nuevo. Antes tenía miedo, pero aprendí a estar frente a los vecinos. Participo porque me gusta; me ayuda a pasar el tiempo. Antes estaba mal. Así siento que puedo hacer algo por todos y no quedarme deprimida en mi casa".

(Berta Leiva, Organizadora y Promotora de Unión de Vecinos en Acción)

_ "Al principio la propuesta me pareció demasiado buena para ser cierta. Pero decidí escucharla y me convencí de ir a trabajar como promotor en los barrios. En la capacitación encontré un grupo de personas unidas por la solidaridad y por las ganas de ayudar a progresar. Mi integración al grupo fue casi inmediata y con un objetivo como guía: ayudar a la comunidad por medio de un proyecto que promete progreso y una mejor calidad de vida. Una vez despejadas todas las dudas y con plena confianza en el proyecto, los promotores salimos a la calle entusiasmados como chicos. Fue un trabajo arduo, pero valió la pena. El mensaje llegó, creamos confianza. El hecho de formar parte del proyecto me infla el pecho de orgullo".

(Fernando Cáceres, promotor de Comunidad Organizada)

_ "Lo que me atrajo de este proyecto de gas es que si nos juntamos entre todos los barrios, podemos lograrlo. Estoy orgullosa de asistir cada semana. Disfruto de todas las capacitaciones y no puedo creer todo lo que avanzamos tan rápidamente".

(Marta Zacarías, Barrios de Unión y Futuro)

_ "Hacía seis años que vivía en Milenio cuando me enteré que había un proyecto de traer el gas al barrio pero que faltaba gente para llevar la información a todos los vecinos. Entonces decidí ser promotora y luchar para que mi sueño y el de todos los que estábamos en el proyecto se cumpliera. Después voy a seguir luchando para traer más progreso a mi barrio y al de todos".

(Mirta, barrio Milenio, Promotora de Unión de Vecinos en Acción)