



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Sociedad No Adherida al Régimen Estatutario Optativo de Ofertas Públicas de Adquisición Obligatoria.

MEMORIA

Señores Accionistas de Distribuidora de Gas Cuyana S.A.:

De acuerdo con lo establecido en la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 y sus modificatorias, y cumpliendo con lo previsto en el Estatuto, el Directorio de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. se complace en someter a vuestra consideración la Memoria, Inventario, Estado de Situación Patrimonial, Estado de Resultados, Estado de Evolución del Patrimonio Neto, Estado de Flujo de Efectivo, Notas, Anexos, Reseña Informativa y la información requerida por el Artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, correspondientes al vigésimo ejercicio económico, comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2011.

La presente Memoria ha sido preparada de acuerdo a los lineamientos del Decreto N° 677/2001, que aprobó el Régimen de Transparencia en el ámbito de la Oferta Pública de la Comisión Nacional de Valores.

I. Consideraciones Generales

I.1. El marco

Luego de la recuperación económica mundial de 2010, el crecimiento disminuyó en 2011 y retornaron signos de incertidumbre que se sucedieron a lo largo del año, marcando la crítica situación en la que se encuentran los países desarrollados. Los problemas que enfrentan estas naciones, evidenciados tras el estallido de la crisis de 2008, aún no pueden ser corregidos.

La principal preocupación es la Unión Europea. En 2011 hubo cada vez más países con problemas fiscales y financieros que aún se intentan resolver. El Fondo Monetario Internacional ("FMI") redujo sus estimaciones de crecimiento y previó un alza de 4,0% en el Producto Bruto Mundial para el año; inferior al 5,1% de 2010.¹

Ese crecimiento sigue mostrando dos velocidades al igual que lo observado en 2010: los países desarrollados con un avance mucho más lento y las economías emergentes con muestras de mayor vigor, aunque algo atenuado respecto del año precedente. En concreto, el Producto Bruto de las economías avanzadas crecería 1,6% en 2011 (frente al 3,1% del año anterior), con una proyección similar para la Zona Euro (1,8% de 2010). Aquí, Alemania sigue liderando el crecimiento (2,7% previsto para 2011) con graves problemas en países como Italia (0,6%) y España (0,8%).¹

Estados Unidos de Norteamérica, que también enfrenta problemas fiscales y de la economía real que aún no logra revertir, también mostrará este año una menor actividad (1,5% de crecimiento frente a 3% en 2010).¹

En cambio, los mercados emergentes y en desarrollo siguen siendo los motores del crecimiento mundial, aunque a un ritmo algo menor en 2011 y en 2012. Según la proyección del FMI, crecerían en conjunto 6,4% en 2011 (frente al 7,3% del año anterior). Dentro de estos, el Producto Bruto de China subiría 9,5% (10,3% de 2010) y el de India, 7,8% (frente al 10,1% anterior).¹

Por su parte, América Latina y el Caribe avanzarían 4,3% frente al 5,9% del año anterior, con una importante desaceleración de Brasil (2,9% en 2011, frente a 7,5% en 2010) y de México (4,0% y 5,6%, respectivamente).²

Los mercados financieros soportaron en 2011 una elevada volatilidad. Esta situación tiene su origen en la influencia ejercida por la crisis de la deuda producida en varios países del viejo continente (primero Grecia, luego otros como Italia), en las demoras incurridas por los líderes europeos para encontrar una salida, y en los riesgos que siguen afectando la recuperación de la economía real. Por su parte, el Índice Dow Jones cerró 2011 con un valor de

¹ Fondo Monetario Internacional ("FMI"). Perspectivas de la economía mundial – Septiembre de 2011.

² CEPAL. Balance Preliminar de las economías de América Latina y el Caribe 2011.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

12.217,56, un 5,53% más que un año atrás³; con lo cual recuperó la fuerte caída que había sufrido a mediados de año, cuando tocó un mínimo de 10.817,65 en agosto.

Las *commodities* reflejaron los vaivenes de los mercados financieros. La onza de oro mostró un recorrido ascendente hasta que tocó valores récord en agosto (superó los U\$S1.900) y luego tuvo un pequeño retroceso para terminar el año en U\$S1.563,82. El barril de petróleo tuvo alta volatilidad y finalizó 2011 en valores similares a los de 12 meses atrás (el WTI cerró 2011 a U\$S98,83 por barril).

En 2011 la economía argentina continuó el proceso de crecimiento que había iniciado en 2010. Pese a ser un período electoral, la actividad mostró un nivel elevado casi todo el año, aunque luego de las elecciones nacionales de octubre, ciertas medidas tomadas por el Gobierno Nacional inquietaron a los consumidores y a los mercados. El EMAE⁴, que se utiliza como anticipo del Producto Interno Bruto (“PIB”), muestra un aumento acumulado de 9,3% en los primeros 10 meses de 2011, respecto del mismo período del año anterior. El Presupuesto Nacional prevé que 2011 cerrará con un crecimiento de 8,3%⁵, en tanto el IERAL estima un 7,7%⁶.

La inflación se mantuvo en 2011 en niveles similares a los de 2010. A lo largo del año se agudizaron las controversias con las consultoras privadas, muchas de las cuales dejaron de publicar sus estimaciones. Los precios al consumidor estimados por el INDEC mostraron una suba de 9,5%⁷ en el año, mientras las estimaciones privadas (difundidas por legisladores de la oposición) la ubican en 22,8%. Los precios mayoristas, en tanto, cerraron 2011 con una suba interanual de 12,7%⁸, inferior al año anterior.

En el sector agropecuario la cosecha de granos siguió batiendo récords. La campaña 2010/2011 terminó con 95,5 millones de toneladas, superior a los 92,3 millones de toneladas de la campaña 2009/2010. Pero los precios, producto de la crisis financiera internacional, terminaron 2011 casi en los mínimos del año. Al final de 2011, la tonelada de soja cerró en U\$S 460 en Argentina, 14,34% menos que el último día de 2010.⁹

En tanto, el consumo continuó su senda de sostenido crecimiento, impulsado por políticas oficiales de recomposición del ingreso real y por las promociones bancarias (descuentos y financiamiento en cuotas sin interés). Según los datos oficiales, a valores constantes, las ventas de los supermercados subieron en noviembre de 2011 un 19,2%¹⁰ respecto al mismo mes del año anterior, y las ventas de los centros de compras tuvieron un aumento de 20,6% en igual período¹¹.

La venta de automóviles cero kilómetro fue uno de los impulsores del consumo de bienes durables. En 2011, el patentamiento acumuló 857.983 unidades, con un incremento de 29,46% respecto al año anterior. De todos modos, la suba se desaceleró en los últimos meses (en diciembre hubo una caída interanual de 0,06%)¹². En 2011 se fabricaron 828.771 unidades en el país, con un incremento de 15,70% respecto de 2010.¹³

La construcción siguió con un ritmo similar al que tenía a fines de 2010. Según el indicador oficial, el acumulado entre enero y noviembre de 2011 mostró una suba interanual de 9,3%¹⁴.

La industria evidenció una tendencia de mayor a menor: comenzó 2011 con un crecimiento vigoroso (10%); acumuló en 2011 un aumento desestacionalizado de 6,5% respecto a igual período del año anterior; pero en el interanual a diciembre concluyó con un nivel de actividad más moderado, 1,4%.¹⁵

³ Bolsa de Nueva York.

⁴ INDEC (“Instituto Nacional de Estadística y Censos”) - Estimador Mensual de la Actividad Económica (“EMA”).

⁵ Mensaje de elevación del Presupuesto Nacional 2012. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación (“MEFP”).

⁶ Instituto de Estudios Económicos sobre la Realidad Argentina y Latinoamericana (“IERAL”), de la Fundación Mediterránea.

⁷ INDEC - Índice de Precios al Consumidor (“IPC”).

⁸ INDEC - Índice de Precios Internos Mayoristas (“IPIM”).

⁹ Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación.

¹⁰ INDEC - Encuesta de Supermercados - Noviembre de 2011.

¹¹ INDEC - Encuesta de Centros de Compras - Noviembre de 2011.

¹² Asociación de Concesionarios de Automotores de la República Argentina (“ACARA”).

¹³ Asociación de Fábricas de Automotores de la Argentina (“ADEFA”).

¹⁴ INDEC - Indicadores de Coyuntura de la Actividad de la Construcción - Noviembre de 2011.

¹⁵ INDEC - Estimador Mensual Industrial (“EMI”) - Noviembre de 2011.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El crecimiento de la actividad económica generó en 2011 un incremento de la demanda neta total del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) de 5,6% en los primeros 11 meses del año, respecto al acumulado del año anterior. En noviembre la demanda fue de 9.498,1 GWh, 7,5% superior al mismo mes de 2010¹⁶.

En el mercado del gas natural, durante los primeros 11 meses de 2011 el total de producto entregado por las distribuidoras fue de 29.924,63 millones de m³, 6,57% más que los 28.079,73 millones de m³ registrados en el mismo período de 2010.¹⁷

Las exportaciones siguieron el ritmo de aumento de 2010, mientras que las importaciones tuvieron una leve desaceleración, con un fuerte control del Estado sobre las compras al exterior. En 2011 se exportaron U\$84.269 millones (24% más que en el mismo período de 2010), en tanto que se importó por U\$73.922 millones (31% de incremento). El saldo de la balanza comercial fue positivo en U\$10.347 millones, inferior a los U\$11.632 millones de excedente en 2010.¹⁸

Por su parte, los indicadores laborales registraron en 2011 una muy leve recuperación. En el tercer trimestre del año la desocupación fue de 7,2% de la Población Económicamente Activa (“PEA”), frente al 7,5% de igual período del año anterior.¹⁹

La recaudación nacional tuvo en 2011 un incremento nominal de 31,8% y ascendió a \$540.133,8 millones debido al incremento de la actividad económica, la suba de los precios y de la masa salarial. Los recursos de la Seguridad Social crecieron 34,1%, los ingresos en concepto de IVA 32,5% y de Ganancias 41,7%.²⁰ Pese a este incremento de los recursos fiscales, debido a la fuerte expansión del gasto el resultado de las cuentas públicas arrojó un déficit financiero de \$8.328,9 millones en los primeros 11 meses de 2011. El resultado primario, en cambio, continuó mostrando superávit con \$13.033,2 millones.²¹

Con esta situación fiscal, el stock de deuda bruta del país creció de U\$164.330 millones en diciembre de 2010 a U\$175.324 millones a septiembre de 2011 (6,7% más). Gran parte de ese incremento obedece al endeudamiento con agencias del Sector Público Nacional, rubro que creció 19,6% en ese lapso. Mientras, la deuda con organismos multilaterales y bilaterales, y el Club de París, aumentó 2,4% y 2,6%, respectivamente. El segmento del sector privado, en cambio, tuvo una baja de 7,4%.²²

En el plano financiero, las variables argentinas reflejaron la elevada volatilidad internacional. El Índice Merval de la Bolsa de Buenos Aires terminó 2011 cerca de sus mínimos (tocó el piso del año en 2.325,95 a principios de octubre), con una baja acumulada de 35,40% respecto al último día hábil de 2010.²³ En tanto, el dólar mayorista pasó de \$3,98 a \$4,30 con una suba de 8% en el año.

En el segmento bancario, y como producto del intento oficial de contener la suba del tipo de cambio, las tasas de plazo fijo mostraron un fuerte repunte. Terminaron el año en 13,31%, frente al 10,06% del último día hábil de 2010, con un alza de 32,31%.²⁴

Luego de las elecciones del 23 de octubre de 2011, cuando la presidenta Cristina Fernández fue reelegida para otro período de 4 años, el Gobierno Nacional implementó medidas que causaron impacto en la sociedad toda. Se estableció un mayor control a las compras de dólares por parte de empresas y particulares, lo cual generó cierta incertidumbre en el mercado cambiario y la suba de las tasas de interés. A principios de noviembre se anunció la eliminación progresiva de los subsidios del Estado Nacional al consumo de luz, agua y gas, decisión que fue implementada y que comienza a regir el 1º de enero de 2012.

¹⁶ Fundelec - Fundación para el Desarrollo Eléctrico – Noviembre de 2011.

¹⁷ ENARGAS - Datos operativos a Noviembre de 2010 y 2011.

¹⁸ INDEC - Intercambio Comercial Argentino – Noviembre de 2011.

¹⁹ INDEC - Encuesta Permanente de Hogares – Noviembre de 2011.

²⁰ Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación (“MEFP”) – Informe de Recaudación Tributaria.

²¹ MEFP – Ejecución presupuestaria. Esquema de Ahorro Público Base Caja 2011.

²² MEFP - Deuda Pública del Estado Argentino. Septiembre de 2011.

²³ Bolsa de Comercio de Buenos Aires (“BCBA”).

²⁴ Banco Central de la República Argentina (“BCRA”).



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Además, se evidenció una tensión con la central obrera que representa a los trabajadores pues el Gobierno Nacional dejó trascender que la pauta salarial para 2012 sería de 18%, inferior al 33,8% que subieron en forma interanual los salarios privados registrados hasta noviembre 2011.

Se espera que para 2012 estos temas merezcan especial atención, pues la intención oficial sería reducir el crecimiento del gasto y los salarios para que tengan un menor impacto en el nivel de inflación.

Principales variables macroeconómicas	Fuente (*)	2011	2010
PIB Mundial - Variación anual %	FMI	4,0	5,1
PIB de EEUU - Variación anual %	FMI	1,5	3,0
PIB de Zona Euro - Variación anual %	FMI	1,6	1,8
PIB de China - Variación anual %	FMI	9,5	10,3
PIB de Brasil - Variación anual %	CEPAL	2,9	7,5
Datos de la economía Argentina	Fuente (*)	2011	2010
PIB - Variación anual %	IERAL/INDEC	7,7	9,2
PIB en miles de millones de pesos corrientes	IERAL/MECON	1844,3	1442,7
Inversión Interna Bruta Fija (a precios de 1993) - Variación anual %	IERAL/MECON	13,8	21,2
Consumo privado (a precios de 1993) - Variación anual %	IERAL/MECON	8,2	9,0
Saldo balanza comercial/PIB - %	IERAL/MECON	2,3	3,2
Superávit Primario del Gobierno Nacional No Financiero/PIB - %	IERAL/MECON	0,1	1,7
Stock de deuda/Exportaciones - Ratio	IERAL/MECON	2,1	2,4
Precios mayoristas (Dic. /Dic.) - %	INDEC	12,7	14,6
Tipo de cambio (cierre diciembre) \$/US\$	BCRA	4,30	3,98
Tasa de desocupación - EPH III Trimestre - %	INDEC	7,2	7,5
Índice de Variación Salarial (Nivel general) - Nov. /Dic.	INDEC	525,2	416,9
Reservas del BCRA en miles de millones de dólares - Dic.	BCRA	46,4	52,1

(*) Cuando no se cuenta con información de organismos oficiales se considera la de fuentes alternativas.

I.2. Las proyecciones

En 2012 la economía mundial continuaría mostrando las dificultades que evidenció durante gran parte de 2011, con riesgo de que los gobiernos de la Zona Euro no logren resolver la crisis y que Estados Unidos de Norteamérica acentúe la reducción del crecimiento que se está observando.

La proyección del FMI es que el PIB mundial mostrará un incremento de 4,0% en 2012, similar a 2011. Pero las economías desarrolladas tendrán una suba de sólo 1,9%. Dentro de éstas, se prevé un crecimiento de 1,8% para Estados Unidos de Norteamérica, 1,1% para la Zona del Euro (inferior a 2011) y 2,3% para Japón. En cambio, los mercados emergentes y en desarrollo crecerían 6,1%, impulsados en mayor medida por las economías en desarrollo de Asia: China, con 9,6% e India, con una suba de 7,5%.²⁵

Para América Latina y el Caribe se estima una recuperación de 3,7%, algo menor a 2011. El PIB de Brasil subiría 3,5%, apenas por encima del 3,3% de México.²⁶

En Argentina, el Presupuesto 2012 que se aprobó a fin de diciembre prevé un crecimiento de 5,1% para 2012 y un dólar a \$4,40 promedio para el año, frente a \$ 4,13 de 2010²⁷. El IERAL prevé un crecimiento del PIB de 4,5% y un tipo de cambio al cierre de diciembre de \$5,0 por dólar.

²⁵ Fondo Monetario Internacional ("FMI"). Perspectivas de la economía mundial – Septiembre de 2011.

²⁶ CEPAL. Balance preliminar de las economías de América Latina y el Caribe. Diciembre de 2011.

²⁷ Proyecto de Ley de Presupuesto Nacional 2012. Ministerio de Economía y Finanzas de la Nación ("MEFP").



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En materia de recursos fiscales, el Presupuesto estima ingresos tributarios y de Seguridad Social por \$668.291 millones, con una suba de 23,2% respecto a lo proyectado para 2011 y equivalente al 32,05% del PIB, más de un punto respecto del año anterior. El Ejecutivo prevé para 2012 un superávit financiero de \$1.446 millones (mientras que estima que 2011 cerrará con un déficit de \$11.774 millones). El superávit primario (antes del pago de intereses) sería de \$46.255 millones en 2012, el 2,22% del PIB (frente a 1,38% del año anterior).

En 2012 la Nación deberá afrontar servicios de deuda por \$24.851 millones (U\$S5.910 millones) en concepto de intereses y \$67.869 millones (U\$S16.140 millones) en amortizaciones de capital, totalizando \$92.720 millones (U\$S22.050 millones).²⁸

En otro orden, el Presupuesto prevé un aumento promedio anual del Índice de Precios al Consumidor (“IPC”) de 9,2% y del Índice de Precios Mayoristas (“IPIM”) de 9,9%. En cambio, el BCRA estima que la inflación minorista promediará el 13,9%²⁹, y el IERAL prevé una suba de 16,0% en el IPIM.

Por otra parte, para la campaña 2011/2012, por efecto de la sequía que afectó hasta mediados de enero las áreas productoras, se proyecta una cosecha más reducida que la prevista, que no llegará a los 100 millones de toneladas. Los últimos cálculos arrojan un total de 49,5 millones para la soja y 21,4 millones para el maíz.³⁰

Para el IERAL, la desocupación se mantendrá en 7,2% promedio en 2012 (similar a 2011) y el Índice de Salarios aumentaría 18% anual (frente a 28,1% previsto para 2011). En tanto, estima que las reservas internacionales llegarán a U\$S48.100 millones a fin de 2012, 6% más que el cierre de 2011, pero aún 7,7% por debajo de fin de 2010.

Según lo presupuestado por el PEN, las principales variables macroeconómicas seguirán en 2012 en la senda de crecimiento actual, aunque a menores niveles. La Inversión Bruta Interna Fija (“IBIF”) mostrará una suba de 7,9%, más moderada que el 13,5% de 2011. El consumo subiría 4,7%, frente al 9,1% previsto para 2011.

Además, en 2012 se prevén exportaciones por U\$S107.536 millones, 18,2% superiores a 2011. En tanto, las importaciones llegarían a U\$S95.220 millones, 18,5% más que el año anterior. Así, el superávit comercial será de U\$S12.316 millones.

En el sistema financiero, los analistas consultados por el BCRA prevén que los depósitos totales del Sector Privado No Financiero (“SPNF”) aumentarán de \$318.972 millones en 2011 a \$383.519 millones en 2012, mientras que la tasa de interés anual, para plazo fijo a 30 días subirá a 14,14% en 2012, frente a 13,28% de 2011. El total de préstamos al SPNF se elevará en igual lapso de \$277.286 millones a \$338.907 millones, en tanto la tasa promedio nominal anual pagada por bancos privados (“BADLAR”) a 30 días disminuirá de 17,69% a 16,58%. Se estima que el saldo de la Cuenta Corriente del Balance de Pagos será negativo en U\$S130 millones, frente al saldo positivo de U\$S1.396 millones de 2011.²⁹

Para 2012 se espera que la economía continúe con crecimiento pero mucho más moderado que en 2011, en el marco de un escenario mundial de desaceleración en la actividad económica de los países desarrollados, con marcada volatilidad e incertidumbre. Los desafíos del país se relacionan con la moderación del ritmo inflacionario, monitoreando muy de cerca variables como gasto público, salarios y emisión monetaria.

Principales variables macroeconómicas	Fuente (*)	2012	2011
PIB Mundial - Variación anual %	FMI	4,0	4,0
PIB de EEUU - Variación anual %	FMI	1,8	1,5
PIB de Zona Euro - Variación anual %	FMI	1,1	1,6
PIB de China - Variación anual %	FMI	9,0	9,5
PIB de Brasil - Variación anual %	CEPAL	3,5	2,9

(*) Cuando no se cuenta con información de organismos oficiales se considera la de fuentes alternativas.

²⁸ Secretaría de Finanzas de la Nación (“MECON”).

²⁹ Relevamiento de Expectativas de Mercado (“REM”). Diciembre de 2011. Banco Central de la República Argentina (“BCRA”).

³⁰ Bolsa de Comercio de Rosario.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Datos de la economía Argentina	Fuente (*)	2012	2011
PIB - Variación anual %	IERAL	4,5	7,7
PIB en miles de millones de pesos corrientes	IERAL	2.312,7	1.844,3
Inversión Interna Bruta Fija (a precios de 1993) - Variación anual %	IERAL	5,5	13,8
Consumo privado (a precios de 1993) - Variación anual %	IERAL	4,3	8,2
Saldo balanza comercial/PIB - %	IERAL	1,1	2,3
Superávit Primario del Gobierno Nacional No Financiero/PIB - %	IERAL	1,0	0,1
Stock de deuda/Exportaciones - Ratio	IERAL	2,0	2,1
Precios mayoristas (Dic. /Dic.) - %	IERAL/INDEC	16,0	12,7
Tipo de cambio (cierre diciembre) \$/US\$	IERAL/BCRA	5,00	4,30
Tasa de desocupación - EPH III Trimestre - %	IERAL/INDEC	7,2	7,2
Índice de Variación Salarial (Nivel general) –Dic. /Nov.	IERAL/BCRA	630,0	525,2
Reservas del BCRA en miles de millones de dólares - Dic.	IERAL/BCRA	48,1	46,4

(*) Cuando no se cuenta con información de organismos oficiales se considera la de fuentes alternativas.

I.3. La región Cuyana

El ritmo de crecimiento que experimentó la economía nacional durante 2011 implicó mejoras en las principales variables macroeconómicas tanto de producción como de consumo en las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis, que conforman el área de servicios de la Sociedad.

Desde 2009, la economía mendocina viene recuperándose vigorosamente. En 2010 creció 8,8%, mientras que este año mostraría una mejora de 6,2%, impulsada por los sectores industrial y agropecuario³¹.

Durante el primer semestre de 2011, las exportaciones de la provincia de Mendoza alcanzaron los US\$943,3 millones, registrando una suba de 8,7%, respecto del mismo período del año anterior. De mantenerse esta tendencia, en 2011 se podría romper el récord de 2010, cuando las ventas al exterior superaron los US\$1.600 millones. Este impulso se explica por el crecimiento de colocaciones de ajos, peras, manzanas y mosto.³²

Con este contexto, el consumo se mantuvo firme. Entre enero y octubre, las ventas de los supermercados a precios corrientes acumularon un crecimiento de 25,8% respecto del mismo período del año anterior al cerrar en \$464,8 millones³³. Mientras tanto, al cabo del año se patentaron en la provincia 32.778 unidades cero kilómetro, con un crecimiento de 32,6% respecto de 2010³⁴.

A su vez, el consumo de cemento creció 18% en el tercer trimestre de 2011 respecto del mismo período de 2010 y con igual comparación, la demanda de energía eléctrica creció 9,3%, la de los combustibles líquidos 8%, y el consumo de gas natural (industrias, usinas y GNC) 6,2%.³⁵

El precio del petróleo se mantuvo en los US\$85 en octubre, luego de haber superado los US\$110 en abril. La producción de este hidrocarburo viene reduciéndose desde 2009. A octubre de 2011, el gasoil muestra una suba de 13% en dólares, comparado con los valores vigentes un año atrás.⁵

A noviembre de 2011, el Índice de Precios al Consumidor (“IPC”) en Mendoza registró una suba general acumulada respecto a enero de 19,7%, en tanto que el costo de la construcción muestra un incremento de 22,4%, entre enero y octubre de 2011.²

³¹ Centro de Investigaciones Económicas, Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Cuyo.

³² Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas (“DEIE”), Provincia de Mendoza.

³³ Instituto de Estadísticas y Censos (“INDEC”) – Encuesta de Supermercados – Octubre de 2011.

³⁴ Informe mensual de la Asociación de Concesionarias de Automotores de la República Argentina (“ACARA”).

³⁵ Instituto de Estudios para la Realidad Argentina y Latinoamericana (“IERAL”).



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El incremento en el consumo, la actividad industrial y las exportaciones incidió favorablemente en las cuentas provinciales. A noviembre de 2011, los ingresos acumulaban en 12 meses una suba interanual de 34% y el gasto primario 44%. A octubre de 2011, el déficit primario acumulaba en 12 meses, un total de \$857 millones. Se estima que la recaudación propia en 2011 fue de \$3.148 millones, con una suba de 59,9% respecto de 2010. La deuda de la provincia es relativamente alta: a octubre de 2011 alcanza los US\$1.118,7 millones.⁵

Pese al crecimiento de la economía mendocina, durante 2011 hubo una leve caída en los índices laborales en Gran Mendoza, donde la tasa de desocupación se ubicó en 4,1% en el tercer trimestre del año, frente a los 3,7% registrados un año atrás. En el Gran San Juan, el desempleo fue de 8,1%, cuando un año atrás se ubicó en 7,6%. San Luis, en tanto, históricamente la menos afectada por este índice, se ubicó en 1,9%, apenas una suba de 0,1 punto porcentual sobre el registro del mismo período de 2010.³⁶

La provincia de San Juan previó para 2012 un total de gastos por \$7.723,8 millones, es decir, 30,1% más que el ejercicio anterior⁷. En materia de endeudamiento, al tercer trimestre de 2011 el stock de deuda (no financiera) de la Administración Pública ascendía a \$1.650,2 millones, con una suba de 18,5%, respecto del mismo período del año anterior³⁷. La recaudación propia de esta provincia aumentó considerablemente en 2011. Según estimaciones del IERAL, 2011 cerró en \$1.077 millones, lo que representa una suba de 74% respecto del año anterior.

Por su parte, el total del presupuesto para 2012 de la provincia de San Luis es de \$5.280,6 millones, 31,6% más que lo gastado durante 2011³⁸. El Índice de Precios al Consumidor de esa provincia acumuló a noviembre de 2011 una suba de 21% respecto de diciembre de 2010, frente a la suba de 24,9% que registró el mismo período del año anterior³⁹. La recaudación propia, en tanto, subió 26,8% al cerrar en \$820 millones⁵.

En estas dos últimas provincias el consumo se mantuvo firme. En 2011 se patentaron en San Juan 9.152 unidades cero kilómetro, 35% más que en el año interior; mientras que en San Luis se registraron 7.597 vehículos nuevos, con una suba de 38,2%⁴. La tasa de desempleo empeoró levemente. En San Luis registró una desocupación de 1,9% en el tercer trimestre de año, sólo 0,1% por debajo del mismo período de 2010, a la vez que en San Juan subió de 7,6% a 8,1%, comparando los mismos períodos.

Para 2012, las perspectivas se centran en las acciones que desarrollará el Gobierno Nacional para mejorar el acceso al crédito productivo, reducir la inflación y aumentar la productividad y rentabilidad de las empresas, elementos que serán claves para la mejora en los ingresos y la generación de empleo en la región. No obstante, la eliminación de los subsidios a los servicios públicos, una mayor presión fiscal junto con la suba precios en la economía, erosionarán los salarios, lo que generaría menor consumo y una mayor presión gremial. El regreso al crédito internacional y la optimización del gasto público, serán las otras asignaturas donde la Nación y las provincias deberán poner mayor atención.

II. La Sociedad

II.1. Constitución y actividad comercial

Distribuidora de Gas Cuyana S.A. (“la Sociedad o la Licenciataria”) fue constituida el 24/11/92 por el Gobierno Argentino como parte del proceso de privatización de Gas del Estado S.E.

El Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”), por medio del Decreto N° 2.453/92 del 18/12/92, otorgó a la Sociedad la licencia para prestar el servicio público de distribución de gas natural por redes en las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis, por un plazo de 35 años contados a partir de la fecha de toma de posesión (28/12/92) con opción a una prórroga de 10 años.

³⁶ Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (“INDEC”) – Encuesta Permanente de Hogares – noviembre de 2011.

³⁷ Ministerio de Hacienda y Finanzas – Provincia de San Juan.

³⁸ Gobierno de la Provincia de San Luis.

³⁹ Dirección Provincial de Estadística y Censos - Gobierno de San Luis.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El 28/12/92 se firmó y entró en vigencia el Contrato de Transferencia de las acciones representativas del 60% del capital social de la Sociedad, celebrado entre el Estado Nacional, Gas del Estado S.E., la Provincia de Mendoza e Inversora de Gas Cuyana S.A., que es el consorcio adjudicatario de la licitación. En dicha fecha, Gas del Estado S.E. transfirió a la Sociedad los activos afectados al servicio licenciado, netos de pasivos, como aporte irrevocable de capital en los términos de los Decretos PEN N° 1.189/92 y N° 2.453/92. El 29/12/92 se llevó a cabo la toma de posesión efectiva de las instalaciones y la Sociedad inició sus operaciones.

La Sociedad está fiscalizada en términos regulatorios por el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”). Este organismo tiene amplia autoridad regulatoria sobre la industria de distribución y transporte del gas, incluyendo la determinación de la tarifa, la que debe ser suficiente para permitir que la Sociedad obtenga un retorno razonable sobre el capital, congruente con el que corresponde a empresas en economías con niveles similares de riesgo, debiendo además reflejar los progresos en la eficiencia de la Sociedad.

Su área de servicio abarca una extensión de 315.226 km², con alrededor de 2,85 millones de habitantes según los resultados provisionales del Censo 2010 publicados por el INDEC. En el llamado Gran Mendoza se estima que viven 1.086.000 personas, en el Gran San Juan aproximadamente 503.000 personas, y en la capital de San Luis poco más 204.000 personas. Particularmente, Mendoza, además de su especialización tradicional en actividades centradas en los complejos agroindustriales que elaboran materias primas locales (vid, frutas y hortalizas), se suma la producción de bienes intermedios (destilación de petróleo y ferroaleaciones), el desarrollo de una industria metalmeccánica de cierta complejidad y el turismo. La economía de Mendoza avanzó también en el índice de exportaciones, dentro de las que adquieren especial importancia los vinos finos de la más alta calidad y las de algunas hortalizas y frutas frescas. Además de sus recursos naturales y variedad de actividades, toda la región cuyana cuenta inmejorables destinos para el turismo, en particular el de aventura.

La Sociedad participa en aproximadamente el 7,7% del total de gas entregado por el conjunto de las distribuidoras de gas natural del país, prestando servicios a un total de 521.535 clientes al 31/12/11.

II.2. Composición accionaria

Al 31/12/11 la composición accionaria de la Sociedad es la siguiente:

ACCIONISTAS	CANTIDAD DE ACCIONES	CLASE DE ACCIONES (1)	PORCENTAJE	CAPITAL SUSCRITO INTEGRADO E INSCRIPTO
Inversora de Gas Cuyana S.A.	103.199.157	A	51,00	103.199.157
E.ON España SL (“E.ON”)	4.370.788	B	2,16	4.370.788
ENI S.p.A. (“ENI”)	13.840.828	B	6,84	13.840.828
Programa de Propiedad Participada	20.235.129	C	10,00	20.235.129
Otros (2)	60.705.386	B	30,00	60.705.386
Totales	202.351.288	-	100,00	202.351.288

(1) Ordinarias y escriturales de valor nominal \$1 y con derecho a un voto por acción.

(2) Corresponde a los tenedores de las acciones ofrecidas a la venta mediante oferta pública.

Inversora de Gas Cuyana S.A. (“Inversora”) ejerce el control de la Sociedad en los términos del Art. 33 de la Ley N° 19.550 al poseer el 51% del capital ordinario y de los votos posibles en las asambleas de accionistas. El objeto social de Inversora de Gas Cuyana S.A. es la participación en el capital social de la Sociedad, y su domicilio es Av. Corrientes 545, 8° piso frente, Buenos Aires.

Al 31/12/11 los accionistas de la Sociedad Controlante (Inversora) son ENI S.p.A. (“ENI”) (con el 76% de sus acciones) y E.ON España SL (“E.ON”) (con el 24%). ENI es una sociedad italiana cabecera del grupo económico ENI. Por su parte, E.ON es una compañía perteneciente al grupo E.ON AG – Alemania.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ENI es una sociedad donde participa el Estado Italiano en el 30,3% del capital social a través del Ministerio de Economía y Finanzas y la Caja de Depósitos y Préstamos, el 69,7% restante es ofrecido en las bolsas de valores de Milán y Nueva York. Se constituye en una de las mayores compañías de nivel mundial que se dedica a las actividades del petróleo y gas natural, energía eléctrica, petroquímica, ingeniería y servicios.

ENI desarrolla actividades operativas en los cinco continentes, más del 70% de las mismas lo desarrolla fuera del territorio Italiano. En el sector específico de la distribución y venta local de gas a los usuarios finales está presente en Bélgica, Eslovenia, Francia, Grecia, Hungría, Portugal, y Argentina desde 1992. El Grupo ENI cuenta con aproximadamente 80.000 empleados y presencia en 80 países.

II.3. Organización empresarial

El Directorio asume la administración de la Sociedad como así también aprueba las políticas y estrategias generales que juzga más adecuadas a los diferentes momentos de su gestión. Actúa y delibera de manera informada y autónoma, en consonancia con el comportamiento individual que deben profesar los directores que lo componen, persiguiendo el objetivo prioritario de la creación de valor para los accionistas, teniendo en cuenta los intereses de todos los legítimos portadores de interés para con la actividad de la Sociedad. Aprueba la macro estructura organizativa y la correspondiente actualización de la misma, la conformación de poderes y las facultades otorgadas a los ejecutivos de la Sociedad, los procedimientos significativos, considera y aprueba el presupuesto y la información económica y financiera e informes que en sus diferentes formas requiere la normativa vigente.

La Sociedad tiene constituido y en funcionamiento un Comité de Auditoría integrado por tres Directores, la mayoría independientes, que entre sus principales funciones se encuentran las de supervisar los circuitos administrativos y contables, la efectividad del control interno y la administración de riesgos, como así también la revisión de los planes de los auditores contables, la evaluación y opinión respecto de su desempeño, y la supervisión de la información generada y presentada a los organismos de control societario conforme a normas vigentes.

La Sociedad cuenta con un área dedicada a desarrollar, revisar y actualizar en forma permanente, entre otros, los procedimientos de control, como así también llevar a cabo auditorías sobre los procesos. En especial, examina y aprueba las operaciones que tengan relevancia estratégica, económica, patrimonial o financiera, considerando en particular aquellas que puedan ser objeto de conflicto de intereses.

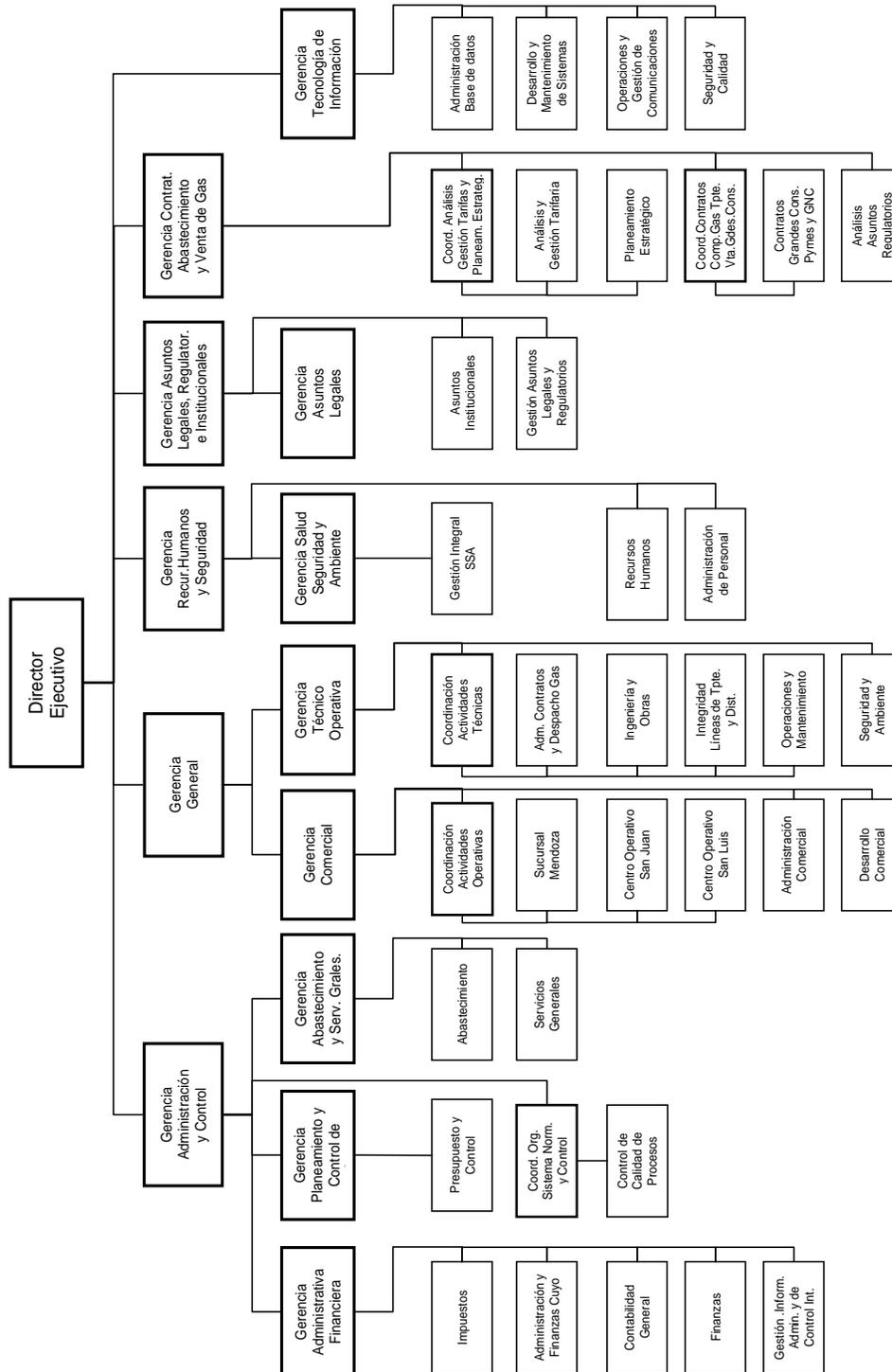
En su relación con el grupo económico que, como tal, puede formar su voluntad social o ejercer una influencia dominante en los términos del artículo 33 de la Ley N° 19.550 y sus modificatorias (la "LSC"), así como con las partes integrantes de ese grupo económico, la Sociedad mantiene su autonomía de gestión, operando dentro de los límites que establecen el marco regulatorio de la licencia para la prestación del servicio público de distribución de gas natural por redes, la LSC y las disposiciones concordantes tanto de fondo como reglamentarias a las que la Sociedad está sometida.

Los procesos de fijación de objetivos, de delegación de autoridad, de toma de decisiones, de evaluación de los resultados y del desempeño gerencial, se basan en una organización y una estructura lógicas, acordes con la naturaleza del negocio administrado, sus particularidades, necesidades y las disposiciones a cumplir. La configuración de un cuerpo de procedimientos y puntos de control adecuados establecen el andamiaje necesario para la previsión y el mejor desarrollo de las actividades que la gestión requiere, junto con su oportuna evaluación y comunicación de resultados.

A continuación se expone un esquema de la estructura organizativa macro de la Sociedad vigente a la fecha de emisión del presente documento:



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.





DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

III. La estrategia

La estrategia desarrollada para superar los condicionantes existentes en estos años difíciles por los que transita el sector energético y en particular el del gas natural, se puede visualizar a través de la información y los conceptos vertidos en la presente Memoria sobre la actividad y los resultados alcanzados por la Sociedad, marcas de su historia y trazas de su actitud para enfrentar el futuro.

En sustancia, la Sociedad afirma en hechos sus pautas de uso prudente y eficiente de los recursos disponibles en el contexto actual, dedicados a una prestación del servicio que registra sus resultados dentro de los estándares de seguridad establecidos en las normas que lo rigen. Las políticas y acciones desarrolladas durante el ejercicio 2011 han permitido cumplir con los requerimientos del servicio licenciado, siendo cada vez más relevante la necesidad de que la Licenciataria, a través de los organismos competentes, implemente lo establecido en el Acuerdo Transitorio (“AT”) y en el Acta Acuerdo (“AA”).

Una nueva prórroga de la Ley de Emergencia hasta el 31/12/13, ha ampliado su vigencia a un plazo verdaderamente extraordinario de doce años consecutivos. En el plano de la renegociación del contrato de distribución, la Sociedad y sus accionistas han dado acabadas muestras de su disposición a la búsqueda de acuerdo en términos razonables y posibles, y también su convicción de que esos términos deben asegurar la continuidad de la actividad dentro de condiciones de prestación, seguridad, rentabilidad y garantías jurídicas que satisfagan equitativamente los intereses de las partes involucradas. Como fuera oportunamente expuesto, en 2008 se concretaron los pasos hacia la redefinición de la licencia con la firma del AT y el AA. En 2009 el PEN ratificó el AT y el Congreso de la Nación dio su aprobación al AA, el cual fue ratificado por el PEN en abril de 2010. La Sociedad continúa con sus acciones en satisfacción de las obligaciones asumidas en esos acuerdos y aguarda que el ENARGAS emita el Cuadro Tarifario del régimen de transición e inicie efectivamente el proceso de la Revisión Tarifaria Integral. Ambos aspectos se han demorado en su implementación, y su pronto cumplimiento es constantemente reclamado por la Sociedad dado que resultan esenciales para el normal desarrollo de su actividad en el corto y mediano plazo. El 29/12/11 la Sociedad formuló ante las autoridades pertinentes un reclamo administrativo solicitando al Estado Nacional, en su calidad de Otorgante de la Licencia, el cumplimiento del AT y del AA y efectuando, asimismo, las reservas del caso.

Las políticas aplicadas han permitido el cumplimiento de los objetivos prioritarios de prestación del servicio a pesar de las circunstancias descriptas, y serán la base de las acciones futuras, pero ello no ha sido ni será posible sin el aporte del capital humano con que cuenta la Sociedad para desarrollar sus actividades, con predisposición a la mejora continua, al desarrollo de nuevas competencias y a la solvente resolución de los problemas y dificultades que se presentan.

IV. La actividad en 2011

IV.1. Cuadro de situación

En el siguiente cuadro se presenta a los señores accionistas los principales indicadores de la actividad de la Sociedad durante el vigésimo ejercicio, comparados con los correspondientes al periodo inmediato anterior:

Principales indicadores - Datos al 31 de diciembre de cada año	2011	2010
Clientes	521.535	502.029.-
Incremento acumulado desde 1993	288.955	269.449.-
Participación en el gas entregado en la Argentina (%) ⁽¹⁾	7,7	7,7
Capacidad de transporte firme contratada con TGN SA (millones de m³ día) ⁽²⁾	5,52	4,45
Volumen anual de gas entregado en millones de m³	2.503,5	2.371,8
Venta bruta anual en millones de \$	252,7	233,5
Utilidad neta después de Impuesto a las Ganancias en millones de \$ ⁽³⁾	8,7	12,9
Utilidad neta después de Impuesto a las Ganancias en millones de \$ históricos	18,4	22,6
Activo fijo total en millones de \$ ⁽³⁾	491,6	494,8

(1) Datos estimados según información publicada por el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) a noviembre/2011 y a diciembre/2010.

(2) En el marco del Concurso Abierto TGN SA N° 01/2011, el ENARGAS mediante Nota ENRG N° 13.906 del 06/12/11 resolvió la adjudicación a la Sociedad de 1.067.000 m³/día.

(3) Cifras ajustadas por inflación al 28 de febrero de 2003, en millones de pesos.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Principales indicadores - Datos al 31 de diciembre de cada año	2011	2010
Monto global de inversiones anuales en millones de \$	21,1	11,5
Inversiones de cada año en millones de dólares estadounidenses ⁽⁴⁾	5,0	2,9
Inversiones desde 1992 en millones de dólares estadounidenses ⁽⁴⁾	164,7	159,7
Monto total de impuestos pagados en el año en millones de \$ ⁽⁵⁾	94,7	93,9
Sistema de distribución en kilómetros (kms.)	12.553.-	12.085.-
Incremento del sistema de distribución en kms. respecto del año anterior	468.-	412.-
Incremento del sistema de distribución en kms. desde 1992	6.729.-	6.261.-
Cantidad de empleados	307.-	316.-
Cantidad de clientes por empleado	1.699.-	1.589.-

(4) Dólar comprador BNA al cierre de cada mes de alta.

(5) Incluye impuestos, tasas y contribuciones Nacionales, provinciales y municipales.

IV. 2 Principales aspectos de la actividad

IV.2.1. La regulación y los principales acuerdos

- La Sociedad desarrolla una actividad regulada y por lo tanto la planificación que realiza del negocio está enmarcada dentro de los límites que establece el contrato de licencia y el marco regulatorio. Dichos límites han sido a su vez modificados existiendo una intervención cada vez más pronunciada por parte de las Autoridades, influyendo en la operación de la Sociedad. No obstante, debe destacarse que la planificación es realizada por el Directorio de la Sociedad teniendo en cuenta los límites antes indicados y, por lo tanto, no existe una planificación centralizada de la sociedad controlante que se deba seguir. Las decisiones y medidas de ejecución de las mismas son consideradas y tomadas por la propia Sociedad.
- En los capítulos siguientes, particularmente en los títulos “IV.2.2. La Gestión”, “IV.2.3. Las inversiones”, “IV.2.5. Las Tarifas”, “IV.2.6 El gas”, “IV. 2.7 El transporte” y “IV.2.8 Los clientes”, se exponen los principales aspectos propios de la actividad de la Sociedad y las incumbencias de los mismos. Dentro del marco regulatorio, su consideración global permite observar que los mismos condicionan relativamente la autonomía de la Sociedad. El capítulo “IV.2.4 La emergencia y la renegociación del Contrato de Licencia dispuesta por el Estado Nacional” referencia los principales aspectos de la actual normativa que ha afectado ese marco regulatorio, como así también, se exponen ciertos hechos y consideraciones que deben ser tenidas en cuenta para una acabada comprensión de la realidad de la Sociedad.

IV.2.2. La gestión

- La Sociedad, conforme a su política central de sostener el normal y seguro abastecimiento de gas natural en las condiciones pautadas en la Licencia, continúa realizando los esfuerzos necesarios para satisfacer los requerimientos que la demanda exige al sistema de distribución, en especial consideración para los clientes prioritarios del servicio. En particular, en el presente y subsiguientes capítulos se tratan las políticas, objetivos y actividades a tenor y complemento de la política general referida.
- Durante el ejercicio se incrementó el sistema de distribución en 468.246 metros de cañerías de redes y gasoductos y en 11.347 nuevos servicios. En comparación, el sistema se expandió en aproximadamente 3,87% con respecto al total del 31/12/10. Al finalizar 2011, el mismo alcanza una extensión aproximada a los 12.553 kms. de redes y gasoductos. El crecimiento acumulado desde diciembre de 1992 es de 115,54% sobre redes y gasoductos recibidos.
- Aún cuando la actividad de la Sociedad no genera residuos contaminantes, la preservación y protección del medio ambiente forman parte de sus políticas y objetivos principales. Las operaciones se ajustan en forma sustancial a las normas y procedimientos relativos a esta materia. En el transcurso del año, se ejecutó el programa de búsqueda y reparación de fugas, por el cual se relevaron aproximadamente 4.894 kms. de redes en zonas de alta y baja densidad habitacional



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Se llevaron a cabo los recorridos anuales referidos al control técnico programado de las estaciones de GNC sujetas a verificación, con la concreción de 818 inspecciones, y los correspondientes al mantenimiento previsto de redes, gasoductos y cámaras, como así también a la supervisión técnica de los Subdistribuidores.
- Se realizaron aproximadamente 1.500 actualizaciones y anteproyectos de suministros para nuevas redes. En el Centro de Atención Telefónica se recibieron y atendieron 112.214 llamadas con un 89,4% de eficiencia de atención dentro de los 40 segundos. También se realizaron 1.094 verificaciones de consumos vinculados entre otros aspectos, a la facturación de consumos y procedimientos de seguridad preventivos para la detección de conexiones irregulares. Asimismo, se desarrollaron con normalidad los procesos de medición de consumos, facturación y cobranzas, con la distribución de aproximadamente 3.100.000 facturas.
- Ante el requerimiento de la Subsecretaría de Combustibles (“SSC”) mediante su Nota N° 938/2006 de fecha 09/05/06, en el marco de lo dispuesto por Ley N° 26.019, la Sociedad presentó dos opciones, con variantes de trazado, para el abastecimiento de gas natural mediante gasoducto a la localidad de Malargüe. Luego de una serie de instancias y de la presentación por parte de la Sociedad de un anteproyecto alternativo, el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) redefinió la traza del gasoducto, que contempla la construcción de un gasoducto de 150 km. de extensión a estructurarse en el marco de los Fideicomisos para atender las Inversiones en Transporte y Distribución de Gas establecido por el Decreto PEN N° 180/2004 y la Resolución del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”) N° 185/2004.

En el marco de las leyes N° 26.019, N° 26.095 y los decretos mencionados, se suscribió un acta acuerdo con el MPFIPyS (en el marco de sus facultades otorgadas por la ley), la Secretaría de Energía de la Nación (como Organizador), el ENARGAS (como Representante del Organizador), el Gobierno de la Provincia de Mendoza, la Municipalidad de Malargüe, Nación Fideicomisos S.A. (como Fiduciario), y la Sociedad (como Gerente de Proyecto designado). El acuerdo establece la intención de las autoridades de licitar la ejecución y financiamiento de la obra del gasoducto de alimentación a Malargüe. Asimismo, el ENARGAS se reserva el derecho de asignación de la operación y mantenimiento de este gasoducto.

Luego de dos llamados a concurso realizados en los años 2008 y 2009 en los términos previstos en la Resolución SE N° 663/2004, que por distintas razones resultaron sin adjudicación, en abril de 2010 se realizó el tercer llamado. En junio de 2010 se procedió a la apertura de sobres. Se recibieron dos ofertas, habiendo sido calificada para la segunda etapa del concurso sólo una de ellas. La apertura del sobre correspondiente a la oferta económico-financiera se realizó el 05/07/10.

En setiembre de 2010 la Sociedad comunicó el resultado del concurso a Nación Fideicomisos S.A. y al Organizador, exponiendo que las condiciones técnico-constructivas de la oferta calificada se ajustaron razonablemente a lo requerido en los pliegos, al tiempo que sometió a consideración de las autoridades lo atinente a la oferta económico-financiera.

En octubre de 2010 y a instancias del ENARGAS, la Sociedad informó a Nación Fideicomisos S.A. que no se encontraron objeciones para la adjudicación de la obra al único oferente calificado. Se indicó también que dicha adjudicación está sujeta a las consideraciones y al cumplimiento de ciertas condiciones detalladas e informadas por la Sociedad, de las que se destacan, entre otras de importancia, la obtención del financiamiento adicional al incluido en la oferta por parte de las autoridades, que permita la ejecución total de la obra, como así también la suscripción de los contratos de fideicomiso, gerenciamiento, operación y mantenimiento, y de obra. Por su parte, Nación Fideicomisos S.A. manifestó a la Sociedad su conformidad para proceder a la adjudicación de la obra al oferente calificado, en los términos y condiciones expuestos por la Sociedad, las cuales fueron comunicadas a la firma oferente en el mismo mes de octubre junto con la adjudicación que se le otorgara por parte de Nación Fideicomisos S.A. Posteriormente se concretó el financiamiento adicional del 30% remanente a través de un Acuerdo de Financiamiento entre la Nación y la Provincia de Mendoza. En diciembre de 2011 se suscribió el contrato de Fideicomiso entre el Organizador, Nación Fideicomisos S.A., la Sociedad y el ENARGAS. Oportunamente se concretará la firma de los restantes acuerdos complementarios.

- Ratificando la aplicación de su política de manejo prudente y austero de los recursos, la Sociedad continuó con el análisis de la evolución de los precios de los insumos, bienes y servicios, y en la búsqueda de la mayor eficiencia posible entre precio y calidad, dado que los efectos de la inflación se han ido reflejando en los costos de la Sociedad, mientras que no ha existido reconocimiento alguno de esos mayores costos en las tarifas. Por otra parte, los



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

incrementos salariales acordados entre los distintos sectores empresariales y sindicales, también tienen consecuencias que afectan las actividades propias y tercerizadas.

- Se aplicaron las escalas salariales acordadas a partir del 01/05/11 y hasta el 31/12/11, según el Convenio Colectivo de Trabajo firmado en 2007 que se mantiene vigente.

En lo que respecta a la estructura remunerativa gerencial se mantiene la política de retribuciones fijas acordes al mercado, con una bonificación anual sujeta al cumplimiento de objetivos gestionales, quedando a cargo de la Sociedad la movilidad personal de esta categoría. La retribución del Directorio es fijada por la Asamblea de Accionistas, conforme lo establecen el Estatuto de la Sociedad y la Ley de Sociedades N° 19.550.

- Como parte esencial de la política de formación y desarrollo de colaboradores, se ejecutó el plan anual de capacitación en diversos temas técnicos, de formación profesional, actitudinal y complementaria a las competencias adquiridas, con una inversión de 9.350 horas/hombre.

- Se mantuvo la práctica de políticas financieras definidas a los efectos de atender las necesidades ciertas y eventuales de fondos durante el ejercicio, mediante el uso adecuado del flujo de efectivo de la Sociedad, constituyendo una seria dificultad el mantenimiento del valor de los activos financieros, a consecuencia de la tasa de interés pasiva y la modificación del tipo de cambio en relación con la variación real de los precios.

- Se desarrollaron las actividades programadas respecto de las adecuaciones necesarias en los procedimientos y controles existentes, y la puesta en práctica de revisiones de algunos procesos. Se atendieron auditorías específicas en materia de salud y seguridad. También se dio continuidad a la creación y modificación de formularios, a los cambios de estructura y descripción de los puestos de trabajo de la misma, a la definición de perfiles de seguridad, al relevamiento y evaluación del diseño y operatividad de específicos controles internos activos para detectar eventuales carencias y delinear las pertinentes acciones correctivas, todo como parte de la política de mejora continua y de la definición de un modelo de organización, gestión y control que tiene por objeto el logro de niveles crecientes de transparencia y confiabilidad de su sistema de control interno.

En particular, se adoptaron tanto Lineamientos Guía Gerenciales (“MSG”) como políticas corporativas de la Sociedad controlante, se realizaron actualizaciones de los procedimientos de administración y control, de comercialización, y de operaciones y mantenimiento, se definieron o revisaron y publicaron instructivos y procedimientos tales como los referidos a: la clasificación de obras y nuevos proyectos según normas de seguridad vigentes; la inspección a contratistas y los requisitos de seguridad; instrucciones para el uso, operación y mantenimiento del sistema eléctrico; programa de recuperación tecnológica ante desastres; señalización de instalaciones; y normas para el uso de los vehículos de la compañía; comunicación de siniestros y accidentes graves; cláusula de responsabilidad administrativa; y prevención contra el abuso de mercado. También se aprobó el Manual de Gestión de Incidentes y Crisis, con pautas y lineamientos a aplicar ante la eventual ocurrencia de incidentes internos o externos.

En materia de Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se formalizó la creación del Comité Gerencial y de la Comisión de Seguimiento con participación sindical, para el tratamiento periódico de los aspectos relacionados con la misma; se finalizó y aprobó el Manual de Gestión de la Seguridad e Higiene; se creó la estructura de la Gerencia de Salud, Seguridad y Ambiente; se llevó a cabo la identificación de los peligros y evaluación de riesgos en las sedes centrales y de las principales tareas operativas; se actualizaron los roles de emergencia de cada establecimiento; se realizó la campaña de vacunación antigripal para todo el personal; se llevó a cabo la campaña de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono; se continuó con el plan de acción 2011/2013; y se inició la inclusión paulatina en el sistema integrado de información SSA de los indicadores correspondientes a los principales contratistas.

En lo relativo a los sistemas informáticos, se administró la seguridad de las aplicaciones y las operaciones rutinarias de resguardo de datos, se actualizaron las matrices funcionales y técnicas, y se concretó la revisión semestral de las matrices funcionales de acceso a las aplicaciones informáticas relevantes de la Sociedad. Asimismo, se elaboró el Plan Estratégico de Sistemas a cinco años; se desarrolló la primer etapa del sistema de seguimiento de la gestión de proyectos de expansión y extensión de redes; se inició la instalación del sistema de lectores biométricos para control de accesos; se operaron cambios en el sistema comercial por modificaciones regulatorias; y se llevó a cabo el mantenimiento de los sistemas existentes en apoyo de la gestión de la Sociedad.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

IV.2.3. Las inversiones

- Se desarrollaron las actividades relativas al programa 2011 de inversiones operativas y otras menores, destinadas a sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, privilegiando la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución.
- Para atender los requerimientos de la demanda, la Sociedad, en el marco del programa de Fideicomisos de Gas constituido por la Resolución MPFIPyS N° 185/2004 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”), gestionó ante la Secretaría de Energía (“SE”) y el ENARGAS la inclusión en dicho programa de ciertas obras de infraestructura necesarias para aumentar la capacidad del sistema. Se trató de las obras Ampliación Gasoducto paralelo La Dormida-Las Margaritas; Construcción Planta Compresora Mendoza Norte; y Ampliación Ramal Mendoza Norte-Pantaniño Etapa I, que no fueron incluidas en ningún programa de fideicomisos.

Luego de gestiones llevadas a cabo por la Sociedad con distintas Autoridades Provinciales, el 10/11/10 se firmó un Convenio para la Ampliación de la Capacidad de Transporte y Distribución del Sistema de Distribución Mendoza-San Juan, entre el MPFIPyS, la Provincia de Mendoza y la Provincia San Juan, notificándose de su contenido al ENARGAS y a la Sociedad. El MPFIPyS asistirá a la Provincia de Mendoza con el financiamiento hasta un monto de \$95 millones para la ejecución de las referidas obras complementarias definidas por la Sociedad. Este acuerdo compromete a la Nación y a la Provincia de Mendoza al financiamiento no reintegrable de las obras. La Provincia de Mendoza en base a los proyectos y pliegos elaborados por la Sociedad convocó en los últimos días de diciembre de 2010 a las Licitaciones Públicas necesarias. Luego del proceso de licitación realizado, mediante los pertinentes decretos de fecha 07/06/11, la Provincia de Mendoza adjudicó la construcción de las obras correspondientes a nueve licitaciones efectuadas. A la fecha del presente documento, si bien es incierta la culminación de los proyectos para antes del invierno 2012, en particular el caso de la Planta Compresora, se ha definido con las empresas contratistas un ambicioso y riguroso plan de obras para llegar a tal objetivo.

De no contar con la habilitación y puesta en funcionamiento de las obras antes del próximo invierno se verá afectado el normal abastecimiento del servicio en las áreas de distribución directamente vinculadas a estas ampliaciones. La Sociedad asume la responsabilidad de la aprobación de los proyectos constructivos, el seguimiento del cronograma de obras aprobado y la inspección de las mismas. Las obras de infraestructura serán cedidas a la Sociedad en los términos de la normativa vigente, para su mantenimiento, operación y explotación.

- La Sociedad elaboró su presupuesto 2011 previendo inversiones por valor de \$22,8 millones. El total de inversiones ejecutadas durante el año fue de \$21,1 millones. Las inversiones pendientes de realizar por aproximadamente \$1,7 millones fueron reprogramadas para desarrollarse en 2012 como consecuencia de la demora operada en el proceso de adjudicación, producto de la tramitación que resulta necesaria realizar en el marco del compra trabajo argentino.
- Se llevaron a cabo y/o se encuentran en ejecución las siguientes actividades previstas en el programa anual de inversiones: interconexiones de redes de media y baja presión y de gasoductos de alta presión; potenciamiento y renovación de redes; recambio de servicios; ampliación de plantas reguladoras de presión existentes y construcción de nuevas; adquisición de medidores y unidades correctoras para distintos caudales, presiones y diámetros para nuevas industrias; instalación de equipos rectificadores y renovación de dispersores para la protección catódica; digitalización de planos; y otras inversiones menores.

IV.2.4. La emergencia y la renegociación del Contrato de Licencia dispuesta por el Estado Nacional

- La Ley N° 25.561 publicada el 07/01/02 (“Ley de Emergencia”), declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, hasta el 31 de diciembre de 2003, fecha que fue prorrogada sucesivamente por otras leyes, siendo la prórroga vigente la ordenada hasta el 31/12/13 por Ley N° 26.729.

El Art. 8 de la Ley de Emergencia sometió a renegociación los contratos de obras y servicios públicos. La renegociación fue llevada a cabo por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (“UNIREN”) creada por Decreto PEN N° 311/2003.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

▪ La Sociedad y la UNIREN firmaron “ad referéndum” de la aprobación definitiva del Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”) un Acuerdo Transitorio (“AT”) el día 08/10/08, con la finalidad principal de establecer condiciones que, mediante la adecuación de precios y tarifas, propendan al equilibrio contractual hasta el momento de arribarse a la renegociación integral del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural otorgada a la Sociedad por **Decreto PEN N° 2.453/1992** (en adelante el “Contrato”).

Asimismo, también el día 08/10/08 la Sociedad y la UNIREN firmaron “ad referéndum” de la aprobación definitiva del PEN un Acta Acuerdo (en adelante “AA”), en la que se convino además la renegociación integral de las condiciones de adecuación del Contrato.

▪ Una vez ratificados los acuerdos por los órganos societarios (Directorio y Asamblea de Accionistas), en fechas 05/12/08 y 10/12/08 la Sociedad presentó ante la UNIREN los compromisos e instrumentos previstos en el AT y en el AA, en virtud de los cuales la Licenciataria y sus Accionistas Mayoritarios asumieron el compromiso de suspender todos los reclamos formulados y de no presentar nuevos reclamos por temas vinculados a la Ley N° 25.561 y anulación del ajuste de tarifas por “PPI” (Producers Price Index) previsto en la Licencia. La Sociedad también acreditó ante el ENARGAS el cumplimiento del plan de inversiones previsto en el AT.

Habiéndose cumplido los requisitos establecidos en el AT, el mismo fue ratificado por el PEN mediante el dictado del **Decreto N° 235/2009** publicado el 08/04/09.

Por su parte, el AA fue aprobado por el Congreso de la Nación en los términos del Art. 4 de la **Ley N° 25.790**, y ratificada por el PEN mediante **Decreto N° 483/2010** publicado el 15/04/10.

▪ Tanto el AT como el AA prevén un Régimen Tarifario de Transición (“RTT”), que aún no ha sido aplicado por la Autoridad, según el cual la Sociedad tiene, entre otros, los siguientes derechos:

- A percibir un ajuste tarifario inicial desde el 01/09/08 (segmentado por categorías de clientes) de acuerdo con la metodología de cálculo allí establecida, que implica para la Sociedad un incremento promedio de su margen de distribución del 21% aproximadamente.
- A acceder al diferencial que se devengará desde la fecha prevista para aplicar el Cuadro Tarifario (“CT”) que resulta de la RTT hasta la efectiva vigencia del AA, en el supuesto de que dicho CT no comencare a aplicarse oportunamente.
- A obtener un ajuste semestral de la tarifa que reconozca la variación de costos producida desde el 01/09/08, el que debe llevarse a cabo de acuerdo con el Mecanismo de Monitoreo de Costos (“MMC”) allí previsto. La Sociedad presentó al ENARGAS pedidos de ajuste por aplicación del MMC con fechas 02/12/09 (ajuste por variaciones de costos devengadas entre setiembre de 2008 y agosto de 2009), 24/08/10 y 29/10/10 (ajuste por variaciones de costos devengadas entre setiembre de 2009 y febrero 2010), 28/01/11 (ajuste por variaciones de costos devengadas entre marzo y agosto de 2010), 09/09/11 (ajuste por variaciones de costos devengadas entre setiembre de 2010 y febrero de 2011) y 02/02/12 (ajuste por variaciones de costos devengadas entre marzo y agosto de 2011). El ENARGAS no ha aplicado aún los ajustes correspondientes.

El derecho reconocido a favor de la Sociedad al ajuste tarifario mediante el RTT estaba sujeto a la condición suspensiva de que el AT fuera ratificado por el Poder Ejecutivo, aspecto cumplido con el dictado del citado Decreto N° 235/2009. Al respecto, y sin perjuicio del tiempo transcurrido desde la publicación de este decreto, aún se encuentra pendiente de emisión por parte del ENARGAS la resolución que apruebe el Cuadro Tarifario correspondiente al RTT.

El AA establece la realización de un proceso de Revisión Tarifaria Integral (“RTI”), que fije un nuevo régimen de tarifas máximas por cinco años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I del Título Tarifas de la Ley N° 24.076 y de acuerdo a las pautas definidas en la misma AA, entre las cuales se mencionan las más importantes:

- Reconocimiento a percibir desde el 01/09/08 la diferencia entre el incremento del margen de distribución establecido en la RTT (promedio 21%) y el 27%.
- Consideración de mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución, a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- La base de capital para determinar la remuneración de la Licenciataria considerará los bienes necesarios para la prestación del servicio público, valuados a su costo histórico reexpresado en función de índices oficiales de precios que tengan en cuenta la estructura de costos de dichos bienes.
- La tasa de rentabilidad se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley N° 24.076, de manera tal de fijar un nivel justo y razonable para actividades de riesgo comparables.
- El mecanismo de transferencia a las tarifas de los usuarios de la Licenciataria de todos los costos de la cadena de producción y transporte de gas, de acuerdo a lo previsto en la Ley N° 24.076, como así también la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias, excepto en el impuesto a las ganancias o el impuesto que lo reemplace o lo sustituya.

A pesar de que el AA preveía originalmente que la RTI debía iniciarse el 15/10/08 y estar finalizada para el 28/02/09 y después para el 30/09/09, a la fecha del presente documento no se ha dado inicio formal a la misma. Sólo se han realizado algunos avances en ciertos aspectos técnicos, tales como la recopilación de información histórica, los lineamientos para la determinación del costo del capital, entre otros.

Como consecuencia de los incumplimientos verificados por parte de la Autoridad, tanto en el RTT como en la RTI, con fechas 03/06/09, 05/11/09, 29/04/10 y 26/07/10 la Sociedad efectuó presentaciones por ante la UNIREN y el ENARGAS, expresando su preocupación debido a que la falta de cumplimiento de las obligaciones del Estado Nacional previstas en el AT y el AA colocan a la Sociedad en una situación económico-financiera cada vez más delicada a efectos de cumplir sus propias obligaciones según el marco regulatorio de la actividad. El 05/10/11 se trató nuevamente en reunión de Directorio el estado del AT y el AA, convocándose a Asamblea General Extraordinaria de Accionistas para el 15/11/11 a los efectos de considerar la situación planteada y los cursos de acción. Esta Asamblea convalidó lo actuado por el Directorio y las Gerencias de la Sociedad, aprobando que la Sociedad realice las acciones o gestiones tendientes a reclamar al Estado Nacional el cumplimiento del AT y del AA, y delegando en el Directorio para que determine la oportunidad, mérito y conveniencia de dichas acciones, según las circunstancias en cada momento.

El 29/12/11 la Sociedad formuló ante el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios un reclamo administrativo en los términos del Art. 30 y concordantes de la Ley Nacional de Procedimiento Administrativo N° 19.549, solicitando al Estado Nacional en su calidad de Otorgante de la Licencia y representado por el Poder Ejecutivo Nacional, el cumplimiento del AT y del AA y efectuando, asimismo, las reservas del caso.

IV.2.5. Las tarifas

IV.2.5.1 Tarifas de distribución

- A partir de la firma del AT y el AA del 08/10/08 y la ratificación de los mismos por parte del PEN, se habilita a la aplicación del RTT previa emisión de los respectivos Cuadros Tarifarios por parte del ENARGAS, los cuales siguen pendientes de emisión a la fecha del presente documento.
- Mediante sentencia del 12/05/11 recaída en el Expte. caratulado “Distribuidora de Gas Cuyana S.A. c/Resolución I/030 ENARGAS y otros”, la Cámara Nacional de Apelaciones Contencioso Administrativo Federal (“CNACAF”) resolvió el recurso directo que la Sociedad había interpuesto el 20/09/07 en contra de la Resolución ENARGAS I/030 del 29/06/07. El objeto de la acción era que el tribunal fijase el tiempo en el que el ENARGAS deberá cumplir con el ajuste de tarifas, a causa de extra costos de operación y mantenimiento de la Planta Compresora de Cerro Mollar, en el Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza (el ENARGAS había resuelto que el reconocimiento de extra costos correspondía, pero que debía tener lugar en el marco de una RTI). Al resolver, la CNACAF se pronuncia sobre el acuerdo de la renegociación, particularmente sobre el ajuste de tarifas, y establece que “se evidencia una situación de demora administrativa cuyo pronto despacho corresponde ordenar”, y que “corresponde otorgar un plazo de 60 días hábiles administrativos a fin de que la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del MPFIPyS tome la intervención que le compete. Cumplido ello, se procederá a devolver las actuaciones al ENARGAS quien luego de verificar el cumplimiento de los recaudos establecidos en el AT mencionado deberá pronunciarse acerca de la adecuación de tarifas según el RTT previsto en el plazo de 60 días hábiles administrativos.” El ENARGAS ha presentado un Recurso Extraordinario Federal. A su vez, el MPFIPyS presentó un pedido de nulidad de todo lo actuado que la Sociedad ha contestado el 13/10/11.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

IV.2.5.2 Ajustes estacionales por variación del precio de compra del gas

- En la **Resolución ENARGAS N° 3.466/2006** del 23/03/06, el ENARGAS no contempló la debida compensación por las diferencias que se produjeron a partir de la rectificación, por parte del ENARGAS, de los cuadros tarifarios actualizados por variación en el precio del gas con vigencia a partir del 01/07/05, motivo por el que se mantuvo el mismo costo de gas aprobado para octubre de 2004.

El ENARGAS omitió también la emisión de los cuadros tarifarios de la Sociedad y del resto de las distribuidoras de gas por variación en el precio del gas comprado que debían tener vigencia para los periodos estacionales de los años 2006 y 2007 y a partir del 01/05/08. A pesar de los oportunos reclamos formulados por la Sociedad, el ENARGAS no brindó ninguna justificación para tal inobservancia de la normativa.

- Con fecha 10/10/08 se emitió la **Resolución ENARGAS N° I/451/2008** por la que se aprueba a partir del 01/09/08 un nuevo cuadro tarifario que: (i) reconoce los nuevos precios del gas natural que surgen de la Resolución SE N° 1.070/2008 (comentada en el apartado “El gas” del presente documento) a partir del 01/09/08; y (ii) de acuerdo con lo establecido en el AT, fija en cero el valor de las Diferencias Diarias Acumuladas (“DDA”) sin reconocer las diferencias acumuladas a favor de la Sociedad entre el precio del gas pagado a los productores y el recuperado en las tarifas. En este sentido, el Acta Acuerdo establece que se incorporará en el proceso de Revisión Tarifaria Integral el tratamiento de las DDA hasta la fecha de finalización de dicho proceso.
- Con fecha 16/12/08 se emitió la **Resolución ENARGAS N° I/568/2008** por la que se aprueba a partir del 01/11/08 las tarifas con los nuevos valores de precios del gas determinados en la Resolución SE N° 1.417/2008 del 16/12/08, en el marco del Acuerdo Complementario con los Productores de Gas ratificado por la Resolución SE N° 1.070/2008, que implican un aumento para los distintos segmentos de la categoría residencial de mayor consumo (R3).

IV.2.6. El transporte

- El Gobierno Nacional mediante la **Resolución MPFIPyS N° 185/2004** creó un programa denominado “Fideicomisos de Gas - Fideicomisos Financieros” para obras de expansión y/o extensión en transporte y distribución de gas en el marco de lo dispuesto en el Artículo 2° de la Ley del Gas N° 24.076. Como resultado del Concurso Abierto N° 01/2004 (“CA01”) de Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN SA”), para la ampliación de la capacidad de transporte firme del GCO (Gasoducto Centro-Oeste), en julio de 2004 se le adjudicó a la Sociedad la disponibilidad de 531.497 m³/día hasta abril de 2028, sobre un total de 2,4 MMm³/día que la Sociedad requiriera oportunamente mediante una Oferta Irrevocable de Transporte Firme.

Dado que el Gobierno no implementó el financiamiento original previsto, la SE se abocó a obtener dicho financiamiento principalmente a través de productores de gas natural e instituciones financieras. Luego de diversas instancias y a pesar de las gestiones realizadas por la Sociedad y los Gobiernos de las Provincias de Mendoza y San Juan, TGN SA dio por cerrado el CA01 sin que se incluyera la expansión del GCO por falta de financiamiento.

El ENARGAS, mediante Nota N° 1.989/2005 del 22/03/05, determinó que el Cargo por Fideicomiso Gas fuera prorrateado entre todos los cargadores firmes de las Transportadoras, y los clientes de las distribuidoras y subdistribuidoras con excepción de las categorías Residencial, SGPI y 2, aunque tales clientes se abastezcan del GCO que no se ha expandido (como es el caso de los clientes de la Sociedad). Por lo tanto, los clientes de los sistemas de transporte y distribución contribuyen al repago del incremento de capacidad, actuando la Sociedad, en lo concerniente a distribución sólo como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., de acuerdo a la normativa emitida por las autoridades competentes.

Para suplir la falta de expansión del GCO, y dando cumplimiento a lo comprometido con el Gobierno Nacional, YPF S.A. celebró con la Sociedad un convenio de comercialización de capacidad de transporte firme de 531.497 m³/día para los inviernos 2005 y 2006. Con el mismo objetivo, el ENARGAS, mediante **Resolución N° 3.773/2007**, reasignó a favor de la Sociedad por el plazo de un año a partir del 18/05/07, capacidad de transporte en firme por un volumen de 531.497 m³/día. Con el objetivo de prorrogar dicha reasignación para el invierno 2008, el ENARGAS -mediante orden regulatoria del 30/04/08- instruyó a: (i) la Sociedad a solicitar diariamente a TGN SA el transporte necesario en exceso de su capacidad de transporte en firme contratada (4.450.000 m³/día) para el abastecimiento de su demanda prioritaria; y (ii) TGN SA a que confirme las nominaciones de capacidad de transporte que realice la Sociedad por



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

hasta un volumen de 531.000 m³/día en exceso de la capacidad en firme contratada. Esta reasignación fue prorrogada sucesivamente por el ENARGAS e incrementada a 1.180.000 m³/día para el invierno 2009, y a 1.580.000 m³/día para el invierno 2010. Para el invierno 2011 el ENARGAS no ha dispuesto reasignación de capacidad de transporte.

- A finales de setiembre de 2005 se publicaron las bases para un nuevo programa para expansión de gasoductos hasta 20 MMm³/día, que debía cubrir las demandas previstas para los años 2006 a 2008. Dentro de dicho programa a TGN SA le corresponde ampliar en 10 MMm³/día (5 MMm³/día sobre el Gasoducto Norte y 5 MMm³/día sobre el GCO), por lo que TGN SA hizo el llamado a un nuevo Concurso Abierto de Capacidad de Transporte denominado Concurso Abierto TGN SA 01/2005 (“CA02”).

El total de ofertas recibidas por TGN SA superó los 31 MMm³/día, en tanto que la capacidad a ampliar en su sistema era de sólo 10 MMm³/día. El ENARGAS realizó una validación preliminar de las ofertas por un total de más de 25 MMm³/día, asignando a la Sociedad 1.067.000 m³/día bajo Prioridad 1 (consumos R, P1 y P2): la cantidad de 847.000 m³/día a partir del 01/05/06 y 220.000 m³/día a partir del 01/05/07. La Sociedad desconoce aún los motivos por los cuales el ENARGAS no validó el total de 2,0 MMm³/día solicitados bajo Prioridad 1. La ejecución de las obras de expansión están supeditadas a los proyectos y contrataciones que efectivamente realice TGN SA y ello a su vez depende de la obtención de financiamiento, por lo cual, a la fecha del presente documento se desconoce el plazo cierto de disponibilidad.

- El 18/05/06 se publicó en el Boletín Oficial la **Ley N° 26.095** que dispone la creación de cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética para la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad. Por medio de la **Resolución MPFIPyS N° 2.008/2006** se excluyen a las categorías Residencial, estaciones de GNC, SGP1 y SGP2 del cargo específico para repagar las obras de ampliación. Mediante la **Resolución ENARGAS N° 3.689/2007** del 09/01/07 se determinaron los cargos específicos por metro cúbico/día aplicables a la expansión de transporte 2006-2008, Cargo Especifico Gas II. Este nuevo cargo constituye un incremento significativo del costo de transporte, con lo cual su nuevo costo total representa un valor que multiplica varias veces a la propia tarifa de transporte vigente a la fecha del presente documento. Esto ha generado diversas reacciones por parte de los clientes industriales que están sujetos al pago del mismo, algunos de los cuales han formulado reservas de derechos sobre los pagos realizados bajo este concepto. La Sociedad ha dado a conocer tales circunstancias a Nación Fideicomisos S.A., al ENARGAS y a la SE.

En este nuevo cargo la Sociedad también actúa como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A.

El 28/06/07 se publicó la **Resolución MPFIPyS N° 409/2007** por la cual se estableció una bonificación transitoria del 20% del cargo específico establecido en la Resolución N° 3.689/2007 del ENARGAS, con vigencia hasta el 31/12/07. Esta bonificación ha sido prorrogada sucesivamente por el MPFIPyS hasta el año 2009.

El 09/12/10 se publicó la **Resolución MPFIPyS N° 2.289/2010** que si bien modifica, con vigencia 01/12/10, los valores de los Cargos Específicos I y II, éstos no tienen un impacto en la factura final de los clientes, porque la reducción del Cargo Específico I se compensa exactamente con el incremento del Cargo Específico II.

- El 10/03/2011 TGN SA comunicó el llamado a Concurso Abierto de Capacidad Remanente de Transporte Firme TGN N° 01/2011 (“CA03”), ofreciendo, entre otras, capacidad de transporte firme en determinados puntos de entrega del área de distribución de la Sociedad, aunque para la misma no todos resultan de utilidad. La Sociedad presentó una Oferta Irrevocable en el CA03 solicitando su disposición en La Dormida por el volumen máximo disponible (punto de entrega de TGN para abastecer la mayor parte de la demanda de la Sociedad), esto es 1.067M m³/día, dado que la capacidad de entrega no cumplía con los requerimientos de la Distribuidora.

Con fecha 29/04/11 TGN SA comunicó las adjudicaciones del Concurso CA03, entre las cuales no estaba la adjudicación a la Sociedad, en virtud de la particular situación respecto del tramo Beazley-La Dormida y otras circunstancias.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

A raíz de ello, la Sociedad y TGN SA iniciaron negociaciones a fin de resolver las divergencias entre las partes, celebrando recientemente un acuerdo adecuando las condiciones de la Oferta a la actual situación, lo cual fue puesto en conocimiento del ENARGAS. Mediante Nota ENRG N° 13.906/2011 del 06/12/11 se formalizó la adjudicación del CA03 a la Sociedad.

IV.2.7. El gas

- Con fecha 14/06/07 se publicó la **Resolución SE N° 599/2007** que homologa la Propuesta para el Acuerdo del Estado Nacional con Productores de Gas Natural 2007-2011 (el “Acuerdo 2007-2011”) tendiente a la satisfacción de la demanda de gas del mercado interno. En él se establecen los mecanismos para asegurar el abastecimiento de gas por los volúmenes comprometidos por los Productores en el Acuerdo 2007-2011 y por los faltantes de gas para los casos en que la demanda interna supere los volúmenes comprometidos.

Dado que esta resolución modifica sustancialmente las condiciones estipuladas en la Licencia para la adquisición de gas a los productores, atribuyendo a la SE la potestad de ser quien define las condiciones de la provisión de gas, la Sociedad ha puesto en conocimiento del ENARGAS y de la SE sus observaciones, señalando que: **(i)** las cantidades de gas previstas en los Anexos del Acuerdo 2007-2011 resultan insuficientes para el abastecimiento de la demanda prioritaria, por cuanto se tomó como base la demanda promedio mensual en lugar de los picos diarios que caracterizan esta demanda; **(ii)** el invierno de 2006 tomado como referencia no es representativo ya que fue un año excepcionalmente cálido; **(iii)** tampoco la estacionalidad del año 2006 es representativa de lo ocurrido en los años 2007 hasta 2010 inclusive, y de lo que pudiera ocurrir en el año 2011; y **(iv)** no se fijan precios ciertos para el gas a ser adquirido para la demanda prioritaria.

En este contexto, con fecha 30/09/2010 el ENARGAS notificó a la Sociedad la **Resolución ENARGAS N° I-1410/2010**, cuyo objeto es complementar las pautas de despacho vigentes ante el escenario de demanda y capacidad de transporte superiores a la oferta de gas natural y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución privilegiando el consumo de la demanda prioritaria.

A la fecha del presente documento, el abastecimiento de gas natural a las distribuidoras para cubrir la demanda prioritaria opera totalmente bajo el esquema de arreglos de suministros determinados mensualmente por la SE en función de la Resolución SE N° 599/2007 y complementados con los re-direccionamientos previstos en la Resolución ENARGAS N° I-1410/2010, y ello en virtud de que no fue posible formalizar acuerdos entre productores y distribuidoras. En este contexto la Sociedad no registra acuerdos vigentes con productores de gas, ya que ningún productor compromete las cantidades requeridas ante la incertidumbre de disponibilidad efectiva de los volúmenes y de los precios aplicables.

Con fecha 29/12/11, ante el inminente vencimiento (al 31/12/11) del Acuerdo 2007-2011, la SE emitió la Resolución SE N° 172/2011 (publicada en el Boletín Oficial el 05/01/12) que extiende temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución SE N° 599/2007, para la configuración de las obligaciones de suministro de gas natural oportunamente establecidas en el marco del Acuerdo 2007-2011, hasta que se produzca el dictado de las medidas que las reemplacen.

- Desde el invierno 2008 el Gobierno Nacional ha implementado un despacho energético unificado (gas y energía eléctrica), a cargo de la Subsecretaría de Planificación y Control de Gestión del Ministerio de Planificación (“SPCG”), con la participación del ENARGAS y las transportistas, que define el nivel de restricción necesario en función de la proyección de demanda y la oferta disponible. En virtud de la Resolución ENARGAS N° I-1410/2010 y a partir de su implementación, debería asegurarse la disponibilidad de todo el gas para el consumo prioritario, lo que debería evitar que se vuelvan a producir desbalances de distribuidoras por faltantes de gas para este segmento. En efecto, durante el invierno 2011 no se han producido desbalances significativos para el abastecimiento de la demanda prioritaria. Adicionalmente la resolución otorga atributos al ENARGAS como Autoridad concentradora de las decisiones pertinentes al despacho de gas, transporte y distribución.

- A pesar de las normas y metodologías arriba citadas, durante los años 2007 y 2008 el gas consumido fue superior al gas asignado por la SE, consecuencia de lo cual se generaron desbalances desfavorables en ambos años para la Sociedad. A los efectos de su cancelación la Sociedad realizó gestiones ante las Autoridades y los productores.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Sin la obtención de respuesta por parte de las Autoridades a los oportunos requerimientos de compensación formulados por la Sociedad, se realizaron gestiones ante los productores que dieron como resultado la cancelación total del desbalance del año 2007. Avanzada la segunda mitad del año 2011 se llegó a un acuerdo de precios con ENARSA por gran parte del desbalance de 2008. La Sociedad canceló las facturas emitidas por ENARSA netas de las notas de crédito producto de la negociación, reduciendo significativamente el desbalance pendiente de 2008.

Es de destacar que la Sociedad ofreció a las Autoridades depositar los montos originalmente devengados a los fines de que fueran asignados al pago de los productores que eventualmente habrían provisto el gas.

Respecto del año 2009, como consecuencia de las crónicas térmicas cálidas registradas durante el invierno, se generó un desbalance favorable no significativo para la Sociedad, situación contraria a la verificada en el 2010. El ENARGAS determinó que la provisión de gas correspondiente al desbalance del año 2010 fuera realizada por ENARSA (Energía Argentina S.A.), autorizándole a facturar a la Sociedad a los precios reconocidos en tarifa. La factura recibida por ENARSA fue rechazada como consecuencia de contener errores, la que fue corregida oportunamente por ENARSA mediante el envío de las correspondientes notas de crédito.

- El 01/10/08 por **Resolución SE N° 1.070/2008** se ratificó el “Acuerdo Complementario con Productores de Gas Natural suscripto el 19 de septiembre de 2008” (“Acuerdo Complementario”). Dicho acuerdo, que complementa lo dispuesto en el Acuerdo 2007-2011, tiene como objetivo: (i) reestructurar los precios del gas en boca de pozo a partir del 01/09/08, mediante la segmentación de la demanda residencial de gas natural (R1; R2 -1° a 3° escalón; y R3 -1° a 4° escalón-) conforme la **Resolución ENARGAS N° I/409/2008**, excluyendo del aumento a los clientes residenciales pertenecientes a las tres subcategorías de menor consumo anual; y (ii) destinar una parte del incremento a percibir por los Productores que suscriban el acuerdo a financiar el Fondo Fiduciario creado por la **Ley N° 26.020** para el subsidio del precio de las garrafas de uso domiciliario para consumidores de Gas Licuado de Petróleo (“GLP”) de bajos recursos.

Por aplicación de la **Resolución ENARGAS N° I/451/2008** estos incrementos en el precio del gas natural fueron trasladados a la tarifa final de los usuarios.

- El 27/11/08 se publicó el **Decreto PEN N° 2.067/2008**, por medio del cual se creó el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales. Posteriormente, la **Resolución MPFIPyS N° 1.451/2008** reglamentó dicho decreto e instruyó al ENARGAS para que determine el valor de dichos cargos, lo que realizó finalmente mediante la **Resolución ENARGAS N° I/563/2008** del 15/12/08. El MPFIPyS excluyó del pago de dichos cargos a los siguientes clientes: Subcategorías Residenciales R1, R2, Subdistribuidores, Servicio General P1 y P2, Clientes Servicio General P3 que no se compran el gas, GNC y las Centrales de Generación Eléctrica. Por **Resolución ENARGAS N° I/730/2009** del 27/04/09 se exceptuó del pago del cargo correspondiente a este Fondo Fiduciario a los usuarios residenciales R3 1° escalón de las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis, entre otras jurisdicciones. Con fecha 04/06/09 la Sociedad fue notificada de la **Resolución ENARGAS N° I/768/2009** por la que se extiende la excepción del pago de este Fondo Fiduciario a todos los usuarios residenciales R3 1° y R3 2° del país entre el 01/05/09 y 31/08/09, al tiempo que se estableció adicionalmente la misma condición para los usuarios residenciales R3 3° pertenecientes a las provincias beneficiarias de las excepciones establecidas por la Resolución ENARGAS N° I/730/2009.

El 18/08/09 se publicó la **Resolución ENARGAS N° I/828/2009** por la que se instruyó a las Licenciatarias del Servicio Público de Distribución, mediante un procedimiento en particular, a adoptar las medidas tendientes a efectuar las refacturaciones pertinentes a la reposición del cargo del **Decreto PEN N° 2.067/2008** percibido que correspondan a favor de sus usuarios con el debido proceso administrativo. Además se determinó, a solicitud del MPFIPyS, lo siguiente: (i) extender hasta el 30/09/09 el plazo establecido por la Resolución ENARGAS N° I/768/2009; (ii) dejar sin efecto el cargo aplicado a los usuarios residenciales durante el periodo comprendido entre los meses de junio y julio de 2009, debiendo, en consecuencia, implementar los mecanismos y procedimientos que resulten necesarios para la devolución de montos abonados por dicho concepto a los usuarios residenciales alcanzados; y (iii) establecer una bonificación equivalente al 70% del cargo a aplicar a los usuarios residenciales, durante el periodo comprendido entre los meses de agosto y setiembre de 2009. Estas disposiciones generaron un extraordinario incremento de las consultas y reclamos de clientes, modificaciones importantes en los sistemas de facturación y cobranzas, refacturaciones para corregir las facturas emitidas conforme a disposiciones vigentes al momento de ejecutarse el proceso, y extensiones en



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

los plazos de cobranzas, afectándose en consecuencia el desenvolvimiento habitual de las operaciones administrativas de la Sociedad y los costos operativos y financieros.

Por **Resolución ENARGAS N° I/1.179/2010** del 29/04/10 para el año 2010 y posteriormente por **Resolución ENARGAS N° I/1707/2011** del 26/04/11 para el año 2011, se exceptuó del pago del cargo del Decreto PEN N° 2.067/2008 a los usuarios residenciales R3 1° y R3 2° de todo el país y adicionalmente a los R3 3° pertenecientes a la provincias beneficiarias de las excepciones establecidas por la Resolución ENARGAS N° I/730/2009. La medida aplicó a partir del 1° de mayo para los consumos de gas verificados entre esa fecha y el 30 de setiembre. Adicionalmente, se estableció una bonificación del 100% a los usuarios residenciales durante el periodo de consumo comprendido entre junio y julio y una bonificación equivalente al 70% del cargo citado durante el periodo de consumo de los meses de agosto y setiembre.

Por **Resolución ENARGAS N° I/1982/2011** del 08/11/11 se implementan los ajustes de los valores del Cargo Decreto N° 2067/2008 para cada categoría de usuario para ser aplicados sobre los consumos que se produzcan a partir del 01/12/11, de acuerdo con las instrucciones impartidas en la Providencia MPFIPyS N° 2.609, de fecha 04/11/11.

Mediante **Resolución ENARGAS N° I/1.993/11** del 25/12/11 y conforme la Providencia MPFIPyS N° 2.780, de fecha 25/11/11, el ENARGAS instruyó a las Licenciatarias a aplicar a los consumos registrados a partir del 01/01/12 de los usuarios residenciales comprendidos las zonas geográficas que la misma resolución establece en un anexo adjunto (Barrio Parque y Puerto Madero de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires), y a los usuarios residenciales comprendidos en countries, barrios cerrados, clubes de campo y clubes de chacras, a nivel nacional, el Cargo Decreto N° 2.067/2008 en forma completa, según los valores del Anexo I de la Res. ENRG N° I/1.982/2011. Asimismo, se instruye a las Licenciatarias a poner a disposición de los usuarios que soliciten el mantenimiento del subsidio, el Formulario de "Declaración Jurada de la necesidad del subsidio" que la resolución dispone en un segundo anexo.

Por la **Disposición Conjunta N° 216/2011 y 733/2011** de la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión ("SCCG") y la Subsecretaría de Presupuesto ("SP") se establece el "Registro de Renuncia Voluntaria al Subsidio" aprobándose el respectivo formulario, como así también la declaración jurada sobre la necesidad del subsidio, la nota de finalización del trámite de renuncia, y el modelo de factura de servicios.

▪ El cargo adicional creado por el **Decreto PEN N° 2.067/2008**, y reglamentado por sucesivas resoluciones del ENARGAS, ha sido aplicado sólo a parte de los usuarios con domicilio en el área de servicio de la Sociedad, como consecuencia del cumplimiento de resoluciones judiciales de los tribunales federales que limitaron su facturación. Estas sentencias, sin novedades a la fecha del presente documento, se informan seguidamente:

(i) En el transcurso de 2009, la Sociedad ha sido notificada de medidas cautelares dispuestas por los Juzgados federales de Mendoza, San Rafael, y San Luis -en el marco de acciones de amparo y declarativas de inconstitucionalidad- respecto de las normas emitidas con pretensión de cobro de los cargos específicos destinados al repago de obras de ampliación de gasoductos pertenecientes al sistema de TGN SA y de adquisiciones de gas. Los fallos suspenden la aplicación de los cargos adicionales, en algunos casos con efectos limitados a la facturación del servicio a las sociedades actoras y en otros con efectos colectivos, a los usuarios residenciales y/o de todas las categorías comprendidos en la jurisdicción territorial de cada tribunal. La normativa suspendida en su aplicación es según cada caso, el Decreto PEN N° 2.067/2008, las resoluciones del MPFIPyS N° 2.008/2006 y N° 1.451/2008, y las resoluciones ENARGAS N° 3.689/2007, N° 563/2008, N° I/615/2009, N° 466/2008 y N° 449/2008.

Las medidas precautorias establecen según el caso la no aplicación de los cargos adicionales a la facturación, o la opción a favor del usuario de seguir pagando sus facturas de acuerdo con el régimen tarifario anterior al dictado de dichas normas, con el carácter de pago a cuenta, sin que ello pueda ser causal de suspensión, interrupción o corte del suministro.

(ii) La Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal ("CNACAF") resolvió con fecha 10/09/09 como medida cautelar presentada por el Defensor del Pueblo de la Nación, que los usuarios afectados por el Decreto PEN N° 2.067/2008 y normas complementarias, pueden seguir pagando sus facturas de acuerdo con el régimen tarifario anterior al dictado de dichas normas, con el carácter de pago a cuenta, sin que ello pueda ser causal de suspensión, interrupción o corte del suministro. El 21/09/09 el ENARGAS informó esta medida a la Sociedad mediante Nota ENRG N° 11.821.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

(iii) Con fecha 26/09/11 el Juez Federal Subrogante de San Rafael, en los autos caratulados “Fiscal de Estado Provincia de Mendoza contra Estado Nacional, Enargas y Ecogas”, y su acumulado “Cámara de Comercio, Industria y Agropecuaria de San Rafael y Federación de Uniones Vecinales de San Rafael”, por amparo contra las disposiciones del Decreto PEN N° 2.067/2008, resolvió rechazar los planteos de incompetencia y oposición a la acumulación de los procesos que habían sido interpuestos por el co-demandado Estado Nacional. La causa proseguirá su trámite para la resolución sobre el fondo.

- Desde 1998 se viene registrando una declinación permanente de la producción de gas natural de los yacimientos de Cerro Mollar y Puesto Rojas, que han abastecido históricamente a la localidad de Malargüe. Esta situación originó constantes acciones por parte de esta Licenciataria a los fines de mantener la continuidad del servicio público, tales como la conversión parcial de las redes de distribución a GLP, y posteriormente la instalación de una planta de propano aire, sistema mediante el cual actualmente se abastece exclusivamente con GLP vaporizado y vaporizado indiluido a la totalidad de los clientes (Residenciales, Comerciales, Industrias y Hotelería), con excepción de la estación de carga de GNC, único cliente que, en condición interrumpible, continúa siendo abastecido mediante el gas natural proveniente de los citados yacimientos .

En lo que respecta a las fuentes de abastecimiento de gas natural, el sistema de producción cuenta con una planta de deshidratación y compresión, la cual, durante la gestión de Gas del Estado SE (“GdE”), y hasta 1996, fue operada por distintas empresas productoras locales por tratarse de una actividad inherente a la etapa primaria de la industria (producción, captación y tratamiento de gas) de responsabilidad de las empresas petroleras.

Dicha instalación no integró los activos transferidos a la Sociedad; el contrato de operación entre GdE y el productor no fue cedido a la Sociedad; y el costo correspondiente a la operación y el mantenimiento no fue contemplado en las tarifas de distribución aplicables a la subzona Malargüe.

Ante la sensible reducción de los volúmenes de gas natural entregados por este yacimiento y por haberse tornado totalmente ineficiente tanto técnica como económicamente la operación de la planta compresora para estos caudales, se notificó a la estación de GNC que a partir del 30/04/07 la Sociedad cesaba la operación de dicha planta y consecuentemente no continuaría con el transporte y la distribución del gas natural a la estación de GNC. El ENARGAS, a pesar de reconocer el derecho de la Sociedad a la compensación por los mayores costos de operación y mantenimiento de la planta compresora de Cerro Mollar, intimó a la Sociedad a mantener la plena continuidad del servicio licenciado, bajo apercibimiento de iniciar el procedimiento sancionatorio que el eventual incumplimiento pudiere generar. La Sociedad interpuso un Recurso de Reconsideración. En cumplimiento de dicha intimación la Sociedad ha continuado realizando las operaciones de tratamiento y compresión del gas, como así también su posterior distribución a la estación de carga de GNC. Dado que el ENARGAS ha reconocido el derecho a la compensación de los mayores costos de operación y mantenimiento de dicha planta, la Sociedad requirió que se dispongan los trámites comprometidos que se encuentren pendientes; reservándose el derecho de adoptar las medidas que resulten necesarias para impedir el agravamiento de los daños resultantes a su patrimonio.

Luego, el 05/07/07 el ENARGAS comunicó a la Sociedad su Resolución N° 030/2007 por la que desestima el Recurso de Reconsideración interpuesto por la Sociedad. En los considerandos de esta resolución se destaca que “...el hecho de no haberse realizado hasta el momento ninguna Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) no invalida la afirmación de que el ámbito propicio para el eventual reconocimiento de los gastos incurridos por la operación y mantenimiento de la Planta sea el de una RTI...” y que “...la realización de la RTI de Cuyana se encuentra supeditada a la culminación exitosa de la renegociación en curso que se desarrolla entre esa Distribuidora y la UNIREN, trámite éste que en esta instancia se encuentra fuera de la esfera de responsabilidad del ENARGAS...”

Como se ha informado en el subtítulo “Tarifas de distribución” de la presente Reseña Informativa, el 20/09/07 la Sociedad presentó un recurso judicial directo contra dicha resolución ante la CNACAF. Mediante la sentencia del 12/05/11, el tribunal tomó en consideración que no corresponde que se calculen las nuevas tarifas con prescindencia del proceso de revisión tarifaria ordenado por los acuerdos celebrados del proceso de renegociación, respecto de los cuales “se evidencia una situación de demora administrativa cuyo pronto despacho corresponde ordenar”, y que “corresponde otorgar un plazo de 60 días hábiles administrativos a fin de que la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del MINPLAN tome la intervención que le compete. Cumplido ello se procederá a devolver las actuaciones al ENARGAS quien luego de verificar el cumplimiento de los recaudos establecidos en el Acuerdo



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Transitorio mencionado deberá pronunciarse acerca de la adecuación de tarifas según el Régimen Tarifario de Transición previsto en el plazo de 60 días hábiles administrativos.” El Enargas ha presentado un Recurso Extraordinario Federal. A su vez, el MPFIPyS presentó un pedido de nulidad de todo lo actuado que la Sociedad ha contestado el 13/10/11.

- Con relación al abastecimiento propiamente dicho de GLP en la subzona Malargüe, se continuó operando con normalidad la planta de inyección de propano indiluido para la sustitución de volúmenes de gas natural, como solución al problema de la creciente declinación de los pozos productores de gas que abastecen a la localidad. Por Ley N° 26.019 del 02/03/05 se dispuso una prórroga por 10 años del Acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido. Dicho acuerdo de abastecimiento tiene por objeto asegurar la estabilidad de las condiciones de tal abastecimiento en las redes actualmente en funcionamiento en todo el territorio de la República Argentina, que se encuentren debidamente registradas por la Autoridad Regulatoria, como consecuencia del comportamiento del precio internacional del gas propano -referente básico del precio mayorista interno- y el precio de ese producto incorporado en las tarifas de distribución de gas por redes aprobadas por el ENARGAS.

Los productores están asignando las cantidades confirmadas por el ENARGAS, coincidentes con las solicitadas por la Sociedad y que surgen del Acuerdo de Abastecimiento de GLP firmado por los productores y la SE para el período mayo 2010–abril 2011. A la fecha del presente documento no ha sido firmado aún el Acuerdo de Abastecimiento del GLP para el periodo mayo 2011–abril 2012.

Desde octubre de 2003 la Sociedad comenzó a percibir el subsidio establecido por el Art. 75 de la Ley N° 25.565, para financiar las compensaciones tarifarias por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales y de GLP del Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza, entre otras regiones consideradas por la disposición.

IV.2.8. Los clientes

- En el contexto de las previsiones contenidas en el Marco Regulatorio, ante los nuevos requerimientos de clientes que solicitan conectarse al servicio en aquellas zonas en donde resulta necesario repotenciar la infraestructura para el abastecimiento de gas, se solicita a los mismos el financiamiento de los refuerzos necesarios como condición imprescindible para otorgar la factibilidad.
- La evolución del ejercicio muestra un crecimiento neto de 19.506 clientes, lo que significa un total al cierre del mismo de 521.535, un incremento aproximado de 3,89% respecto de 2010, y un crecimiento acumulado de aproximadamente 124,2% por sobre el valor al inicio de la Licencia. En particular, se destaca el crecimiento operado en los últimos años en el número de estaciones de GNC conectadas al sistema, que al cierre de 2011 totalizan 212, en contraste con las 86 que existían al 31/12/01. Como ya se apuntara, el aumento en el número de clientes estuvo motivado fundamentalmente por los mayores precios de los combustibles alternativos y sustitutos, y el congelamiento de las tarifas del gas natural.
- Se renovaron los acuerdos con los Grandes Usuarios y GNC cuyos vencimientos se producían en 2011, adecuándose los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de disponibilidad de transporte y distribución.
- El Decreto PEN N° 180/2004 crea la categoría GNC Firme, lo que requiere la determinación de una Capacidad de Reserva Diaria (“CRD”), estableciendo: (i) la determinación de la Reserva Mínima Inicial (“RMI”) en función de los picos de consumo diarios o mensuales registrados por cada estación en el periodo anual anterior al comienzo de su aplicación; y (ii) la actualización anual de la CRD, en función de los picos de consumo normales y habituales registrados por cada estación en el periodo anual anterior, teniendo en cuenta que la posibilidad de incrementar la CRD está supeditada a la disponibilidad de capacidad en firme remanente por parte de la Sociedad.
- El 23/05/05 se publicó la **Resolución SE N° 752/2005**, mediante la cual se reglamentan, principalmente, los artículos 4° y 5° del Decreto PEN N° 181/2004, que establece la prohibición a las distribuidoras a partir del 01/08/05 de vender gas a los Grandes Usuarios y Usuarios SGG y SGP -tercer escalón- con consumos superiores a 150.000 m³/mes. Tal prohibición se extendió -a partir del 01/01/06- al resto de los usuarios SGP3 y a partir del 01/04/06 para las estaciones de GNC, según la **Resolución SE N° 275/2006**.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Asimismo, el ENARGAS emitió el 24/05/06 la **Resolución N° 3.515/2006** en la que dispuso que las prestadoras del servicio de distribución de gas debían garantizar a las estaciones de GNC que contasen únicamente con servicios interrumpibles, un abastecimiento mínimo diario de 3.000 m³/día a los efectos de asegurar el normal suministro de GNC a los consumidores. Posteriormente, con fecha 15/08/06 y mediante **Resolución N° 3.569/2006** el ENARGAS incrementó dicho abastecimiento mínimo hasta un total de 5.000 m³/día, manteniendo la vigencia por medio de diferentes resoluciones hasta el 30/04/12. Todas estas medidas fueron oportunamente recurridas por la Sociedad sin que a la fecha del presente documento se hayan obtenido respuestas que reflejen que los argumentos expuestos por la Sociedad estén siendo atendidos.

- Como consecuencia de las dificultades para acceder a mayor capacidad de transporte y provisión de gas de los productores y el incremento de la demanda en virtud de la distorsión de precios relativos del gas natural con relación a los combustibles alternativos, se continuó al igual que desde el año 2004 con la postergación temporaria del otorgamiento de factibilidades para clientes GNC Firmes y SGP con consumos superiores a 108.000 m³/año (3° escalón), y nuevas disponibilidades o ampliaciones de consumo para grandes usuarios industriales y servicios SGG, salvo que los mismos aseguren contar con equipos duales u otra fuente alternativa de abastecimiento que les permitan acatar las restricciones en el periodo invernal. Estas situaciones han sido informadas al ENARGAS.
- Además del Programa de Uso Racional de la Energía (“PURE”) creado por la **Resolución SE N° 415/2004**, con vigencia permanente establecida por la **Resolución SE N° 624/2005** desde el 15 de abril y hasta el 30 de setiembre de cada año (cuya aplicación se encuentra suspendida desde 2009 por temas de fondo normativo pendientes de resolución por la SE), el 24/12/07 se publicó el **Decreto PEN N° 140/2007** por el cual se declara de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía, aprobándose los lineamientos del programa denominado PRONUREE, destinado a contribuir y mejorar la eficiencia energética de los distintos sectores consumidores de energía.
- Las cifras relativas a los volúmenes de gas entregado discriminados en los principales segmentos de mercado, comparados con los correspondientes al ejercicio anterior, se exponen en el siguiente cuadro:

Volúmenes de gas entregado por principales segmentos	Millones de m ³ de gas		Variación en	
	31/12/11	31/12/10	Mm ³ (*)	%
Residenciales	644,5	610,0	34,5	5,7
Grandes clientes	1.250,0	1.190,4	59,6	5,0
GNC	291,2	283,1	8,1	2,9
Otros (pequeñas y medianas industrias, comercios y subdistribuidores)	317,8	288,3	29,5	10,2
Total del volumen de gas entregado	2.503,5	2.371,8	131,7	5,6

(*) Millones de metros cúbicos de gas.

El volumen total de gas entregado aumentó un 5,6% con respecto a 2010. La mayor demanda obedece a distintos factores que incidieron en igual sentido. En 2011 el clima de la región presentó un invierno caracterizado como normal, levemente más cálido que las crónicas promedio históricas, frente a un invierno 2010 más frío respecto a la media. No obstante, en el presente ejercicio el crecimiento de la demanda prioritaria estuvo también en el orden de 5,6% por encima de los consumos de 2010, que en parte se debe al incremento del total de clientes servidos, también al incremento de consumos específicos en el uso doméstico atribuible a la percepción de bajo costo del gas natural y en consecuencia, a la falta de incentivos para moderar su uso, y finalmente, al aumento registrado en el nivel de actividad de la economía en general, que se evidencia en el incremento del consumo de pequeñas y medianas industrias, y comercios. El consumo de las GNC en 2011 ha confirmado el proceso de crecimiento iniciado nuevamente en 2010 luego de la tendencia decreciente de la demanda evidenciada en ejercicios anteriores. Mientras tanto, los Grandes clientes muestran en 2011 un crecimiento neto en el volumen operado, originado principalmente por un aumento importante en el consumo de las industrias ceramistas, cementeras y caleras, seguidas por el incremento, de menor orden, del volumen atribuible a las alimenticias, usinas y sectores varios que conforma el segmento, un incremento moderado de las petroleras, y finalmente el registro de una disminución un tanto significativa en la industria vidriera.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En el siguiente cuadro se exponen las cifras de venta distribuidas entre los principales segmentos de mercado:

Ventas brutas por principales segmentos (sin Otras ventas)	Millones de pesos (M\$)		Variación en	
	31/12/11	31/12/10	M\$	%
Residenciales	161,1	149,8	11,3	7,5
Grandes clientes	28,0	25,5	2,5	9,8
GNC	12,4	12,0	0,4	3,3
Otros (pequeñas y medianas industrias, comercios y subdistribuidores)	39,3	35,7	3,6	10,1
Total de ventas	240,8	223,0	17,8	8,0

En 2011 las ventas brutas en pesos continuaron afectadas por la pesificación y la falta de ajuste de las tarifas de distribución y transporte desde 1999, excepto por los incrementos en el precio del gas dispuestos por el ENARGAS. A pesar de un clima menos frío con respecto al presentado en 2010, las ventas a Residenciales se incrementaron entre los ejercicios comparados en función del mayor volumen de gas consumido, que tiene directa relación con el crecimiento del número de clientes conectados a la red de distribución. Clientes estos que cuentan con tarifas de gas natural congeladas frente a los mayores precios que registran los combustibles alternativos y sustitutos. La venta en pesos se mantiene afectada por la aplicación de las resoluciones ENARGAS N° I/451/2008 y N° I/568/2008 que trasladaron incrementos en el precio del gas natural a determinados segmentos de la demanda residencial a partir del 01/09/08 y 01/11/08, respectivamente. La facturación a Grandes clientes presenta una variación positiva significativa, que es producto de un incremento importante en las ventas a las usinas y a las industrias cementeras, ceramistas y caleras, seguido de un aumento moderado en lo facturado a petroleras y clientes varios del segmento. Las ventas a las industrias alimenticias fue levemente positiva y las correspondientes a las vidrieras sufrieron un retroceso moderado. Las GNC consolidan su recuperación con una suba muy por encima de la registrada en 2010, mientras que los comercios y las pequeñas y medianas industrias registran una variación positiva importante en los valores facturados, producto de una mayor actividad económica.

V. Los resultados

V.1. Situación económica-financiera

V.1.1. Situación patrimonial comparativa (cifras en miles de pesos, reexpresadas al 28/02/03)

Rubros	31/12/11	31/12/10	Variaciones
Activo Corriente	134.548	121.955	12.593
Activo No Corriente	498.144	499.256	(1.112)
Total Activo	632.692	621.211	11.481
Pasivo Corriente	69.291	71.937	(2.646)
Pasivo No Corriente	13.900	2.379	11.521
Total Pasivo	83.191	74.316	8.875
Patrimonio Neto	549.501	546.895	2.606
Total Pasivo más Patrimonio Neto	632.692	621.211	11.481

El incremento del Activo Corriente entre ambos cierres por \$12,6 millones obedece principalmente a un incremento de los totales disponibles en Caja y Bancos e Inversiones por \$7 millones, un aumento de Créditos por Ventas por \$3,3 millones y una suba en el rubro Otros Créditos de \$2 millones. Tanto Bienes de Cambio como Otros Activos muestran incrementos poco significativos.

La disminución del Activo No Corriente por \$1,1 millones tiene su origen fundamentalmente en la evolución del rubro Bienes de Uso que registra una disminución de casi \$3,2 millones, por efecto de la suma neta entre el total de las altas de bienes de uso en 2010 (\$21 millones), el total de amortizaciones anuales (\$23,2 millones) y el valor residual de las bajas del ejercicio (\$1 millón). Los Otros Créditos a largo plazo aumentaron en \$0,7 millones y las Inversiones a largo



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

plazo crecieron \$1,3 millones por la compra de títulos privados. Los Activos Intangibles se redujeron en un valor de escasa representatividad.

El Pasivo Corriente disminuyó en \$2,6 millones por el efecto neto entre diferentes aumentos y disminuciones de rubros que los componen. Las Cuentas a Pagar se redujeron en \$1,2 millones (\$5,2 millones menos a cancelar en gas y transporte y \$4,2 millones de mayores saldos a pagar de bienes y servicios, con una disminución menor en Partes Relacionadas); las Cargas Fiscales disminuyeron en \$8,5 millones (básicamente por bajas de \$4 millones en el Impuesto a las Ganancias a pagar, \$3,5 millones en Contribuciones por Ocupación del Espacio Público a pagar, \$1,6 millones en el IVA a pagar); las Remuneraciones y Cargas Sociales crecieron \$1,1 millones; los Otros Pasivos subieron \$3 millones (fundamentalmente por un aumento de \$3,3 millones del Cargo Gasoducto Norte Nación Fideicomiso S.A.), y finalmente, las Provisiones por Juicios y contingencias crecieron casi \$3 millones.

El Pasivo No Corriente acusa una suba significativa de \$11,5 millones originada en el incremento de Otros Pasivos, donde \$11,1 millones corresponden a una reclasificación de provisión parcial de impuesto a las ganancias por una acción de certeza e inconstitucionalidad iniciada por la Sociedad durante el ejercicio. Ver Nota 5.g a los Estados Contables de Publicación al 31/12/11.

V.1.2. Estructura de resultados comparativa (cifras en miles de pesos, reexpresadas al 28/02/03)

Rubros	31/12/11	31/12/10	Variaciones
Ventas netas	252.733	233.517	19.216
Costos operativos (sin amortizaciones y depreciaciones)	(221.315)	(191.385)	(29.930)
EBITDA (*)	31.418	42.132	(10.714)
Amortizaciones y depreciaciones del activo fijo	(23.245)	(22.932)	(313)
Resultado operativo ordinario - Ganancia	8.173	19.200	(11.027)
Resultados financieros y por tenencia - Ganancias	10.626	6.153	4.473
Otros ingresos netos	198	193	5
Utilidad ordinaria antes del impuesto a las ganancias	18.997	25.546	(6.549)
Impuesto a las ganancias (Nota 5.g) a los estados contables)	(10.320)	(12.676)	2.356
Utilidad neta	8.677	12.870	(4.193)
Utilidad neta por acción (Nota 4.f) a los estados contables)	0,043	0,064	(0,021)

(*) EBITDA: Resultado operativo ordinario más amortizaciones y depreciaciones.

El EBITDA acusa una disminución aproximada a 25,4% con respecto a 2010. Aunque esa reducción resulta muy significativa, su caída con respecto a 2001 (a consecuencia del congelamiento de tarifas desde 1999 y pese a la inflación sufrida en todos estos años) continúa siendo más relevante llegando al 68,7% (\$68,9 millones). En ese año de referencia, anterior a la pesificación de las tarifas, la devaluación y los procesos inflacionarios subsecuentes el EBITDA fue de \$100,3 millones.

El resultado neto del ejercicio cerrado al 31/12/11 es una utilidad de \$8,7 millones, lo que implica alcanzar una diferencia de \$4,2 millones -pérdida- con respecto a la utilidad registrada al 31/12/10, que ascendió a \$12,9 millones. Comparativamente con el resultado neto esperado de \$3,2 millones según el presupuesto aprobado para el ejercicio 2011, se establece una diferencia de \$5,5 millones, que tiene como principal origen aumentos en las ventas netas, en los resultados financieros y por tenencia y en el impuesto a las ganancias, mayores a los esperados. El clima, aunque con un invierno menos frío que el ocurrido en 2010 ha sido un factor importante en la definición de este resultado aunque no el único, como ya fuera explicado en el apartado "IV.2.8. Los clientes".

El mayor impacto entre ambos resultados está dado por el efecto neto entre: (i) el aumento de 8,2% en las ventas en pesos con respecto al 31/12/10, originado conjuntamente y con distintos efectos, por un aumento de casi 5,6% en el volumen de gas operado entre ambos ejercicios, el incremento del número de clientes (3,9%); y por una diferente distribución de la venta por segmentos de clientes; (ii) el incremento en el costo de ventas más los gastos de administración y comercialización, que en conjunto aumentaron 14,1% al 31/12/11 respecto del 31/12/10. El costo de ventas creció 10,8%, fundamentalmente por el efecto neto entre: el incremento de 9,9% en el costo de la compra del gas; una demanda prioritaria mayor que la registrada para el ejercicio 2010; el aumento de 10,1% en el costo del



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

transporte y de 12,3% en los gastos de distribución. Los gastos de administración y comercialización aumentaron en conjunto aproximadamente 22,8%, principalmente por los aumentos en el costo laboral, en los precios de bienes y servicios, y en tasas, que también afectaron a los gastos de distribución; y (iii) la mayor ganancia neta de los resultados financieros netos obtenidos al 31/12/11 de \$10,6 millones (72,7%) respecto de los correspondientes al 31/12/10, como consecuencia, principalmente, de un incremento de casi \$3,5 millones en la variación -ganancia- por intereses generados por activos y pasivos; el incremento -ganancia- de los resultados por tenencia de \$0,23 millones, y la mayor ganancia neta de \$0,79 millones entre las diferencias de cotización activas y pasivas (derivada, principalmente, por ganancias generadas por activos en dólares estadounidenses al 31/12/11 que se incrementaron en casi 4,5 millones con respecto al 31/12/10, y con diferentes diferenciales de cotización del peso argentino frente al dólar estadounidense entre épocas -con una paridad al 31/12/11 de \$4,264 por U\$, frente a \$3,94 por U\$ al 31/12/10, versus \$3,76 al 31/12/09-).

El impuesto a las ganancias disminuyó en \$2,4 millones, aunque mantuvo en alza su incidencia efectiva sobre el resultado antes del impuesto de 49,6% en 2010 a 54,3% en 2011, motivado principalmente en la mayor incidencia que tiene sobre resultados de menor cuantía, la imposibilidad de computar como deducción el ajuste por inflación de las amortizaciones de bienes de uso.

V.1.3. Posición financiera (cifras en miles de pesos, reexpresadas al 28/02/03)

Rubros	31/12/11	31/12/10	Variaciones
Activo Corriente Financiero	97.428	90.481	6.947
Activo No Corriente Financiero	1.279	-	1.279
Total Activo Financiero	98.707	90.481	8.226
Total Pasivo Financiero	-	-	-
Posición Financiera Neta	98.707	90.481	8.226

La Posición Financiera Neta al cierre de 2011 es positiva en \$98,7 millones, lo que muestra un incremento de \$8,2 millones (aproximadamente 9,1%) con respecto al ejercicio anterior (\$90,5 millones). La Sociedad no ha tenido endeudamiento financiero en los ejercicios comparados.

V.1.4. Índices

Tipo de índice	31/12/11	31/12/10	Variaciones
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	1,94	1,70	0,24
Liquidez inmediata ((Caja y Bcos. + Inv. y Créd. ctes.) / Pas. cte.)	1,91	1,67	0,24
Solvencia (Patrimonio neto / Pasivo total)	6,61	7,36	(0,75)
Endeudamiento (Pasivo total / Patrimonio neto)	0,15	0,14	0,01
Razón del Patrimonio neto / Activo total	0,87	0,88	(0,01)
Inmovilización del capital (Activo no corriente / Activo total)	0,79	0,80	(0,01)
Rentabilidad (Res. del ejercicio / Pat. Neto promedio)	0,02	0,02	-
Leverage financiero ((Rtdo. Neto Ord. / PN) / ((RNO + Int. Perd.) / Activo))	1,15	1,13	0,02
Rotación de activos (Ventas / Activo)	0,40	0,38	0,02
Rotación de inventarios (Costo / Exist. promedio de Bs. de Cbio.)	1,51	1,48	0,03

V.1.5. Saldos y operaciones con sociedades Artículo 33 de la Ley N° 19.550 y partes relacionadas, comparativos (cifras en miles de pesos, reexpresadas al 28/02/03 de corresponder)

No existen operaciones ni saldos derivados con sociedades controlantes, vinculadas o partes relacionadas que se hayan concretado en condiciones ajenas a las de mercado o que causaron o puedan causar consecuencias a los acreedores y a los accionistas externos.

Los saldos de créditos y deudas al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Rubro:	OTROS CRÉDITOS		
Denominación	31/12/11	31/12/10	Variaciones
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 - Corrientes			
ENI S.p.A.	190	188	2
Total Sociedades Art. 33	190	188	2
Partes relacionadas:			
ITALGAS S.p.A. (sociedad controlada por el Grupo ENI)	-	70	(70)
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	110	158	(48)
Directores y Personal Gerencial	40	48	(8)
Total Partes relacionadas	150	276	(126)
Total	340	464	(124)

Rubro:	CUENTAS A PAGAR		
Denominación	31/12/11	31/12/10	Variaciones
Partes relacionadas:			
ENI Corporate University	-	4	(4)
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	881	985	(104)
Total Partes Relacionadas	881	989	(108)
Total	881	989	(108)

Rubro:	OTROS PASIVOS		
Denominación	31/12/11	31/12/10	Variaciones
Partes relacionadas:			
Directores	82	72	10
Total Partes Relacionadas	82	72	10
Total	82	72	10

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, la Sociedad ha realizado las siguientes operaciones con Sociedades comprendidas en el Art. 33 de la Ley N° 19.550 y Partes Relacionadas [egresos (ingresos)]:

Operaciones / Denominación	Vínculo	31/12/11	31/12/10	Variaciones
Prestación de servicios				
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(9.033)	(6.980)	(2.053)
ENI Corporate University	Relacionada	-	(6)	6
Total		(9.033)	(6.986)	(2.047)
Remuneraciones				
Directores y Personal Gerencial	Relacionada	(5.952)	(3.990)	(1.962)
Total		(5.952)	(3.990)	(1.962)
Gastos operativos				
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(2.045)	(1.628)	(417)
Total		(2.045)	(1.628)	(417)
Recupero de costos y otros				
ENI	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	1	1	-
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	88	81	7
Total		89	82	7
Total de operaciones		(16.941)	(12.522)	(4.419)



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

VI. Política de dividendos

Como política de distribución de ganancias líquidas y realizadas, conforme a los resultados del balance de la Sociedad y a otros factores considerados relevantes, el Directorio ha recomendado en los sucesivos ejercicios el pago de dividendos en efectivo. Debido a las particulares condiciones que afectaron la actividad y adoptando medidas prudentes conforme la realidad de los flujos de fondos, la Sociedad, siempre que se ha juzgado posible, ha distribuido dividendos bajo el régimen de cuotas periódicas sin exceder los seis meses desde la fecha de la Asamblea de Accionistas que los dispuso, con pago de la primer cuota dentro de los 30 días de celebrada la misma, cuando no lo ha concretado directamente en un pago único en este último término.

VII. Propuesta de asignación de resultados

El resultado final del ejercicio 2011 fue una utilidad neta de Impuesto a las Ganancias de \$8.677.312,06 con una utilidad de \$0,043 por acción, lo que implica una disminución del 32,8% en el rendimiento por acción respecto del año 2010. A su vez, este valor se encuentra muy por debajo del promedio alcanzado en los años previos a la crisis de 2001/2002 (la utilidad neta por acción al 31/12/01 fue \$0,2119). Diferencia que, adicionalmente a lo que se expone en los respectivos Estados Contables y lo descrito en la presente Memoria, es consecuencia, fundamentalmente, de los efectos de la pesificación y congelamiento de las tarifas, y la devaluación y subsecuente inflación que incrementaron y luego mantuvieron altos los costos operativos en 2011, no compensados debidamente en las tarifas por imperio de la Ley de Emergencia, y la aún pendiente aplicación de los cuadros tarifarios previstos en el marco del AT y del AA que reconozcan incrementos en el margen de distribución, conforme lo expuesto en el apartado “IV.2.4. La emergencia y la renegociación del Contrato de Licencia dispuesta por el Estado Nacional” de la presente Memoria.

Por razones legales y estatutarias, corresponde aplicar no menos de 5% de la utilidad del ejercicio al incremento de la Reserva Legal.

En consideración a que los resultados obtenidos por la Sociedad superaron lo previsto en el presupuesto como consecuencia del incremento de los ingresos debido, fundamentalmente, a las condiciones de expansión de la economía ocurrida en el ejercicio combinada con mayores consumos domésticos por las diferencias relativas entre las tarifas de gas natural y los precios de los combustibles alternativos o sustitutos, resulta posible recomendar a los Señores Accionistas distribuir una parte del resultado del ejercicio neto del cálculo correspondiente a la Reserva Legal, tomando en consideración los flujos de fondos netos y los saldos remanentes de caja luego de efectuada la distribución.

Por aplicación de la Ley de Sociedades N° 19.550, la Resolución N° 593/2011 de la Comisión Nacional de Valores, otras normas específicas y el Estatuto Social, y teniendo en consideración lo descrito en la presente Memoria y lo expuesto en este apartado, el Directorio somete a consideración de la Asamblea de Accionistas la siguiente propuesta de distribución de los resultados acumulados al cierre del ejercicio 2011, debiendo considerar que las cifras expuestas provenientes de ejercicios anteriores están expresadas en moneda constante al 28/02/03, conforme se indica en Nota 4 a) a los Estados Contables del 31/12/11:

Resultados No Asignados provenientes de ejercicios anteriores – Ganancia (Pérdida)	\$ 18.804.495,80
Resultado del ejercicio - Ganancia ⁽¹⁾	\$ 8.677.312,06
Total de Resultados No Asignados al cierre del ejercicio - Ganancia	\$ 27.481.807,86
a Reserva Legal	\$ 433.865,60
a Honorarios de Directores	\$ 441.000,00
a Honorarios de Comisión Fiscalizadora	\$ 189.000,00
a Bonos de Participación al Personal	\$ 43.604,58
a Dividendos en efectivo	\$ 2.747.507,00
a Reserva Facultativa para futuras distribuciones de dividendos	\$ 24.300.435,26

(1) Este importe incluye en concepto de provisión, \$441.000,00 como Honorarios de Directores, \$189.000,00 como Honorarios de Comisión Fiscalizadora y \$43.604,58 como Bonos de Participación al Personal.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

VIII. Perspectivas para el próximo ejercicio

VIII.1. El contexto

La situación económica mundial está requiriendo de permanentes evaluaciones en procura de adoptar, desde los gobiernos y organismos financieros, medidas y ajustes que reviertan los efectos de la crisis por la que atraviesa Europa. Ajustes fiscales significativos, caída de la demanda agregada de un número cada vez mayor de países europeos y la amenaza de una recesión diseminada por todo el viejo continente, hacen poner en práctica la reducción de las tasa de interés y políticas monetarias expansivas. Lo más complicado: desocupación creciente y alteración de la paz social. Estados Unidos de Norteamérica frenará su ritmo de crecimiento aunque sin recesión. China impactada por su baja en las exportaciones estimulará su mercado interno probablemente dejando que su moneda se aprecie y aumentando fuertemente la inversión pública. Con estas perspectivas América Latina podría ver reducido su ritmo de crecimiento, aunque seguiría en buen nivel.

Argentina, con este panorama y considerando su situación particular, deberá demostrar su capacidad para enfrentar un año más complejo que el 2011. La inflación sigue siendo un tema pendiente de resolver y que impacta en la economía de los ciudadanos y las empresas. Hay esfuerzos del Gobierno Nacional en establecer pautas para reducirla. El inicio de la eliminación progresiva de subsidios, si bien generarán un impacto y una re-adaptación en los distintos niveles sociales que resulten afectados, se observa como el punto de partida de una corrección que permita reducir el nivel de gastos del estado.

En materia de deuda pública el año se presenta con significativos compromisos a cumplir, y los efectos de una posible menor cosecha de granos que la prevista, a consecuencia de factores climáticos adversos, podría complicar aún más a las cuentas públicas.

El sector energético, factor clave para el desarrollo económico y social sigue reclamando mayores esfuerzos para lograr un sostenido abastecimiento. Las importaciones de energía continúan creciendo en volumen y sus precios sensiblemente superiores a los internos van mellando el equilibrio de las cuentas públicas externas. El imperioso sinceramiento de precios y tarifas que den sustentabilidad a las inversiones necesarias en materia de producción, transporte y distribución de petróleo, gas y energía eléctrica requiere de la aplicación de políticas adecuadas, que promuevan el desarrollo sustentable de estos sectores y lo conjuguen con la finalidad de lograr el bienestar general de la sociedad de manera perdurable.

VIII.2. Principales actividades previstas para el 2012 y proyecciones

- En el contexto de las limitaciones impuestas por la particular situación en la que se desenvuelve la actividad de la Sociedad, y en el marco de las políticas y objetivos establecidos por la misma, se prevé:
 - Desarrollar el programa de inversiones necesarias con el objetivo de sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, habiéndose proyectado invertir durante el año 2012 la suma de \$18,6 millones, con sujeción a un estricto cumplimiento de pautas preestablecidas de austeridad en la aplicación de recursos y de preferencia por la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución. Este monto podrá variar en función de las condiciones de financiamiento que finalmente se dispongan, de la situación tarifaria, de la evolución de los costos, del incremento del número de clientes, de las posibilidades de expansión del sistema, y de los ajustes técnicos que eventualmente se deban efectuar. Asimismo, en el marco del Programa de Fideicomisos de Gas, o mediante gestiones directas con los Gobiernos Provinciales y Autoridades Nacionales, se continuará con las gestiones que permitan potenciar y ampliar el sistema de distribución de gas.

Respecto del crecimiento de la extensión de redes y gasoductos disponibles, se estima que durante 2012 se mantendrá el comportamiento que se experimentó en 2011, dependiendo esta situación de las inversiones propias y de terceros cuyos activos son transferidos a la Sociedad.

- Entre otras inversiones, se llevarán a cabo obras de renovación de redes y servicios en distintas zonas del área licenciada; potenciamiento de redes; interconexiones de media y baja presión; la construcción de nuevos ramales de gasoductos en las provincias de Mendoza y San Juan; obras de estandarización de cámaras reguladoras de presión y adecuación de trampas de scrapers; instalación de equipos rectificadores la protección catódica; la estandarización de



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

plantas reguladoras de presión y la adecuación de ventilaciones y tapas; la incorporación de sistemas de filtrado en cámaras; la construcción de nuevas estaciones reguladoras en San Juan –Centenario y Albardón-; en Mendoza – Rivadavia Sur- y en San Luis -Villa Mercedes II-; la compra de medidores y unidades correctoras para nuevas industrias; la digitalización de planos; e inversiones menores en equipamiento.

- Continuar con las gestiones iniciadas ante la SE para incluir la ejecución de las obras de distribución propuestas para satisfacer el crecimiento de la demanda en el área licenciada dentro del Programa de Fideicomisos de Gas y/o acuerdos específicos.
- Llevar a cabo, conforme la política comercial proyectada, los programas anuales técnicos y de atención al cliente en los centros operativos, sucursales y agencias, priorizando el resguardo de la calidad y los niveles de seguridad en la prestación del servicio. Se estima posible que el total de clientes durante el nuevo ejercicio tenga una expansión de aproximadamente 3,6% con todas las previsiones que en tal sentido deben ser tomadas. Se proyecta que el volumen total de gas operado durante el año 2012, determinado para temperaturas promedio históricas, podría alcanzar aproximadamente los 2.602 millones de metros cúbicos.
- Concretar las tareas programadas para el año 2012 respecto del mantenimiento de redes, gasoductos y cámaras, como así también completar los programas de búsqueda y reparación de fugas, de control y verificación de estaciones de GNC, y de supervisión técnica de los Subdistribuidores.
- Conforme lo resuelto en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 15/11/11, la Sociedad continuará con las acciones o gestiones tendientes a reclamar al Estado Nacional el cumplimiento del AT y del AA, según las circunstancias en cada momento.
- Reiterar al ENARGAS que dé curso al proceso de Revisión Tarifaria Integral previsto en el AT y en el AA, cuya fecha de terminación se estableció para el 28/02/09 (luego prorrogada hasta el 30/09/09), que se encuentra demorado hasta la fecha del presente documento, aspecto que resulta esencial para preservar la eficiente prestación del servicio licenciado.
- Realizar la presentación al ENARGAS del séptimo pedido de ajuste de tarifas por variación de costos, en función de lo previsto en el AT y en el AA., y las solicitudes respecto del reconocimiento en las tarifas de las variaciones en el precio del gas y en los impuestos nacionales, provinciales y municipales.
- Continuar con las gestiones ante las autoridades competentes para obtener las cantidades de gas necesarias para abastecer la demanda prioritaria de la zona y para lograr la cancelación de los desbalances por falta de gas a los precios reconocidos en la tarifa.
- Dar continuidad al estudio de las posibilidades de satisfacer los pedidos de nuevos suministros y/o ampliaciones de capacidad firme sin comprometer el sistema ni la demanda ininterrumpible, condicionando el otorgamiento de nuevos proyectos y factibilidades técnicas de futuros clientes, en la medida que se observen restricciones y no se resuelva la ampliación de la infraestructura necesaria del sistema de distribución y de transporte ni se asegure la disponibilidad de gas, conforme las disposiciones del Decreto N° 181/2004 y complementarias.
- Continuar con la política de estudio permanente de la evolución de los mercados financieros internos e internacionales y de las posibilidades de obtención de fondos que la Sociedad pueda requerir, dentro del marco de una política prudente en la medición del riesgo y en la evaluación de las condiciones exigidas por las entidades financieras.
- Llevar a cabo las nuevas auditorías técnicas, comerciales y administrativas a desarrollar durante el ejercicio 2012, como parte del proceso de control interno. Cumplir el programa de actualización y desarrollo de procedimientos y manuales de gestión; controles internos y mejoras de procesos; actualización e implementación de cambios en la estructura de la Sociedad; y la administración de la seguridad de los sistemas informáticos, incluyendo los permisos en las aplicaciones en función de las actividades del puesto, en el marco del proceso de definición de un modelo de organización, gestión y control con estadios de creciente eficiencia. En materia de seguridad en los sistemas, se desarrollarán las revisiones semestrales de las matrices funcionales de acceso a las aplicaciones informáticas relevantes de la Sociedad. Se concretará la implementación del sistema de lectores biométricos para el control de acceso de personas a las oficinas; se finalizará el desarrollo de la segunda etapa del sistema para el seguimiento de la gestión de proyectos de expansión y extensión de redes; se implementará el proyecto de alta electrónica de clientes; se



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ejecutará el reemplazo del sistema de colectores para lectura de grandes clientes; al tiempo que se continuará con el mantenimiento de los sistemas existentes en apoyo a la gestión de la Sociedad.

- En Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se avanzará en la definición e implementación de los procesos necesarios para alcanzar el objetivo de cumplir con las condiciones que permitan una futura certificación internacional en el ámbito de SSA. Se desarrollarán las actividades pertinentes para incluir en el sistema integrado de información SSA los indicadores correspondientes a los principales contratistas, y todas aquellas que hacen al cumplimiento del plan de acción establecido para el año 2012, entre las cuales se encuentran las inspecciones programadas, la gestión de incidentes y emergencias, y las comunicaciones previstas.
- Llevar a cabo las negociaciones previstas en el Convenio Colectivo vigente.
- Concretar el programa de capacitación previsto para el personal con un total de aproximadamente 7.400 horas/hombre para todo el año 2012 sobre la base del proyecto interanual previsto, abarcando temas de formación técnica, profesional, actitudinal y complementaria a las competencias adquiridas.
- Desarrollar, en el ámbito institucional, la campaña anual de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono.

IX. Consideraciones finales

El tránsito por un nuevo ejercicio con dificultades crecientes en materia económica para la Sociedad, que sigue operando sin aumento de tarifas por más de doce años, revela que la estrategia definida y las políticas aplicadas, con una concepción de largo plazo pero con foco en la atención particular de la coyuntura que le toca afrontar, han permitido que la gestión continuase cumpliéndose con alto grado de eficiencia, más allá de la sensible reducción de los resultados positivos.

Como ya se dijera en otras oportunidades, el comportamiento de factores tales como el clima y el nivel de la actividad económica influyen de manera significativa en los resultados de la Sociedad. La disponibilidad de gas y transporte para atender su demanda, el aumento generalizado de los precios de insumos, bienes y servicios, y su demorado reconocimiento en tarifas, resultan aspectos de preocupación y tratamiento, que se tienen en consideración prioritaria y por los cuales se ha actuado y velado para mantener la efectiva, segura y confiable actividad del sistema de distribución a cargo de la Sociedad.

Particularmente, respecto del prolongado período que lleva el Estado Nacional sin hacer efectivos, a través de las autoridades competentes, los compromisos asumidos en el AT y el AA (ratificados por decretos del PEN), la Sociedad ha debido actuar en consecuencia por las vías correspondientes para reclamar la urgente aplicación de nuevos cuadros tarifarios que reconozcan lo establecido en los acuerdos, al tiempo que ha efectuado las reservas del caso en defensa de los derechos que le asisten. Pero más allá de todo, se aspira a que estas cuestiones sustanciales para la continuidad de la prestación del servicio en las condiciones requeridas por la Licencia, se resuelvan con prontitud a instancia de las propias autoridades y en los términos pautados oportunamente.

Finalmente, corresponde expresar nuestro reconocimiento a quienes con su participación y esfuerzo posibilitaron que la Sociedad pudiera hacer frente con determinación y esperanza las complejas circunstancias que se presentaron en el ejercicio cerrado. Agradecemos muy especialmente a nuestros clientes y colaboradores, a nuestros accionistas Inversora de Gas del Cuyana S.A., ENI S.p.A., E.ON España SL, al Programa de Propiedad Participada y tenedores de acciones en oferta pública. Asimismo, hacemos extensivo nuestro agradecimiento a los gobiernos provinciales y municipales; al ENARGAS y otros organismos de contralor; a los entes provinciales, a los proveedores y contratistas, a las instituciones financieras; y a todas las empresas distribuidoras, transportistas y productoras de gas, con quienes hemos cultivado sanos vínculos de cooperación y trabajo.

Buenos Aires, 5 de marzo de 2012.

EL DIRECTORIO.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Sociedad No Adherida al Régimen Estatutario Optativo de Ofertas Públicas de Adquisición Obligatoria.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2011.

Informe sobre el Código de Gobierno Societario (Resolución General N° 516/2007 de la Comisión Nacional de Valores).

ÁMBITO DE APLICACIÓN

1) Relación Emisora – Grupo Económico.

El Directorio de la Sociedad informa que en su relación con el grupo económico que, como tal, puede formar su voluntad social o ejercer una influencia dominante en los términos del artículo 33 de la Ley N° 19.550 y sus modificatorias (la “LSC”), así como con las partes integrantes de ese grupo económico, la Sociedad mantiene su autonomía de gestión, operando dentro de los límites que establecen el marco regulatorio de la licencia para la prestación del servicio público de distribución de gas natural por redes, la LSC y las disposiciones concordantes tanto de fondo como reglamentarias a las que la Sociedad está sometida.

De acuerdo con las normas contables vigentes y de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), la Sociedad informa en la Memoria y en las notas a los estados contables de publicación, las operaciones celebradas con los accionistas, los administradores y las sociedades vinculadas, y aquellas que pueden ser relevantes para determinar el grado de efectividad y la observancia de los deberes de lealtad, diligencia e independencia. El Directorio adopta las medidas previstas en la normativa vigente dirigidas a asegurar que las operaciones en las cuales un director sea portador de un interés, por cuenta propia o de terceros, y de aquellas llevadas a cabo con partes relacionadas, se cumplan de manera transparente y respetando criterios de rectitud sustancial y de procedimiento, que aseguren en forma razonable que las contrataciones en tales circunstancias se realicen en términos propios de partes independientes. Asimismo durante la deliberación en las reuniones de directorio, de corresponder, cada Director expresa si tiene o no interés contrario al de la Sociedad en el punto de que se trate, y por lo tanto se abstiene de deliberar y votar.

2) Inclusión en el estatuto societario.

El Directorio no considera necesario modificar el Estatuto Social más allá de lo que este actualmente contempla en materia de responsabilidades generales y específicas del Directorio.

El Reglamento Interno y de Beneficios al Personal, así como la adopción por parte del Directorio del Código de Ética, los también aprobados Modelo de Organización, Gestión y Control -denominado Modelo 231- y Sistema Normativo -denominado Lineamientos Guía para el Management (“MSG” por sus siglas en inglés)-, adoptados originalmente por el grupo de control ENI S.p.A., conjuntamente con la estructura de conceptos centrales como la visión, misión y valores, las pautas de conducta y los procedimientos vigentes, conforman un esquema de principios y objetivos que reflejan las responsabilidades generales centrales y las principales específicas del Directorio. El Sistema Normativo (“MSG”) constituye un componente del sistema de gobierno societario, de la estructura organizacional y del sistema de control interno, escalonado en políticas, lineamientos guía, procedimientos e instrucciones operativas.

El Directorio considera que los principios y normas del Código de Ética, en sus aspectos sustanciales, se corresponden con lo reglado por la LSC, las Normas de la CNV, los reglamentos de la entidad autorregulada en la que cotiza sus valores negociables, los estatutos sociales y el marco regulatorio en el que la Sociedad debe desenvolver su actividad licenciada, en un todo de acuerdo con lo preceptos con que se ha desarrollado su gestión hasta la actualidad.

En cuanto a las medidas que el Directorio adopta a los fines de evitar conflictos de intereses vinculados con las decisiones que son sometidas a consideración de los directores, el tema es tratado en el contexto de lo ya indicado en el párrafo precedente y con igual responsabilidad de gestión y aplicación de las normas legales vigentes, con particular cumplimiento de lo establecido por el Decreto 677/2001.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

DEL DIRECTORIO EN GENERAL

3) *Responsable por la estrategia de la Sociedad.*

El Directorio asume la administración de la Sociedad como así también aprueba las políticas y estrategias generales que juzga más adecuadas a los diferentes momentos de su gestión.

El Directorio actúa y delibera de manera informada y autónoma, en consonancia con el comportamiento individual que deben profesar los directores que lo componen, persiguiendo el objetivo prioritario de la creación de valor para los accionistas, teniendo en cuenta los intereses de todos los legítimos portadores de interés para con la actividad de la Sociedad. En ese sentido, en el respeto por el medio ambiente y la higiene y seguridad laboral, se han establecido procedimientos que se ajustan en forma sustancial a las leyes y regulaciones relativas a la protección de las comunidades donde desarrolla su actividad.

En particular, el Directorio:

a) Formula el plan estratégico de la Sociedad, así como los objetivos de gestión, enunciando los mismos en su Memoria anual y en los principales puntos de la Reseña Informativa trimestral. El presupuesto anual es objeto de tratamiento y aprobación por parte del propio Directorio.

b) Aprueba las políticas de inversiones y financiación, en el marco de la definición del plan estratégico de la Sociedad.

c) Focaliza su política de gobierno societario en el respeto de las normas, de los valores y las pautas que buscan mejorar la calidad de la conducción empresaria, aspirando a una mayor eficacia, integridad, responsabilidad y transparencia de la gestión y dirección de la empresa.

d) Desarrolla sus actividades, en el marco de una gestión socialmente responsable, conforme una política de involucramiento con el medio social y ambiental, orientada a la concreción de acciones sociales de carácter empresario, comenzando por la integración de todos sus colaboradores tras la adopción y comunicación de valores éticos, la aplicación de procedimientos relativos al comportamiento personal y la transparencia de las acciones, la evaluación del desempeño, la ética laboral y el tratamiento de las cuestiones relativas al conflicto de intereses. Su proyección hacia el medio se materializa en las premisas de calidad centrada en el cliente, con controles de gestión realizados por el ente regulador de su actividad; en el rediseño de los procedimientos de compras que fortalecen las buenas prácticas comerciales y la transparencia en los procesos de adquisición de bienes y servicios y la contratación de obras, y en el respeto de la normativa de Compre Trabajo Argentino vigente. La divulgación a nivel comunitario, de normas de seguridad y de prevención, así como el desarrollo de programas de educación y campañas de concientización sobre los riesgos del monóxido de carbono, y también la concreción de actividades destinadas a la protección del medio ambiente, resultan gravitantes en el contexto de la seguridad y protección de las personas y de su medio ambiente.

e) Aprueba la macro estructura organizativa y la correspondiente actualización de la misma, la estructura de poderes y las facultades otorgadas a los ejecutivos de la Sociedad. A través del Comité de Auditoría, evalúa la idoneidad de la composición organizativa, administrativa y contable general de la Sociedad, con especial referencia al sistema de control interno y la gestión de riesgos. Para ello, la Sociedad cuenta con un área dedicada a desarrollar, revisar y actualizar en forma permanente, entre otros, los procedimientos de control, como así también para llevar a cabo auditorías sobre los procesos. En especial, examina y aprueba las operaciones que tengan relevancia estratégica, económica, patrimonial o financiera, considerando en particular aquellas que puedan ser objeto de conflicto de intereses.

f) Implementa programas de entrenamiento continuo para los ejecutivos que desempeñan cargos gerenciales en las diversas materias que comprende su actividad, incluyendo las operaciones técnicas y seguridad industrial, la de estados contables, finanzas, el marco regulatorio de su actividad y la responsabilidad social empresaria, entre otras.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

4) *Control de la gestión.*

En ejercicio de su competencia, el Directorio, considera y aprueba el presupuesto, revisa y aprueba la macro estructura organizativa y los procedimientos significativos referidos al sistema de control interno, analiza los contratos relevantes y otorga poderes, todo ello en coherencia con las normas y disposiciones regulatorias referidas a la actividad, en el marco del respeto por el interés social de la misma.

En cumplimiento de lo establecido en la LSC y en las normas de la CNV, la enunciación e implementación de las estrategias, políticas y objetivos, el plan de operaciones, el desempeño gerencial, la exposición de resultados económico financieros y sus explicaciones, el marco regulatorio aplicable y sus consecuencias o posibles efectos, y las perspectivas del negocio, entre otros aspectos, son tratados regularmente y dados a conocer en oportunidad de la emisión de cada balance de publicación trimestral de la Sociedad, en el documento denominado Reseña Informativa, y anualmente, en la Memoria del Directorio dirigida a los accionistas, en la que también se realiza el tratamiento del contexto macro económico y sus proyecciones, se informan las operaciones relacionadas con sociedades definidas en el artículo 33 de la LSC y con partes relacionadas, se manifiesta la composición accionaria, se enuncia la política de dividendos, se realiza la propuesta de asignación de resultados conforme el análisis que se efectúa en el propio documento y se presentan las perspectivas del próximo periodo, entre otras cuestiones.

5) *Información y control interno. Gestión de riesgos.*

El Directorio, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto 677/2001 y normativa concordante, con el fin de asegurar que sus evaluaciones y decisiones relativas al sistema de control interno, a la aprobación de los balances y de los informes que se emitan, y a la relación entre la Sociedad y los auditores externos, sean soportadas por una adecuada actividad de instrucción, ha constituido, conforme el artículo 31° bis del Estatuto Social, un Comité de Auditoría para asistirlo en sus funciones de control interno.

La normativa arriba enunciada, fija al Comité de Auditoría la tarea de supervisar el sistema de control interno, de manera que los riesgos principales concernientes a la Sociedad resulten identificados, como así también adecuadamente medidos, administrados y monitoreados, determinando además, criterios de compatibilidad de dichos riesgos con una sana y correcta gestión de la empresa, basada en principios, normas y procedimientos establecidos y actualizados conforme las necesidades.

El Directorio ha aprobado, tal como se anticipó en el punto 2) del presente Informe, un “Modelo de Organización, Gestión y Control”, denominado Modelo 231, destinado a prevenir la comisión de ciertos delitos y que regula la responsabilidad administrativa con relación a los cometidos o intentados cometer por los administradores o empleados, en el interés o en ventaja de la Sociedad misma.

6) *Comité de Auditoría.*

El Directorio aprobó la constitución y funcionamiento del Comité de Auditoría de acuerdo a lo establecido en el Decreto 677/2001, las pertinentes normas de la CNV y la restante normativa aplicable. Conforme el artículo 31 bis del Estatuto Social, los miembros del Comité de Auditoría serán designados por el Directorio de entre sus miembros, a propuesta del presidente. La mayoría de los miembros del Comité de Auditoría deben revestir la condición de independientes, conforme a los criterios establecidos por la CNV. El Comité de Auditoría ha dictado y se rige por su propio reglamento interno, así como también, por aquellos aspectos que en el marco de las disposiciones vigentes, le fijen la Asamblea o el Directorio.

7) *Cantidad de integrantes del Directorio.*

El Directorio está compuesto por los directores designados por la Asamblea de Accionistas dentro de los límites establecidos por el Estatuto Social.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El Directorio no ha considerado en los términos de la normativa vigente y las pautas propias adoptadas en orden a aquellas, que sea necesario modificar el número de directores ni el número de directores independientes, los que resultan suficientes, acorde con la complejidad y características de la Sociedad, la envergadura de las actividades que desarrolla y las circunstancias propias de la época, lo que asegura un correcto proceso de toma de decisiones.

La Sociedad tiene constituido el Comité de Auditoría. El Directorio considera que la composición actual del Directorio resulta adecuada para la gestión de la actividad de la Sociedad.

8) *Integración del Directorio.*

El Directorio no tiene establecida una política dirigida a integrar el Directorio con ex ejecutivos. Ello no obsta para que el mismo realice el tratamiento oportuno de la cuestión cuando se presente la necesidad de su consideración, formulando las recomendaciones que estime pertinentes.

Asimismo, cabe resaltar que los miembros del Directorio son designados por la Asamblea de Accionistas dentro de los límites establecidos por el Estatuto Social.

9) *Pertenencia a diversas sociedades.*

El Directorio no tiene pauta establecida respecto a la conveniencia de que los Directores y/o Síndicos desempeñen funciones como tales en un número limitado de entidades. Cabe indicar que no se han presentado inconvenientes por éste tema a lo largo de la vida de la Sociedad. Los directores aceptan y conservan el cargo cuando consideran poder dedicar al desarrollo diligente de sus tareas el tiempo necesario, aun teniendo en cuenta el número de cargos de director o síndico que ellos ocupan en otras sociedades. El Directorio, sobre la base de las informaciones recibidas de los directores, da a conocer a la CNV y a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires la información correspondiente, conforme la normativa vigente.

10) *Evaluación del desempeño del Directorio.*

El Directorio prepara y emite, conjuntamente con los estados contables anuales, la Memoria, la cual incluye la evaluación de los resultados obtenidos por el Directorio en la gestión de la Sociedad en comparación con las expectativas desarrolladas al comienzo del ejercicio, en los términos señalados en el punto 4) del presente Informe.

La responsabilidad de evaluar el desempeño del Directorio corresponde a la Asamblea de Accionistas que aprueba la gestión y define su remuneración.

11) *Capacitación y desarrollo de directores.*

El Directorio facilita y promueve que sus miembros participen en iniciativas dirigidas a acrecentar su conocimiento de la realidad y de las dinámicas empresariales, teniendo también en consideración el marco normativo de referencia, para que ellos puedan desarrollar eficazmente su función.

INDEPENDENCIA DE LOS DIRECTORES

12) *Directores independientes.*

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto 677/2001 y en las normas de la CNV, en la Asamblea, los accionistas que proponen la designación de directores independientes expresan la consideración que les merece el cumplimiento, por parte de las personas propuestas, de los criterios de independencia, de manera que no existan condicionantes a su autonomía de juicio.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El Directorio, sobre la base de las informaciones recibidas de los directores, da a conocer a la CNV la información correspondiente con relación a la independencia o no de cada director respecto de la Sociedad, conforme la normativa vigente.

13) Designación de ejecutivos gerenciales.

El Directorio aprueba la designación de ejecutivos gerenciales. La difusión de las designaciones se realiza conforme a las normas de los organismos de control societario, regulatorio y de mercado.

14) Proporción de directores independientes.

De acuerdo con los criterios establecidos por la CNV, la composición del Directorio con directores independientes se mantiene conforme lo establece el Estatuto Social al definir la conformación del Comité de Auditoría.

La Asamblea de Accionistas designa los Directores independientes en línea con lo establecido en el Estatuto Social.

15) Reunión de directores independientes.

Los directores independientes se reúnen en el seno del Comité de Auditoría que integran y se organizan para participar y desarrollar las actividades que les son de competencia. Su constitución, autonomía, y atribuciones son ejercitadas libremente conforme los preceptos establecidos en el Decreto 677/2001, en las normas de la CNV y el Estatuto Social.

RELACION CON LOS ACCIONISTAS

16) Información a los accionistas.

El Directorio promueve la participación informada de los accionistas en las Asambleas Generales y adopta cuantas medidas sean oportunas para facilitar que la Asamblea de Accionistas ejerza efectivamente las funciones que le son propias conforme a la LSC, el Decreto 677/2001, las normas de la CNV y el Estatuto Social. La Sociedad publica la información pertinente, necesaria y oportuna a través de los organismos de control societario y en su página Web, y asigna a su Responsable de Relaciones con el Mercado la atención de las consultas que pudieran realizar los accionistas, conforme a las normas vigentes.

17) Atención a inquietudes y consultas de los accionistas.

En el marco de lo establecido en el inciso a) del artículo 5º del Decreto N° 677/2001, el Directorio ha designado desde el 10 de diciembre de 2001 un Responsable de Relaciones con el Mercado. Al respecto, se ha implementado un mecanismo para canalizar las consultas e inquietudes de los accionistas y/o público en general, que incluye su página Web, en un todo de acuerdo con las normas de la CNV emitidas sobre el particular.

18) Participación de accionistas minoritarios en las Asambleas.

El Directorio convoca a las Asambleas por medio de las publicaciones exigidas y conforme a los plazos y los requisitos requeridos por las normas legales y reglamentarias. La pertinente convocatoria se publica en el Boletín Diario de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, en la Autopista de Información Financiera de la CNV (susceptible de ser vista a través de la Web de la Sociedad), en el Boletín Oficial de la República Argentina y en un diario de amplia circulación en el territorio del país, lo que resulta un mecanismo apto para que los accionistas minoritarios se informen y puedan desarrollar el pleno ejercicio de sus derechos de información y participación accionaria. El Directorio no ha considerado necesario la promoción de mecanismos adicionales. Se aplican, en lo pertinente, las consideraciones efectuadas en el punto 16.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

19) Mercado de control.

Los Accionistas han definido en el artículo 6 *-in fine-* del Estatuto Social su condición de Sociedad No Adherida al Régimen Estatutario Optativo de Oferta Pública de Adquisición Obligatoria.

20) Política de dividendos.

Tal como se expresa en la Memoria, como política de distribución de dividendos el Directorio recomienda a la Asamblea de Accionistas la distribución de ganancias líquidas y realizadas conforme los resultados del balance de la Sociedad y a otros factores considerados relevantes.

A tal fin, evalúa, anualmente, de acuerdo con las condiciones particulares de la Sociedad, la razonabilidad de fijar el pago de un dividendo en efectivo, explicitando las conclusiones a que arribe y las motivaciones que las fundamenten.

RELACION CON LA COMUNIDAD

21) Comunicación vía Internet.

La Sociedad dispone de su propio sitio Web, de libre y fácil acceso, para sus clientes y la comunidad en general. Se pueden recoger las inquietudes de la comunidad a través de un mecanismo de consulta instrumentado con la disponibilidad de un servicio de correo electrónico.

22) Requisitos del sitio.

El servicio de información ofrecido en la Web de la Sociedad está desarrollado utilizando tecnología que permite garantizar la identidad del sitio (propietario u operador del sitio Web) y la realización de todas las transacciones de manera segura y confidencial. La información intercambiada está codificada y su resguardo y conservación se realiza conforme las regulaciones a las que está sometida la actividad de la Sociedad.

COMITÉS

23) Presidencia del Comité de Auditoría por un director independiente.

El Directorio designa a los miembros del Comité de Auditoría cumpliendo con las mayorías establecidas en el artículo 31 bis del Estatuto Social, delegando en el Comité de Auditoría la designación de su presidente.

24) Rotación de síndicos y/o auditores externos.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora son elegidos por la Asamblea de Accionistas.

El Comité de Auditoría evalúa, en el correspondiente informe anual, la idoneidad, independencia y desempeño del auditor externo. Adicionalmente, el Directorio considera que la normativa vigente con relación al nombramiento de auditores es una práctica razonable y suficiente.

25) Doble carácter de síndico y auditor.

El Directorio no tiene política fijada sobre la consideración de la procedencia de que los integrantes de la Comisión Fiscalizadora desempeñen además la auditoría externa o que pertenezcan a la firma que presta auditoría externa a la Sociedad.

Sin embargo la Comisión Fiscalizadora no tiene entre sus miembros a personas que integren la firma de auditoría externa.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

26) *Sistemas de compensación.*

El Directorio no considera necesaria la constitución de un Comité de Remuneraciones dado que la política de remuneraciones de los directores es establecida por los accionistas dentro del marco normativo vigente.

El Comité de Auditoría en su informe anual, opina sobre la razonabilidad de la remuneración a los Directores y Ejecutivos.

27) *Comité de Nombramientos y Gobierno Societario.*

La Sociedad, en función de sus características, no tiene constituido un Comité de Nombramientos y Gobierno Societario.

28) *Política de no discriminación en la integración del Directorio.*

De acuerdo a lo establecido en el Código de Ética, se promueven en la Sociedad los preceptos de trato justo y de no discriminación.

Buenos Aires, 5 de marzo de 2012.

EL DIRECTORIO.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Suipacha 1067, 5° piso frente - Buenos Aires

**EJERCICIOS ECONOMICOS N° 20 y 19
INICIADOS EL 1° DE ENERO DE 2011 y 2010**

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

Actividad principal de la Sociedad: **Prestación del servicio público de distribución de gas natural por cuenta propia, o de terceros o asociados a terceros en el país.**

Fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio: **1° de diciembre de 1992.**

Número de registro en la Inspección General de Justicia: **11.669 del Libro 112 Tomo "A" de Sociedades Anónimas.**

Clave única de identificación tributaria: **33-65786558-9**

Fecha de finalización del Contrato Social: **30 de noviembre de 2091.**

Modificación del Estatuto (última): **7 de marzo de 2006; inscrita en la Inspección General de Justicia el 31 de julio de 2006.**

Sociedad No Adherida al Régimen Estatutario Optativo de Ofertas Públicas de Adquisición Obligatoria.

Información sobre la Sociedad Controlante en Nota 9.

**COMPOSICION DEL CAPITAL
al 31 de diciembre de 2011
(expresado en pesos)**

Clases de Acciones	Suscripto, integrado e inscripto (Nota 10)
Acciones ordinarias y escriturales de valor nominal \$ 1 y con derecho a un voto por acción:	
Clase A	103.199.157
Clase B	78.917.002
Clase C	20.235.129
TOTAL	202.351.288

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

(cifras expresadas en miles de pesos - Nota 4 -)

1 de 2

	<u>31 de diciembre de 2011</u>	<u>31 de diciembre de 2010</u>
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE		
Caja y bancos (Nota 6.a)	5.541	4.952
Inversiones (Anexos C y D)	91.887	85.529
Créditos por ventas (Nota 6.b)	28.420	25.134
Otros créditos (Nota 6.c)	6.442	4.404
Bienes de cambio	1.209	889
Otros activos (Nota 6.d)	1.049	1.047
Total del activo corriente	<u>134.548</u>	<u>121.955</u>
ACTIVO NO CORRIENTE		
Inversiones (Anexo C)	1.279	-
Créditos por ventas (Nota 6.e)	-	-
Otros créditos (Nota 6.f)	5.238	4.470
Bienes de uso (Anexo A)	491.605	494.751
Activos intangibles (Anexo B)	22	35
Total del activo no corriente	<u>498.144</u>	<u>499.256</u>
TOTAL DEL ACTIVO	<u>632.692</u>	<u>621.211</u>

**Las notas 1 a 14 y los anexos complementarios A, B, C, D, E, F, G y H que se acompañan,
son parte integrante de estos estados.**

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

(cifras expresadas en miles de pesos - Nota 4 -)

2 de 2

	<u>31 de diciembre de 2011</u>	<u>31 de diciembre de 2010</u>
PASIVO		
PASIVO CORRIENTE		
Cuentas a pagar (Nota 6.g)	29.744	30.930
Cargas fiscales (Nota 5.g)	4.648	13.128
Remuneraciones y cargas sociales (Nota 6.h)	8.590	7.523
Otros pasivos (Nota 6.i)	14.312	11.330
Previsiones (Anexo E)	11.997	9.026
Total del pasivo corriente	<u>69.291</u>	<u>71.937</u>
PASIVO NO CORRIENTE		
Otros pasivos (Nota 6.j)	13.900	2.379
Total del pasivo no corriente	<u>13.900</u>	<u>2.379</u>
TOTAL DEL PASIVO	83.191	74.316
PATRIMONIO NETO (según estado respectivo)	549.501	546.895
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO NETO	<u><u>632.692</u></u>	<u><u>621.211</u></u>

**Las notas 1 a 14 y los anexos complementarios A, B, C, D, E, F, G y H que se acompañan,
son parte integrante de estos estados.**

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE RESULTADOS

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -, excepto las cifras de utilidad neta por acción expresadas en pesos)

	<u>31 de diciembre de 2011</u>	<u>31 de diciembre de 2010</u>
Ventas (Nota 6.k)	252.733	233.517
Costo de ventas (Anexo F)	(171.852)	(155.094)
Utilidad bruta	80.881	78.423
Gastos de administración (Anexo H)	(29.496)	(23.306)
Gastos de comercialización (Anexo H)	(43.212)	(35.917)
Resultado operativo	8.173	19.200
Resultados financieros y por tenencia generados por activos:		
Intereses	8.413	4.987
Diferencias de cotización	1.398	602
Otros resultados por tenencia	874	649
Resultados financieros y por tenencia generados por pasivos (Anexo H):		
Intereses	(21)	(56)
Diferencias de cotización	(38)	(29)
Resultados financieros y por tenencia	10.626	6.153
Otros ingresos netos	198	193
Utilidad antes del impuesto a las ganancias	18.997	25.546
Impuesto a las ganancias (Nota 5.g)	(10.320)	(12.676)
Utilidad neta del ejercicio	8.677	12.870
Utilidad neta por acción (Nota 4.f)	0,043	0,064

Las notas 1 a 14 y los anexos complementarios A, B, C, D, E, F, G y H que se acompañan, son parte integrante de estos estados.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CONCEPTO	CAPITAL SOCIAL			RESULTADOS ACUMULADOS			TOTAL DEL PATRIMONIO NETO	
	VALOR NOMINAL	AJUSTE DEL CAPITAL	TOTAL	RESERVA LEGAL	RESULTADOS NO ASIGNADOS	TOTAL	Al 31 de diciembre de 2011	Al 31 de diciembre de 2010
Saldos al inicio del ejercicio	202.351	290.480	492.831	28.545	25.519	54.064	546.895	534.025
Disposición de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 16/03/2011								
- Reserva Legal	-	-	-	644	(644)	-	-	-
- Distribución de dividendos en efectivo (Nota 13)	-	-	-	-	(6.071)	(6.071)	(6.071)	-
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	8.677	8.677	8.677	12.870
Saldos al cierre del ejercicio	202.351	290.480	492.831	29.189	27.481	56.670	549.501	546.895

Las notas 1 a 14 y los anexos complementarios A, B, C, D, E, F, G y H que se acompañan, son parte integrante de estos estados.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

VARIACIONES DEL EFECTIVO	31/12/2011	31/12/2010
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	90.276	48.252
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio (Nota 4.c)	96.564	90.276
Aumento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	6.288	42.024
CAUSAS DE LAS VARIACIONES DE EFECTIVO		
ACTIVIDADES OPERATIVAS		
Utilidad neta del ejercicio	8.677	12.870
Impuesto a las ganancias	10.320	12.676
Intereses ganados y perdidos en el ejercicio	(8.392)	(4.931)
Ajuste por resultados financieros y por tenencia del efectivo y sus equivalentes	(2.301)	(1.044)
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:		
Depreciación de bienes de uso	23.231	22.918
Amortización de activos intangibles	14	14
Bajas de bienes de uso por desafectación y consumo	891	651
Aumento (Disminución) neta de la previsión para deudores de cobro dudoso y de otros créditos	325	(160)
Aumento neto de la previsión para juicios y contingencias	2.304	2.614
Resultado por venta bienes de uso	51	-
Resultados por tenencia títulos públicos y bienes de cambio	29	(146)
Diferencia de cotización generados por pasivo	38	29
Cambios en activos y pasivos operativos:		
(Aumento) Disminución de inversiones	(1.977)	91
(Aumento) Disminución de créditos por ventas	(3.616)	305
Aumento de otros créditos	(947)	(657)
Aumento de bienes de cambio	(310)	(81)
Aumento de otros activos	(2)	(6)
(Disminución) Aumento de cuentas por pagar	(4.747)	6.920
Aumento de remuneraciones y cargas sociales	1.067	1.726
Aumento de cargas fiscales	259	1.007
Aumento de otros pasivos	3.325	2.570
Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta pagados	(6.366)	(9.850)
Intereses Pagados	(21)	(56)
Intereses Cobrados	1.109	1.103
Pago de juicios (a)	(2.799)	(172)
FLUJO NETO DE EFECTIVO GENERADO POR LAS ACTIVIDADES OPERATIVAS	20.162	48.391
ACTIVIDADES DE INVERSION		
Pago por adquisición de bienes de uso	(17.430)	(11.419)
Pago por adquisición de activos intangibles	(1)	(26)
Cobros por venta de bienes de uso	23	158
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE INVERSION	(17.408)	(11.287)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Pago de dividendos	(6.071)	-
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(6.071)	-
RESULTADOS FINANCIEROS Y POR TENENCIA GENERADOS POR EFECTIVO O SUS EQUIVALENTES		
Intereses	7.304	3.876
Diferencias de cotización	1.398	602
Otros resultados por tenencia	903	442
	6.288	42.024

(a) Incluye (2.794) de pagos previsionados imputados en el Anexo E y (5) de pagos directos no previsionados.

Las notas 1 a 14 y los anexos complementarios A, B, C, D, E, F, G y H que se acompañan, son parte integrante de estos estados.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010

INDICE

<u>Nota N°</u>	<u>Concepto</u>	<u>Página</u>
1	Constitución e inicio de operaciones.	8
2	Marco regulatorio.	8
3	La normativa de emergencia. Afectaciones.	13
4	Bases de presentación de los Estados Contables.	22
5	Criterios de valuación.	24
6	Detalle de los principales rubros de los Estados Contables.	32
7	Apertura por plazos de colocaciones de fondos, créditos y pasivos.	34
8	Concentración de operaciones.	35
9	Sociedad Controlante. Saldos y operaciones con Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 y Partes Relacionadas.	36
10	Capital Social.	37
11	Contratos y obligaciones asumidos por la Sociedad.	39
12	Medio ambiente.	46
13	Restricciones a la distribución de los resultados no asignados.	46
14	Contingencias.	46

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010

(cifras expresadas en miles de pesos, excepto las cifras de utilidad neta por acción o donde se indique en forma expresa - Nota 4 -)

NOTA 1 - CONSTITUCION E INICIO DE OPERACIONES

Distribuidora de Gas Cuyana S.A. ("la Sociedad o la Licenciataria") fue constituida el 24 de noviembre de 1992 por el Gobierno Argentino como parte del proceso de privatización de Gas del Estado S.E.

El Poder Ejecutivo Nacional ("PEN"), por medio del Decreto N° 2.453 del 18 de diciembre de 1992, otorgó a la Sociedad la licencia para prestar el servicio público de distribución de gas natural por redes en las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis ("la Licencia"), por un plazo de 35 años contados a partir de la fecha de toma de posesión (28 de diciembre de 1992) con opción a una prórroga de 10 años, como se detalla en la Nota 2.c.

El 28 de diciembre de 1992 se firmó y entró en vigencia el Contrato de Transferencia ("el CT") de las acciones representativas del 60% del capital social de la Sociedad, celebrado entre el Estado Nacional, Gas del Estado S.E., la Provincia de Mendoza e Inversora de Gas Cuyana S.A., que es el consorcio adjudicatario de la licitación. En dicha fecha, Gas del Estado S.E. transfirió a la Sociedad los activos afectados al servicio licenciado, netos de pasivos, como aporte irrevocable de capital en los términos de los Decretos PEN N° 1.189/92 y 2.453/92.

El 29 de diciembre de 1992 se llevó a cabo la toma de posesión efectiva de las instalaciones y la Sociedad inició sus operaciones.

NOTA 2 - MARCO REGULATORIO

a) Aspectos generales

El sistema de distribución de gas natural está regulado por la Ley N° 24.076 ("la Ley del Gas") que, junto con el Decreto PEN N° 1.738/92, otros decretos regulatorios, el Pliego de Bases y Condiciones ("el Pliego"), el CT y la Licencia, establecen el marco legal de la actividad de la Sociedad.

La Ley del Gas crea el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") como entidad reguladora para administrar y llevar a cabo lo establecido por la misma y las regulaciones aplicables. En consecuencia, la Sociedad también está sujeta a las reglamentaciones emanadas del ENARGAS.

La jurisdicción del ENARGAS se extiende al transporte, venta, almacenaje y distribución del gas. Su mandato, de acuerdo con lo expresado en la Ley del Gas, incluye la protección de los consumidores, el cuidado de la competencia en la provisión y demanda del gas y el fomento de las inversiones de largo plazo en la industria del gas. El ENARGAS tiene, entre sus facultades, el establecimiento de las bases de cálculo de las tarifas, su aprobación y contralor. También posee la facultad de requerir información para verificar el cumplimiento de la Ley del Gas y su reglamentación.

b) Tarifas de distribución

La Licencia establece que las tarifas de distribución de gas deben ser calculadas en dólares estadounidenses y deben expresarse en pesos, conforme a la Ley N° 23.928 de Convertibilidad ("Ley de Convertibilidad") o la que la reemplace, en el momento de la aplicación a la facturación (Nota 3). Las

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

mismas fueron establecidas en la privatización y están sujetas a las siguientes clases de ajustes de tarifas según lo dispuesto por el Decreto N° 2.453/92, a saber:

- por variación en el Índice de Precios del Productor - Bienes Industriales de los Estados Unidos de Norteamérica ("P.P.I.");
- por variación del precio de compra y/o transporte de gas;
- por revisión quinquenal de las tarifas por parte del ENARGAS;
- por circunstancias objetivas y justificadas, previa autorización del ENARGAS;
- por cambios en los impuestos, excepto en el impuesto a las ganancias.

Los ajustes de tarifas previstos en la Licencia como consecuencia del ajuste semestral por variación en el P.P.I., deben producirse en enero y julio de cada año. Respecto del ajuste que correspondía efectuar a partir del 1° de enero de 2000, el ENARGAS dictó la Resolución N° 1.469 del 10 de enero de 2000, con el acuerdo previo de las licenciatarias de transporte y distribución, por la cual difirió para el 1° de julio de 2000 la facturación de los ingresos devengados por la aplicación de este ajuste.

Asimismo, mediante el Decreto N° 669 publicado en el Boletín Oficial el 8 de agosto de 2000, el PEN con acuerdo previo de la Sociedad junto con las otras licenciatarias de transporte y distribución de gas y el ENARGAS, resolvió diferir con carácter excepcional y por única vez, con sus intereses compensatorios: (i) la facturación de los ingresos devengados provenientes del ajuste que correspondía aplicar por el primer semestre del año 2000 (3,78%) en un plazo inferior a un año contado a partir del 1° de julio de 2000, y (ii) la facturación de los ingresos devengados provenientes del ajuste que correspondía aplicar por variaciones en el P.P.I. desde el 1° de julio de 2000 hasta el 30 de setiembre de 2002 (variación al 30 de setiembre de 2002: 1,40%), a partir del 1° de julio de 2002. Posteriormente, el Juzgado Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal N° 8 resolvió dejar en suspenso la aplicación de este decreto fundado en una supuesta contradicción entre el ajuste por P.P.I. previsto en la Licencia y la Ley de Convertibilidad. Con fecha 9 de octubre de 2001 la Sala V de la Cámara Federal en lo Contencioso Administrativo confirmó la medida cautelar dictada en primera instancia sin dictaminar sobre el fondo de la cuestión, la que fue confirmada por la Corte Suprema de Justicia de la Nación ("CSJN").

En relación a esta medida cautelar: (i) el ENARGAS comunicó a la Sociedad que, acatando la medida judicial, la tarifa a aplicar a partir del 1° de julio de 2000 debía contemplar el nivel tarifario anterior al decreto suspendido hasta tanto hubiera una resolución judicial definitiva, y (ii) la misma ha sido apelada por el Gobierno Nacional y las licenciatarias, en base a la legislación vigente.

El replanteo de la situación mencionada anteriormente no implica de ningún modo para la Sociedad la renuncia a sus derechos y las acciones que pudiera ejercer en virtud de las disposiciones del Marco Regulatorio, las que por otra parte, obligan al Gobierno Argentino como otorgante y garante de su Licencia.

Los ajustes de tarifas que surgen como consecuencia de la variación en el precio de compra del gas deben producirse dos veces al año, antes de la temporada invernal (1° de mayo de cada año) y estival (1° de octubre de cada año).

De acuerdo con la Ley del Gas, el ENARGAS podrá limitar el traslado de aumentos en el costo de adquisición del gas a las tarifas de venta si determinase que los precios acordados por la Sociedad exceden de los negociados por otras distribuidoras en situaciones que dicho ente considere equivalentes. No obstante, el Decreto PEN N° 1.738/92 establece que las variaciones del precio de adquisición del gas serán trasladadas a la tarifa final al usuario de tal manera que no produzcan beneficios ni pérdidas a las distribuidoras bajo el mecanismo, en los plazos y con la periodicidad que se determine en la correspondiente habilitación.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Con respecto a la revisión quinquenal de tarifas (“RQT”), el ENARGAS es responsable de determinar las tarifas de distribución que tendrán vigencia durante cada ejercicio de cinco años. En función de esta revisión, las tarifas de distribución son ajustables semestralmente por un factor de eficiencia “X” y un factor de inversión “K”, los cuales fueron fijados en valor “cero” para el ejercicio inicial de cinco años finalizado el 31 de diciembre de 1997.

La inclusión del factor de eficiencia resulta en una disminución quinquenal en las tarifas de distribución, considerando que la compañía distribuidora baja anualmente los costos a través del aumento de la eficiencia operativa.

La inclusión del factor de inversión en la fórmula tiene por objeto permitir un aumento en las tarifas de distribución para compensar a las distribuidoras por ciertas inversiones que se realicen durante el ejercicio correspondiente de cinco años. Las inversiones contempladas por el factor de inversión son aquellas diseñadas para mejorar la eficiencia, seguridad, confiabilidad o expansión del sistema.

El 30 de junio de 1997 el ENARGAS dictó la Resolución N° 463/1997, que estableció los niveles de disminución y aumento de las tarifas por los factores “X” y “K”, respectivamente, y definió las metodologías de aplicación y las categorías tarifarias sobre las cuales se aplicaron los factores. Esta resolución debía regir para el quinquenio 1998-2002, quedando pendientes de aplicación el reconocimiento de algunos ajustes por factor “K” que correspondían aplicar a partir del 1° de enero de 2002.

Adicionalmente, desde el mes de mayo de 2002 en adelante el ENARGAS sucesivamente aprobó cuadros tarifarios provisorios, suspendiendo también los ajustes estacionales solicitados por variación del precio del gas previsto por la Ley del Gas y sus decretos reglamentarios (Nota 3).

En la **Resolución ENRG N° 3.466/2006** del 23 de marzo de 2006, el ENARGAS no contempló la debida compensación por las diferencias que se produjeron a partir de la rectificación, por parte del ENARGAS, de los cuadros tarifarios actualizados por variación en el precio del gas con vigencia a partir del 1° de julio de 2005, motivo por el que se mantuvo el mismo costo de gas aprobado para octubre de 2004.

El ENARGAS omitió también la emisión de los cuadros tarifarios de la Sociedad y del resto de las distribuidoras de gas por variación en el precio del gas comprado que debían tener vigencia para los ejercicios estacionales de los años 2006 y 2007 y a partir del 1° de mayo de 2008. A pesar de los oportunos reclamos formulados por la Sociedad, el ENARGAS no brindó ninguna justificación para tal inobservancia de la normativa.

Con fecha 10 de octubre de 2008 se emitió la Resolución N° I/451/2008 del ENARGAS por la que se aprueba a partir del 1° de setiembre de 2008 un nuevo cuadro tarifario que: (i) reconoce los nuevos precios del gas natural que surgen de la Resolución de la Secretaría de Energía (“SE”) N° 1.070/2008 (Nota 3.2), a partir del 1° de setiembre de 2008, y (ii) de acuerdo con lo establecido en el Acuerdo Transitorio (“AT”) fija en cero el valor de las Diferencias Diarias Acumuladas (“DDA”), sin reconocer las diferencias acumuladas entre el precio del gas pagado a los productores y el recuperado en las tarifas facturadas a los clientes. En este sentido, el Acta Acuerdo (“AA”) establece que se incorporará en el proceso de Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) el tratamiento de las DDA hasta la fecha de finalización de dicho proceso.

Con fecha 16 de diciembre de 2008 se emitió la **Resolución N° I/568/2008** del ENARGAS por la que: (i) se aprueba a partir del 1° de noviembre de 2008 las tarifas con los nuevos valores de precios del gas determinados en la Resolución N° 1.417/2008 de la SE del 16 de diciembre de 2008, en el marco del Acuerdo Complementario con los Productores de Gas ratificado por la Resolución N° 1.070/2008 de la SE, que implican un aumento para los distintos segmentos de la categoría residencial de mayor consumo (R3).

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Desde la sanción de la Ley de Emergencia la Sociedad solicitó oportuna y reiteradamente al ENARGAS, al Ministerio de Economía y Producción de la Nación ("MECON") y a otras áreas de gobierno, urgentes incrementos de tarifas -congeladas desde julio de 1999- tendientes a revertir los impactos negativos originados a partir de la devaluación y posterior inflación de todos sus costos, ya que se dejaron de contemplar los debidos ajustes por el P.P.I. y el factor "K", suspendiéndose el proceso de la Revisión Quinquenal de Tarifas II ("RQT II"). A partir de la firma del AT y el AA del 8 de octubre de 2008 y la ratificación de los mismos por parte del PEN, se habilita a la aplicación del Régimen Tarifario de Transición ("RTT") previa emisión de los respectivos CT por parte del ENARGAS, los cuales siguen pendientes de emisión a la fecha de los presentes Estados Contables.

c) Licencia de distribución

La Licencia fue otorgada por un plazo de treinta y cinco años contados a partir del 28 de diciembre de 1992, teniendo la Sociedad derecho a una única prórroga de diez años a partir del vencimiento de dicho plazo, siempre que haya cumplido en lo sustancial con las obligaciones impuestas por la Licencia y por el ENARGAS. El transporte y distribución de gas natural deberán ser realizados por personas jurídicas de derecho privado y las licencias otorgadas no podrán ser objeto de rescate por parte del Estado Nacional, ni serán modificadas durante su vigencia sin el consentimiento de los licenciatarios, salvo que se produzcan las causales de caducidad.

La Licencia para la prestación del servicio público de distribución de gas prevé ciertas causales de caducidad, entre otras, las siguientes:

- Incumplimiento grave y reincidente de obligaciones a cargo de la Sociedad.
- La comisión de una infracción grave, luego de que el valor acumulado de las multas aplicadas a la Sociedad en los últimos cinco años haya superado el 5% de su facturación del último año, neta de impuestos y tasas.
- La interrupción total del servicio, por causales imputables a la Sociedad, que ocurra por más de 15 días consecutivos, o por más de 30 días no consecutivos dentro del mismo año calendario.
- La interrupción parcial de la prestación del servicio, por causas imputables a la Sociedad, que afecte la capacidad total del servicio de distribución en más de un 10% durante 30 días consecutivos o durante 60 días no consecutivos en un mismo año calendario.
- El abandono de la prestación del servicio licenciado, el intento de cesión o transferencia unilateral, total o parcial de la Licencia (sin la previa autorización del ENARGAS) o la renuncia a la Licencia, excepto en los casos permitidos en la misma.

De acuerdo con las disposiciones de la Licencia, la Sociedad no podrá asumir deudas de Inversora de Gas Cuyana S.A. ni otorgar garantías reales o de otro tipo a favor de acreedores de Inversora de Gas Cuyana S.A. por ninguna causa a que se debieran tales deudas o acreencias; así como tampoco otorgar créditos a Inversora de Gas Cuyana S.A. por ninguna causa.

Vencido el plazo de la prórroga de la Licencia, la Sociedad tendrá derecho a participar en la Nueva Licitación, en cuyo caso tendrá derecho:

- (i) A que se compute como su oferta en la Nueva Licitación el 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) A obtener la nueva Licencia, sin realizar ningún pago, para el caso en que ninguna oferta presentada en la nueva Licitación supere el valor de tasación.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- (iii) A igualar la mejor oferta presentada en la Nueva Licitación, si ésta superara el valor de tasación definido en el punto i, pagando la diferencia entre ambos valores para obtener la nueva Licencia.
- (iv) Para el caso en que no hubiere ejercido su derecho a igualar la mejor oferta, a recibir como compensación por la transferencia a la nueva Licenciataria de los activos esenciales, el valor de tasación definido en el punto i).

Si la Sociedad no ejerciera el derecho a la prórroga, o ejerciéndola no se presentara a la Nueva Licitación, entonces tendrá derecho a cobrar el menor de los dos montos siguientes: (i) el valor libros de los activos esenciales, calculado restando al costo original de las inversiones reexpresado a moneda de cierre, la amortización acumulada (la que se computará usando las reglas normales sobre vida útil, determinadas por el ENARGAS); y (ii) el producido neto de la Nueva Licitación.

Al finalizar la Licencia y siempre que no resultare adjudicataria en la nueva licitación y en el marco de la legislación vigente, la Sociedad estará obligada a transferir, los activos esenciales que figuren en el inventario actualizado a la fecha de finalización, libres de toda deuda, gravamen o embargo y en buenas condiciones de operación. Además deberá cancelar todo su pasivo.

Según la Licencia, es obligación del Otorgante (el Estado Nacional) “permitir a la Licenciataria percibir las Tarifas” en los términos definidos en la Licencia. Entre las obligaciones y/o garantías asumidas por el Otorgante pueden señalarse las siguientes: (i) las tarifas deben calcularse en dólares estadounidenses y se ajustan por el P.P.I.; (ii) el Cuadro Tarifario resultante o recalculado se expresa en el momento de su aplicación en pesos según la convertibilidad establecida en el Art. 3° del Decreto N° 2.128/1991, reglamentario de la Ley N° 23.928 y sus eventuales modificatorios; (iii) ante cualquier modificación de las condiciones se proveerá el correspondiente ajuste de las tarifas para restituir el equilibrio económico-financiero existente antes de la modificación; (iv) los cambios en las normas tributarias se trasladarán a las tarifas en su exacta incidencia, excepto el impuesto a las ganancias; (v) no se aplicarán congelamientos, administraciones y/o controles de precios al régimen de tarifas de la Licenciataria. Si a pesar de esta estipulación se obligara a la Licenciataria a adecuarse a un régimen de control de precios que estableciera un nivel menor al que resulte de la Tarifa, la Licenciataria tendrá derecho a una compensación equivalente pagadera por el Otorgante; (vi) el Otorgante no modificará las Reglas Básicas, en todo o en parte salvo mediante consentimiento escrito de la Licenciataria. La Ley del Gas y su reglamentación prevén, además, que la Sociedad no podrá dejar de recuperar todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos y amortizaciones. (Nota 3)

d) Activos esenciales

Una porción sustancial de los activos transferidos a la Sociedad por Gas del Estado S.E. han sido definidos como esenciales para prestar el servicio licenciado, por lo que la Sociedad está obligada a repararlos y efectuar todas las mejoras necesarias con el objeto de mantenerlos en buenas condiciones de operación, para cumplir con los estándares de seguridad establecidos en las normas.

La Sociedad podrá disponer de los activos esenciales, gravarlos, arrendarlos, sub-arrendarlos darlos en comodato o afectarlos a otros destinos que la prestación del servicio licenciado, previa autorización del ENARGAS, excepto las ampliaciones y mejoras que la Sociedad incorpore a la red de distribución después de la toma de posesión, que se podrán gravar para garantizar créditos a más de un año de plazo tomados para financiar nuevas ampliaciones y mejoras del servicio licenciado. Los bienes adquiridos y/o construidos por la Sociedad no están sujetos a ninguna autorización previa.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTA 3 - LA NORMATIVA DE EMERGENCIA. AFECTACIONES

3.1) Ley de Emergencia Pública

El Congreso Nacional sancionó la **Ley N° 25.561** de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario ("**Ley de Emergencia**") que implicó un profundo cambio del modelo económico vigente hasta ese momento, incluyendo la modificación de la Ley de Convertibilidad que regía desde marzo de 1991.

La Ley de Emergencia entre otros aspectos, (i) dejó sin efecto las cláusulas de ajuste en dólares estadounidenses de las tarifas y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países contenidas en los contratos de concesión, y (ii) autorizó al PEN a renegociar los contratos de licencia otorgados por el Estado Nacional para la prestación de servicios públicos.

Su vigencia fue prorrogada sucesivamente y por un año en cada oportunidad, por otras seis leyes, considerándose también incluidas las modificaciones que se le introdujeron. La última ley bajo el N° 26.729, extendió la prórroga y la aplicación de sus modificaciones hasta el 31 de diciembre de 2013.

Entre los principales efectos que la Ley de Emergencia tuvo sobre las normas del marco regulatorio del gas, pueden señalarse:

- **Tarifas en dólares actualizadas por P.P.I.** La Ley de Emergencia prohibió, (i) las cláusulas de ajuste en moneda extranjera, fijándose los precios y tarifas en pesos a la relación de cambio de \$1 = U\$S 1) y (ii) las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países en los contratos de concesión o licencia. La aplicación de tales disposiciones implicó que, al cierre del ejercicio 2001 la Sociedad realizara la reversión de los efectos en ingresos y gastos derivados de este concepto, dando idéntico tratamiento a los ajustes de tarifas diferidos que habían sido reconocidos en el ejercicio 2000. Consecuentemente, desde entonces no ha sido posible registrar las diferencias que se produjeron por este cambio de condiciones. (Nota 2.b).

- **RQT II.** Como consecuencia de la sanción de la Ley de Emergencia el ENARGAS, con fecha 8 de febrero de 2002 dispuso la suspensión de los plazos del procedimiento correspondiente a la segunda revisión quinquenal de tarifas que se venía llevando a cabo.

- **Acuerdos con Productores de Gas.** Según los acuerdos respectivos, los precios que debía abonar la Sociedad por este concepto habían sido fijados en dólares estadounidenses. La normativa de emergencia afectó las relaciones contractuales entre la Licenciataria y sus proveedores de gas.

El Decreto N° 214/2002 dispuso la conversión en pesos de todas las obligaciones de dar sumas de dinero expresadas en dólares estadounidenses a razón de \$1 = U\$S 1. Asimismo, estableció pautas que en principio serían de aplicación a estos casos estableciendo como referencia primaria para ajustar los precios allí contenidos al Coeficiente de Estabilización de Referencia ("CER"), que sigue la variación del índice de precios al consumidor de la República Argentina. En cumplimiento de dicha normativa, la Sociedad (i) efectuó tratativas con los productores de gas para adecuar los acuerdos a las nuevas condiciones imperantes (Nota 11), (ii) ha cancelado las facturas por consumos de gas abonando los importes respectivos en pesos a la paridad dispuesta en el Decreto N° 214/2002 y los productores han recibido dichos pagos formulando reservas por tal temperamento. La normativa propone la intervención de la Justicia para el supuesto en que no se logren acuerdos satisfactorios entre las partes. En Nota ENRG N° 1.645 del 26 de abril de 2002, en ocasión del ajuste tarifario para el ejercicio invernal 2002, el ENARGAS indicó que los contratos entre productores y distribuidores fueron alcanzados por la Ley de Emergencia y reglamentaciones complementarias, concepto que no fue aceptado por los productores.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- **Acuerdos de Transporte de Gas.** Las Licencias de las transportistas fijan las tarifas a abonar por la Sociedad en dólares estadounidenses que se convertían en pesos conforme a la Ley de Convertibilidad en el momento de su facturación. Dado que tales licencias también se encuentran sujetas al mismo proceso de renegociación con el Estado Nacional según lo previsto en la Ley de Emergencia, su régimen tarifario sufrió las mismas modificaciones que las correspondientes al servicio de distribución de gas natural, pesificándose las tarifas a razón de \$1 = U\$S 1 y eliminando el ajuste por P.P.I.

3.2) Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004 – Normativa relacionada

3.2.1) Decretos

Con fecha 13 de febrero de 2004, el PEN sancionó los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004, que introdujeron una serie de cambios en la actividad de la Sociedad que han provocado efectos de alcances difíciles de ponderar totalmente, al haberse sucedido una secuencia de reglamentaciones, aclaraciones e implementaciones por parte de las autoridades competentes, las cuales a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables continúan con aspectos pendientes de resolución.

- Entre las cuestiones más relevantes del **Decreto N° 180/2004** se encuentran: (i) la creación de un régimen de inversiones en infraestructura de transporte y distribución de gas a través de fondos fiduciarios; (ii) la creación del Mercado Electrónico del Gas (“MEGSA”) que incluye mecanismos de reventa de capacidad de transporte en firme e interrumpible y de compra-venta de gas; (iii) el reemplazo de la categoría Venta GNC por las categorías Venta Firme GNC (“GNC Firme”) y Venta Interrumpible GNC (“GNC Interrumpible”); y (iv) la introducción de cambios en las condiciones especiales de ciertos grandes usuarios interrumpibles.

- En tanto, el **Decreto N° 181/2004** habilitó a la SE y a los productores de gas a firmar acuerdos mediante los que se establecieron ajustes del precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (“PIST”). Adicionalmente se crean subcategorías de usuarios en los servicios Residenciales (R1, R2 y R3) y General P (SGP1, SGP2 y SGP3) en función del volumen de consumo, a partir de lo cual se estableció una segmentación de tarifas a fin de atenuar los ajustes en los usuarios de menores consumos.

3.2.2) Acuerdos

- La **Resolución N° 208/2004** del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”)—publicada el 22 de abril de 2004- homologó el “Acuerdo”, que fuera suscripto el 2 de abril de 2004 entre la SE y los principales productores de gas, previéndose, entre otras cuestiones, la normalización de precios de gas en el PIST, el compromiso de los productores a la provisión de ciertos volúmenes de gas para el mercado interno, y la reestructuración de los contratos de provisión de gas entre productores y distribuidores. El vencimiento del “Acuerdo” operó el 31 de diciembre de 2006.

Adicionalmente, se suspendieron durante la vigencia del “Acuerdo” todos los procesos y reclamos de los productores que lo suscribieron contra las distribuidoras por la pesificación de los acuerdos de provisión de gas.

- La **Resolución SE N° 606/2004** reglamenta la posibilidad de que cualquier cliente que adquiera de las distribuidoras servicios completos (gas, transporte y distribución) o de transporte y/o distribución, pueda revender el servicio brindado por la prestataria de distribución.

- En función de la **Disposición N° 27/2004** de la Subsecretaría de Combustibles (“SSC”) y de la **Resolución N° 659/2004** de la SE, que reglamentaron restricciones a la exportación de gas y mecanismos para priorizar el mercado interno, mediante instrucciones precisas la SE ordenó a la Sociedad que procediera a la cancelación, para el ejercicio comprendido entre el 11 de junio de 2004 y el 25 de agosto de 2004, de las diferencias determinadas en ciertas facturas por la compra de gas derivada de estas disposiciones pues corresponde a la Autoridad de Aplicación informar con la periodicidad suficiente el detalle de productores que cumplieron con la provisión al mercado interno y aquellos que incumplieron, ya

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

que en función de ello, se determina el precio que se debe pagar por el gas entregado (paridad exportación o precio de cuenca, respectivamente). En tal sentido y conforme lo avalado por la SE, se solicitó al ENARGAS el traslado a tarifa de estos montos diferenciales.

Por otra parte, las inyecciones de gas de exportación efectuadas en los ejercicios comprendidos entre el 24 de abril de 2004 y el 10 de junio de 2004 y las derivadas por aplicación de la Resolución SE N° 659/2004 durante el invierno de 2005, continúan con saldos pendientes de convalidación por parte de la SE. Ante la ausencia de información del ENARGAS, la Sociedad procedió a registrar y a pagar a los precios de cuenca la compra de gas bajo esta modalidad.

- El 23 de mayo de 2005 se publicó la **Resolución SE N° 752/2005**, mediante la cual se reglamentan, principalmente, los artículos 4° y 5° del Decreto PEN N° 181/2004, que establece la prohibición a las distribuidoras a partir del 1° de agosto de 2005 de vender gas a los Grandes Usuarios, y Usuarios SGG y SGP-tercer escalón- con consumos superiores a 150.000 m³/mes. Tal prohibición se extendió –a partir del 1° de enero de 2006– al resto de los usuarios SGP3 y a partir del 1° de abril de 2006 para las estaciones de GNC, según la **Resolución SE N° 275/2006**.

- Ante el vencimiento del “Acuerdo”, se publicó en junio de 2007 la **Resolución SE N° 599/2007** que homologa la propuesta para el Acuerdo del Estado Nacional con productores de gas natural 2007-2011 (el “Acuerdo 2007-2011”) (Nota 11), tendiente a la satisfacción de la demanda de gas del mercado interno. En él se establecen los mecanismos para asegurar el abastecimiento de gas por los volúmenes comprometidos por los productores en el “Acuerdo 2007-2011” y por los faltantes de gas para los casos en que la demanda interna supere los volúmenes comprometidos.

- Desde el invierno 2008 el Gobierno Nacional ha implementado un despacho energético unificado (gas y energía eléctrica), a cargo de la Subsecretaría de Planificación y Control de Gestión del Ministerio de Planificación (“SPCG”), con la participación del ENARGAS y las transportistas, que define el nivel de restricción necesario en función de la proyección de demanda y la oferta disponible. En este contexto, con fecha 30/09/2010 el ENARGAS notificó a la Sociedad la **Resolución ENRG I-1410/2010**, cuyo objeto es complementar las pautas de despacho vigentes ante el escenario de demanda y capacidad de transporte superiores a la oferta de gas natural y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución privilegiando el consumo de la demanda prioritaria. En virtud de esta resolución y a partir de su implementación debería asegurarse la disponibilidad de todo el gas para el consumo prioritario, lo que debería evitar que se vuelvan a producir desbalances de distribuidoras por faltantes de gas para este segmento. En efecto, durante el invierno 2011 no se han producido desbalances significativos para el abastecimiento de la demanda prioritaria. Adicionalmente la Resolución otorga atributos al ENARGAS como Autoridad concentradora de las decisiones pertinentes al despacho de gas, transporte y distribución.

A pesar de las normas y metodologías arriba citadas, durante los años 2007 y 2008 el gas consumido fue superior al gas asignado por la SE, consecuencia de lo cual se generaron desbalances desfavorables en ambos años para la Sociedad. A los efectos de su cancelación la Sociedad realizó gestiones ante las Autoridades y los productores.

Sin la obtención de respuesta por parte de las Autoridades a los oportunos requerimientos de compensación formulados por la Sociedad, se realizaron gestiones ante los productores que dieron como resultado la cancelación total del desbalance del año 2007. Avanzada la segunda mitad del año 2011 se llegó a un acuerdo de precios con ENARSA por gran parte del desbalance de 2008. La Sociedad canceló las facturas emitidas por ENARSA netas de las notas de crédito producto de la negociación, reduciendo significativamente el desbalance pendiente de 2008.

Respecto del año 2009, como consecuencia de las crónicas térmicas cálidas registradas durante el invierno, se generó un desbalance favorable no significativo para la Sociedad, situación contraria a la verificada en el 2010.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El ENARGAS determinó que la provisión de gas correspondiente al desbalance del año 2010 fuera realizada por ENARSA (Energía Argentina S.A.), autorizándole a facturar a la Sociedad a los precios reconocidos en tarifa. La factura recibida por ENARSA fue rechazada como consecuencia de contener errores, la que fue corregida oportunamente por ENARSA mediante el envío de las correspondientes notas de crédito.

En mayo 2011 los Productores de gas natural, ENARSA y el ENARGAS suscribieron un acuerdo, con vigencia durante todo el invierno 2011, en el cual se establece el compromiso o cuota que le corresponde a cada productor de gas natural respecto del abastecimiento de la demanda prioritaria, el que será sustituido por inyecciones de Gas Natural Licuado (GNL) en Bahía Blanca y Escobar al sistema de transporte de gas natural por parte de ENARSA. Los porcentajes de sustitución se definen en función del compromiso de cada productor de gas natural de inyección total a los sistemas de transporte de gas natural, cuyo cumplimiento será validado mensualmente. En la medida que haya quedado cubierta totalmente la demanda prioritaria, los productores tendrán libre disponibilidad para vender al mercado interno el volumen de gas natural sustituido por GNL, en el marco de la normativa vigente. Los volúmenes efectivamente sustituidos han sido facturados por ENARSA a los mismos precios que les correspondían a los productores de gas natural originalmente asignados.

El 1º de octubre de 2008 por Resolución N° 1.070/2008 la SE ratificó el “Acuerdo Complementario con Productores de Gas Natural suscripto el 19 de setiembre de 2008” (“Acuerdo Complementario”). Dicho acuerdo, que complementa lo dispuesto en el Acuerdo 2007-2011, tiene como objetivo: (i) reestructurar los precios del gas en boca de pozo a partir del 1º de setiembre de 2008, mediante la segmentación de la demanda residencial de gas natural (R1; R2 -1º a 3º escalón-; y R3 -1º a 4º escalón-) conforme la Resolución N° I/409/2008 del ENARGAS, excluyendo del aumento a los clientes residenciales pertenecientes a las tres subcategorías de menor consumo anual; y (ii) destinar una parte del incremento a percibir por los Productores que suscriban el acuerdo a financiar el Fondo Fiduciario creado por la Ley N° 26.020 para el subsidio del precio de las garrafas de uso domiciliario para consumidores de Gas Licuado de Petróleo (“GLP”) de bajos recursos.

Por aplicación de la **Resolución N° I/451/2008** del ENARGAS estos incrementos en el precio del gas natural fueron trasladados a la tarifa final de los usuarios comprendidos por dicha resolución.

- El 27 de noviembre de 2008 se publicó el **Decreto PEN N° 2.067/2008**, por medio del cual se creó el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales. Posteriormente, la Resolución MPFIPyS N° 1.451/2008 reglamentó dicho decreto e instruyó al ENARGAS para que determine el valor de dichos cargos, lo que realizó finalmente mediante la Resolución ENARGAS N° I/563/2008 del 15 de diciembre de 2008. El MPFIPyS excluyó del pago de dichos cargos a los siguientes clientes: Subcategorías Residenciales R1, R2, Subdistribuidores, Servicio General P1 y P2, Clientes Servicio General P3 que no se compran el gas, GNC y las Centrales de Generación Eléctrica. Por Resolución ENARGAS N° I/730/2009 del 27 de abril de 2009 se exceptuó del pago del cargo correspondiente a este Fondo Fiduciario a los usuarios residenciales R3 1º escalón de las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis, entre otras jurisdicciones. Con fecha 04 de junio de 2009 la Sociedad fue notificada de la Resolución ENARGAS N° I/768/2009 por la que se extiende la excepción del pago de este Fondo Fiduciario a todos los usuarios residenciales R3 1º y R3 2º del país entre el 01 de mayo de 2009 y 31 de agosto de 2009, al tiempo que se estableció adicionalmente la misma condición para los usuarios residenciales R3 3º pertenecientes a las provincias beneficiarias de las excepciones establecidas por la Resolución ENARGAS N° I/730/2009.

El 18 de agosto de 2009 se publicó la **Resolución ENARGAS N° I/828/2009** por la que se instruyó a las Licenciatarias del Servicio Público de Distribución, mediante un procedimiento en particular, a adoptar las medidas tendientes a efectuar las refacturaciones pertinentes a la reposición del cargo del Decreto PEN N°

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

2.067/2008 percibido que correspondan a favor de sus usuarios con el debido proceso administrativo. Además se determinó, a solicitud del MPFIPyS, lo siguiente: (i) extender hasta el 30 de septiembre de 2009 el plazo establecido por la Resolución ENARGAS N° I/768/2009; (ii) dejar sin efecto el cargo aplicado a los usuarios residenciales durante el ejercicio comprendido entre los meses de junio y julio de 2009, debiendo, en consecuencia, implementar los mecanismos y procedimientos que resulten necesarios para la devolución de montos abonados por dicho concepto a los usuarios residenciales alcanzados; y (iii) establecer una bonificación equivalente al 70% del cargo a aplicar a los usuarios residenciales, durante el ejercicio comprendido entre los meses de agosto y setiembre de 2009. Estas disposiciones generaron un extraordinario incremento de las consultas y reclamos de clientes, modificaciones importantes en los sistemas de facturación y cobranzas, refacturaciones para corregir las facturas emitidas conforme a disposiciones vigentes al momento de ejecutarse el proceso, y extensiones en los plazos de cobranzas, afectándose en consecuencia el desenvolvimiento habitual de las operaciones de la Sociedad y los costos operativos y financieros.

Por Resolución ENARGAS N° I/1179/2010 del 29 de abril de 2010 para el año 2010 y posteriormente por **Resolución ENARGAS N° I/1707/2011** del 26 de abril de 2011 para el año 2011 se exceptuó del pago del cargo del Decreto PEN N° 2067/2008 a los usuarios residenciales R3 1° y R3 2° de todo el país y adicionalmente a los R3 3° pertenecientes a la provincias beneficiarias de las excepciones establecidas por la Resolución ENARGAS N° I/730/2009. La medida aplicó a partir del 1 de mayo para los consumos de gas verificados entre esa fecha y el 30 de setiembre. Adicionalmente, se estableció una bonificación del 100% a los usuarios residenciales durante el ejercicio de consumo comprendido entre junio y julio y una bonificación equivalente al 70% del cargo citado durante el ejercicio de consumo de los meses de agosto y setiembre.

Por **Resolución ENARGAS N° I/1982/2011** del 08 de noviembre de 2011 se implementan los ajustes al Cargo Decreto N° 2067/2008 para cada categoría de usuario para ser aplicados sobre los consumos que se produzcan a partir del 01 de diciembre de 2011, de acuerdo con las instrucciones impartidas en la Providencia MPFIPyS N° 2.609, de fecha 04 de noviembre de 2011.

Mediante **Resolución ENARGAS N° I/1.993/11** del 25 de diciembre de 2011 y conforme la Providencia MPFIPyS N° 2.780, de fecha 25 de noviembre de 2011, el ENARGAS instruyó a las Licenciatarias a aplicar a los consumos registrados a partir del 01 de enero de 2012 de los usuarios residenciales comprendidos las zonas geográficas que la misma resolución establece en un anexo adjunto, y a los usuarios residenciales comprendidos en countries, barrios cerrados, clubes de campo y clubes de chacras, a nivel nacional, el Cargo Decreto N° 2.067/2008 en forma completa, según los valores del Anexo I de la Res. ENRG N° I/1.982/2011. Asimismo, se instruye a las Licenciatarias a poner a disposición de los usuarios que soliciten el mantenimiento del subsidio, el Formulario de "Declaración Jurada de la necesidad del subsidio" que la resolución dispone en un segundo anexo.

Por la **Disposición Conjunta N° 216/2011 y 733/2011** de la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión ("SCCG") y la Subsecretaría de Presupuesto ("SP") se establece el "Registro de Renuncia Voluntaria al Subsidio" aprobándose el respectivo formulario, como así también la declaración jurada sobre la necesidad del subsidio, la nota de finalización del trámite de renuncia, y el modelo de factura de servicios.

El cargo adicional creado por el **Decreto PEN N° 2.067/2008**, y reglamentado por sucesivas resoluciones del ENARGAS, ha sido aplicado sólo a parte de los usuarios con domicilio en el área de servicio de la Sociedad, como consecuencia del cumplimiento de resoluciones judiciales de los tribunales federales que limitaron su facturación. El estado procesal de estas sentencias, se informan seguidamente:

En el transcurso del 2009, la Sociedad ha sido notificada de medidas cautelares dispuestas por los Juzgados federales de Mendoza, San Rafael y San Luis -en el marco de acciones de amparo y declarativas de inconstitucionalidad- respecto de las normas emitidas con pretensión de cobro de los cargos específicos

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

destinados al repago de obras de ampliación de gasoductos pertenecientes al sistema de TGN S.A. y de adquisiciones de gas. Los fallos suspenden la aplicación de los cargos adicionales, en algunos casos con efectos limitados a la facturación del servicio a las sociedades actoras y en otros con efectos colectivos, a los usuarios residenciales y/o de todas las categorías comprendidos en la jurisdicción territorial de cada tribunal. La normativa suspendida en su aplicación es según cada caso, el Decreto PEN N° 2.067/2008, las resoluciones del MPFIPyS N° 2.008/2006 y 1.451/2008, y las resoluciones ENARGAS N° 3.689/2007, 563/2008, N° I/615/2009, N° 466/2008 y N° 449/2008.

Las medidas precautorias establecen según el caso la no aplicación de los cargos adicionales a la facturación, o la opción a favor del usuario de seguir pagando sus facturas de acuerdo con el régimen tarifario anterior al dictado de dichas normas, con el carácter de pago a cuenta, sin que ello pueda ser causal de suspensión, interrupción o corte del suministro.

La Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal (“CNACAF”) resolvió con fecha 10 de setiembre de 2009 como medida cautelar presentada por el Defensor del Pueblo de la Nación, que los usuarios afectados por el Decreto PEN N° 2.067/2008 y normas complementarias, pueden seguir pagando sus facturas de acuerdo con el régimen tarifario anterior al dictado de dichas normas, con el carácter de pago a cuenta, sin que ello pueda ser causal de suspensión, interrupción o corte del suministro. El ENARGAS informó esta medida a la Sociedad mediante Nota ENRG N° 11.821 con fecha 21 de setiembre de 2009.

Con fecha 26 de setiembre de 2011 el Juez Federal Subrogante de San Rafael, en los autos caratulados “Fiscal de Estado Provincia de Mendoza contra Estado Nacional, Enargas y Ecogas”, y su acumulado “Cámara de Comercio, Industria y Agropecuaria de San Rafael y Federación de Uniones Vecinales de San Rafael”, por amparo contra las disposiciones del Decreto PEN N° 2.067/2008, resolvió rechazar los planteos de incompetencia y oposición a la acumulación de los procesos que habían sido interpuestos por el co-demandado Estado Nacional. La causa proseguirá su trámite para la resolución sobre el fondo.

3.2.3) GNC

- El **Decreto PEN 180/04** crea la categoría GNC Firme, lo que requiere la determinación de una Capacidad de Reserva Diaria (“CRD”), estableciendo (i) la determinación de la Reserva Mínima Inicial (“RMI”) en función de los picos de consumo diarios o mensuales registrados por cada estación en el ejercicio anual anterior al comienzo de su aplicación; y (ii) la actualización anual de la CRD, en función de los picos de consumo normales y habituales registrados por cada estación en el ejercicio anual anterior, teniendo en cuenta que la posibilidad de incrementar la CRD está supeditada a la disponibilidad de capacidad en firme remanente por parte de la Sociedad.

- Asimismo, el ENARGAS emitió el 24 de mayo de 2006 la **Resolución N° 3.515/2006** en la que dispuso que las prestadoras del servicio de distribución de gas debían garantizar a las estaciones de GNC que contasen únicamente con servicios interrumpibles, un abastecimiento mínimo diario de 3.000 m³/día a los efectos de asegurar el normal suministro de GNC a los consumidores. Posteriormente, con fecha 15 de agosto de 2006 y mediante **Resolución N° 3.569/2006** el ENARGAS incrementó dicho abastecimiento mínimo hasta un total de 5.000 m³/día, manteniendo la vigencia por medio de diferentes resoluciones hasta el 30 de abril de 2012. Todas estas medidas fueron oportunamente recurridas por la Sociedad sin que a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables se hayan obtenido respuestas que reflejen que los argumentos expuestos por la Sociedad estén siendo atendidos.

3.2.4) Fideicomisos

Para atender las necesidades de la demanda, la Sociedad, en el marco del programa de Fideicomisos de Gas constituido por la **Resolución MPFIPyS N° 185/2004** del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”), requirió a la Secretaría de Energía (“SE”) y al ENARGAS la inclusión en dicho programa de ciertas obras de infraestructura necesarias para aumentar la capacidad del sistema. Se

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

trató de las obras Ampliación Gasoducto paralelo La Dormida-Las Margaritas; Construcción Planta Compresora Mendoza Norte; y Ampliación Ramal Mendoza Norte-Pantanillo Etapa I, que no fueron incluidas en ningún programa de fideicomisos.

Luego de gestiones realizadas por la Sociedad y distintas Autoridades Provinciales, el 10/11/10 se firmó un Convenio para la Ampliación de la Capacidad de Transporte y Distribución del Sistema de Distribución Mendoza-San Juan, entre el MPFIPyS, la Provincia de Mendoza y la Provincia San Juan, notificándose de su contenido al ENARGAS y a la Sociedad. El MPFIPyS asistirá a la Provincia de Mendoza con el financiamiento hasta un monto de \$95 millones para la ejecución de las referidas obras complementarias definidas por la Sociedad. Este acuerdo compromete a la Nación y a la Provincia de Mendoza al financiamiento no reintegrable de las obras. La Provincia de Mendoza en base a los proyectos y pliegos elaborados por la Sociedad convocó en los últimos días de diciembre de 2010 a las Licitaciones Públicas necesarias. Luego del proceso de licitación realizado, mediante los pertinentes decretos de fecha 07/06/11, la Provincia de Mendoza adjudicó la construcción de las obras correspondientes por las nueve licitaciones adjudicadas. A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables si bien es incierta la culminación de los proyectos para antes del invierno 2012, en particular el caso de la Planta Compresora, se ha definido con las empresas contratistas un ambicioso y riguroso plan de obras para llegar a tal objetivo. De no contar con la habilitación y puesta en funcionamiento de las obras antes del próximo invierno se verá afectado el normal abastecimiento del servicio en las áreas de distribución directamente vinculadas a estas ampliaciones. La Sociedad asume la responsabilidad de la aprobación de los proyectos constructivos, el seguimiento del cronograma de obras aprobado y la inspección de las obras. Las obras de infraestructura serán cedidas a la Sociedad en los términos de la normativa vigente, para su mantenimiento, operación y explotación.

3.2.5) Programas

- El 13 de julio de 2007 por **Resolución N° 459/2007** del MPFIPyS se crea en su ámbito, con una duración de 90 días, el Programa de Energía Total que tiene como objetivo incentivar a las empresas a la sustitución del consumo de gas natural y/o energía eléctrica, por el uso de combustibles alternativos para las diferentes actividades productivas y/o la autogeneración eléctrica. La misma resolución destina un fondo específico para el pago de las diferencias que surjan entre los precios de compra para la habitual provisión de cualquier fuente de energía y la adquisición de los combustibles líquidos sustitutos. La vigencia de este programa fue prorrogada sucesivamente en los años siguientes.

- Además del Programa de Uso Racional de la Energía ("PURE") creado por la **Resolución SE N° 415/2004**, con vigencia permanente establecida por la **Resolución SE N° 624/2005** desde el 15 de abril y hasta el 30 de setiembre de cada año (cuya aplicación se encuentra suspendida desde 2009 por temas de fondo normativo pendientes de resolución por la SE), el 24 de diciembre de 2007 se publicó el **Decreto PEN N° 140/2007** por el cual se declara de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía, aprobándose los lineamientos del programa denominado PRONUREE, destinado a contribuir y mejorar la eficiencia energética de los distintos sectores consumidores de energía.

3.3) Renegociación del Contrato de Licencia dispuesta por el Estado Nacional.

- El Art. 8 de la Ley de Emergencia sometió a renegociación los contratos de obras y servicios públicos. La renegociación fue llevada a cabo por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos ("UNIREN") creada por **Decreto PEN N° 311/2003**.

- La Sociedad y la UNIREN firmaron "ad referéndum" de la aprobación definitiva del PEN un AT el día 08 de octubre de 2008, con la finalidad principal de establecer condiciones que, mediante la adecuación de precios y tarifas, propendan al equilibrio contractual hasta el momento de arribarse a la renegociación integral del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural otorgada a la Sociedad por **Decreto PEN N° 2.453/1992** (en adelante el "Contrato").

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Asimismo, también el día 08 de octubre de 2008 la Sociedad y la UNIREN firmaron “ad referéndum” de la aprobación definitiva del PEN un AA, en la que se convino la renegociación integral de las condiciones de adecuación del Contrato.

- Una vez ratificados los acuerdos por los órganos societarios (Directorio y Asamblea de Accionistas), en fechas 05 de diciembre de 2008 y 10 de diciembre de 2008 la Sociedad presentó ante la UNIREN los compromisos e instrumentos previstos en el AT y en el AA, en virtud de los cuales la Licenciataria y sus Accionistas Mayoritarios asumieron el compromiso de suspender todos los reclamos formulados y a no presentar nuevos reclamos por temas vinculados a la Ley N° 25.561 y anulación del ajuste de tarifas por “PPI” (Producers Price Index) previsto en la Licencia. La Sociedad también acreditó ante el ENARGAS el cumplimiento del plan de inversiones previsto en el AT.

Habiéndose cumplido los requisitos establecidos en el AT, el mismo fue ratificado por el PEN mediante el dictado del **Decreto N° 235/2009** publicado el 08 de abril de 2009.

Por su parte, el AA fue aprobado por el Congreso de la Nación en los términos del Art. 4 de la Ley N° 25.790, y ratificado por el PEN mediante **Decreto N° 483/2010** publicado el 15 de abril de 2010.

- Tanto el AT como el AA prevén un RTT, que aún no ha sido aplicado por la Autoridad, según el cual la Sociedad tiene los siguientes derechos:

- A percibir un ajuste tarifario inicial desde el 1° de Septiembre de 2008 (segmentado por categorías de clientes), de acuerdo con la metodología de cálculo allí establecida, que implica para la Sociedad un incremento promedio de su margen de distribución del 21% aproximadamente.
- A acceder al diferencial que se devengará desde la fecha prevista para aplicar el Cuadro Tarifario (“CT”) que resulta de la RTT hasta la efectiva vigencia del AA, en el supuesto de que dicho CT no comencare a aplicarse oportunamente.
- A obtener un ajuste semestral de la tarifa que reconozca la variación de costos producida desde el 1° de septiembre de 2008, el que debe llevarse a cabo de acuerdo con el Mecanismo de Monitoreo de Costos (“MMC”) allí previsto. La Sociedad presentó al ENARGAS pedidos de ajuste por aplicación del MMC con fechas 02 de diciembre de 2009 (ajuste por variaciones de costos devengadas entre setiembre de 2008 y agosto de 2009), 24 de agosto de 2010 y 29 de octubre de 2010 (ajuste por variaciones de costos devengadas entre septiembre de 2009 y febrero 2010) y febrero de 2011 (ajuste por variaciones de costos devengadas entre marzo y agosto de 2010) 9 de septiembre de 2011 (ajuste por variaciones de costos devengadas entre setiembre de 2010 y febrero de 2011) y 02 de febrero de 2012 (ajuste por variaciones de costos devengadas entre marzo y agosto de 2011). El ENARGAS no ha aplicado aún los ajustes correspondientes.

El derecho reconocido a favor de la Sociedad al ajuste tarifario mediante el RTT estaba sujeto a la condición suspensiva de que el AT fuera ratificado por el PE, aspecto cumplido con el dictado del citado **Decreto N° 235/2009**. Al respecto, y sin perjuicio del tiempo transcurrido desde la publicación de este decreto, aún se encuentra pendiente de emisión por parte del ENARGAS la resolución que apruebe el Cuadro Tarifario correspondiente al RTT.

El AA establece la realización de un proceso de RTI, que fije un nuevo régimen de tarifas máximas por cinco años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I del Título Tarifas de la Ley N° 24.076 y de acuerdo a las pautas definidas en la misma AA, entre las cuales se mencionan las más importantes:

- Reconocimiento a percibir desde el 01 de septiembre de 2008 la diferencia entre el incremento del margen de distribución establecido en la RTT (promedio 21%) y el 27%.
- Consideración de mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución, a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- La base de capital para determinar la remuneración de la Licenciataria considerará los bienes necesarios para la prestación del servicio público, valuados a su costo histórico reexpresado en función de índices oficiales de precios que tengan en cuenta la estructura de costos de dichos bienes.
- La tasa de rentabilidad se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley N° 24.076, de manera tal de fijar un nivel justo y razonable para actividades de riesgo comparables.
- El mecanismo de transferencia a las tarifas de los usuarios de la Licenciataria de todos los costos de la cadena de producción y transporte de gas, de acuerdo a lo previsto en la Ley N° 24.076, como así también la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias, excepto en el impuesto a las ganancias o el impuesto que lo reemplace o lo sustituya.

A pesar de que el AA preveía originalmente que la RTI debía iniciarse el 15 de octubre de 2008 y estar finalizada para el 28 de febrero de 2009 y después para el 30 de setiembre de 2009, a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables no se ha dado inicio formal a la misma. Sólo se han realizado algunos avances en ciertos aspectos técnicos, tales como la recopilación de información histórica, la determinación del costo del capital, entre otros, y adicionalmente en este mismo marco, el 2 de julio de 2009 la Sociedad recibió una nota del ENARGAS referida a la lectura de medidores y facturación, mediante la cual la Autoridad Regulatoria somete a consideración de las distribuidoras de gas, aspectos técnicos referidos al procedimiento de medición y de su implementación, a los efectos de receptor sus observaciones y sugerencias, las que fueron realizadas por la Sociedad y presentadas al ENARGAS el 31 de agosto de 2009.

Como consecuencia de los incumplimientos verificados por parte de la Autoridad, tanto en el RTT como en la RTI, con fechas 03 de junio de 2009, 05 de noviembre de 2009, 29 de abril de 2010 y 26 de julio de 2010 la Sociedad efectuó presentaciones por ante la UNIREN y el ENARGAS, expresando su preocupación debido a que la falta de cumplimiento de las obligaciones del Estado Nacional previstas en el AT y el AA colocan a la Sociedad en una situación económico-financiera cada vez más delicada a efectos de cumplir sus propias obligaciones según el marco regulatorio de la actividad. El 5 de octubre de 2011 se trató nuevamente en reunión de Directorio el estado del AT y el AA, convocándose a Asamblea General Extraordinaria de Accionistas para el 15 de noviembre de 2011 a los efectos de considerar la situación planteada y los cursos de acción.

Esta Asamblea convalidó lo actuado por el Directorio y las Gerencias de la Sociedad, aprobando que la Sociedad realice las acciones o gestiones tendientes a reclamar al Estado Nacional el cumplimiento del AT y del AA, y delegando en el Directorio para que determine la oportunidad, mérito y conveniencia de dichas acciones, según las circunstancias en cada momento.

El 29 de diciembre de 2011 la Sociedad formuló ante el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios un reclamo administrativo en los términos del Art. 30 y concordantes de la Ley Nacional de Procedimiento Administrativo N° 19.549, solicitando al Estado Nacional en su calidad de Orogante de la Licencia y representado por el Poder Ejecutivo Nacional, el cumplimiento del AT y del AA, y efectuando, asimismo, las reservas del caso.

Mediante sentencia del 12 de mayo de 2011 recaída en expediente caratulado “Distribuidora de Gas Cuyana S.A. c/Resolución I/030 ENARGAS y otros”, la Cámara Nacional de Apelaciones Contencioso Administrativo Federal (“CNACAF”) resolvió el recurso directo que la Sociedad había interpuesto el 20 de setiembre de 2007 en contra de la Resolución ENARGAS I/030 del 29 de junio de 2007. El objeto de la acción era que el tribunal fijase el tiempo en el que el ENARGAS deberá cumplir con el ajuste de tarifas, a causa de extra costos de operación y mantenimiento de la Planta Compresora de Cerro Mollar, en el Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza (El ENARGAS había resuelto que el reconocimiento de extra costos correspondía, pero que debía tener lugar en el marco de una RTI). Al resolver, la CNACAF se pronuncia sobre el acuerdo de la renegociación, particularmente sobre el ajuste de tarifas, y establece que “se evidencia una situación de demora administrativa cuyo pronto despacho corresponde ordenar”, y que “corresponde otorgar un plazo de 60 días hábiles administrativos a fin de que

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del MPFIPyS tome la intervención que le compete. Cumplido ello se procederá a devolver las actuaciones al ENARGAS quien luego de verificar el cumplimiento de los recaudos establecidos en el AT mencionado deberá pronunciarse acerca de la adecuación de tarifas según el RTT previsto en el plazo de 60 días hábiles administrativos.” El ENARGAS ha presentado un Recurso Extraordinario Federal. A su vez, el MPFIPyS presentó un pedido de nulidad de todo lo actuado que la Sociedad ha contestado el 13 de octubre de 2011.

- Los impactos descriptos sobre los Estados Contables de la Sociedad al 30 de junio de 2011 generados por la Ley de Emergencia, decretos y reglamentaciones complementarios, entre ellos, el Decreto N° 214/2002, se calcularon de acuerdo con las evaluaciones y estimaciones realizadas por la Sociedad a la fecha de preparación de los mismos. Los resultados reales futuros podrían diferir de las evaluaciones y estimaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes Estados Contables. Las decisiones que deban tomarse en base a los presentes Estados Contables deberían considerar la evolución futura de la economía nacional, de la industria del gas y el resultado del proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos.

NOTA 4 - BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS CONTABLES

Los Estados Contables de la Sociedad han sido confeccionados de conformidad con las normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), y las normas contables profesionales vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina, excepto por la discontinuación a partir del 1 de marzo de 2003 del método de ajuste por inflación, según se describe en el ítem a) de la presente nota.

Mediante Resolución 562/2009, la CNV ha establecido la aplicación de la Resolución Técnica N° 26 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) que adopta, 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, las normas internacionales de información financiera emitidas por el IASB (Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad) a partir del 1 de enero de 2012. El Directorio con fecha 23 de abril de 2010 ha aprobado el plan de implementación específico, el cual al 31 de diciembre de 2011 fue cumplido y como resultado del monitoreo el Directorio no ha efectuado modificaciones al referido plan.

Debido a divergencias suscitadas sobre la aplicación de la Interpretación N° 12 “Acuerdos de Concesión de Servicios” (CINIIF 12), emitida por el Comité de Interpretación de Normas Internacionales de Información Financiera del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad o International Accounting Standards Board (IASB), la industria del transporte y distribución de gas natural presentó a la CNV con fecha 25 de noviembre de 2011 una consulta en tal sentido. Como consecuencia de ello, la CNV emitió la Resolución General N° 600/2012, de fecha 24 de enero de 2012, por la cual resolvió que las sociedades emisoras licenciatarias de la prestación de servicios públicos de transporte y distribución de gas natural que están autorizadas a hacer oferta pública de sus valores negociables, no deberán presentar sus estados financieros con base en las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) sino hasta aquellos ejercicios que se inicien a partir del 01 de enero de 2013, ni tampoco presentar una nota informativa, en los presentes estados contables, con la conciliación del patrimonio neto y de los resultados entre la normas contables profesionales vigentes y los que surgirían de aplicar la NIIF.

A través de las Resoluciones M.D. N° 669/12 y M.D. N° 4/12, respectivamente, tanto la FACPCE y el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires han aprobado dicho diferimiento en la aplicación de las NIIF.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

a) Reexpresión en moneda homogénea

Los Estados Contables reconocen los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda hasta el 28 de febrero de 2003, siguiendo el método de reexpresión establecido por la RT N° 6 de la FACPCE. De acuerdo con el Decreto N° 664/2003 del Poder Ejecutivo Nacional y la Resolución General N° 441 de la CNV, la Sociedad discontinuó la aplicación de dicho método y, por lo tanto, no reconoció contablemente los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda originados a partir del 1° de marzo de 2003. Sin embargo, las normas contables profesionales mantuvieron vigente la aplicación de este método hasta el 30 de setiembre de 2003. La discontinuación de este método con anterioridad a dicha fecha, no tiene un efecto significativo sobre los Estados Contables al 31 de diciembre de 2011. El índice utilizado a los efectos de la reexpresión de las partidas fue el índice de precios internos al por mayor publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos.

b) Instrumentos financieros destinados a compensar riesgos futuros. Concentración del riesgo crediticio

La Sociedad no utiliza instrumentos financieros para administrar su exposición a las variaciones de los tipos de cambio de la moneda extranjera o de los precios del gas o de tasas de interés y, en consecuencia, no ha implementado transacciones que puedan generar riesgos de pérdida futura no registrada en los Estados Contables asociados a tales instrumentos financieros.

La Sociedad presta el servicio de distribución, transporte, y venta de gas en los casos que corresponda, a clientes residenciales, comercios, industrias, usinas y reparticiones públicas y otorga crédito de acuerdo a las regulaciones del servicio prestado, generalmente sin exigir garantías. El riesgo de incobrabilidad varía de cliente a cliente debido principalmente a su situación financiera.

La Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad y constituye provisiones suficientes por probables créditos incobrables.

La información sobre concentración de operaciones se incluye en la Nota 8.a).

c) Efectivo y equivalentes de efectivo

Para la confección de los Estados de Flujo de Efectivo se consideraron, dentro del concepto de efectivo y equivalentes de efectivo, a todas las inversiones de muy alta liquidez o con vencimiento originalmente pactado no superior a tres meses a partir de su fecha de adquisición. Además se emplea el método indirecto para conciliar el resultado del ejercicio con los fondos generados por/ utilizados en las operaciones, segregando las actividades en operativas, de inversión y de financiación. A continuación se detalla la composición del efectivo y el equivalente de efectivo al cierre de cada ejercicio:

	<u>Al 31 de diciembre de 2011</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2010</u>
Caja y bancos	5.541	4.952
Inversiones	91.887	85.529
Inversiones no consideradas efectivo o equivalente de efectivo	(864)	(205)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	<u>96.564</u>	<u>90.276</u>

d) Criterio de reconocimiento de ingresos

Los ingresos por ventas son reconocidos en el momento en que el servicio es prestado a los clientes.

Los ingresos por venta por gas entregado incluyen los montos estimados de gas entregado a los clientes pero aún no facturado al cierre de cada ejercicio.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

e) Criterios contables del ente regulador

Con fecha 24 de abril y 19 de setiembre de 2000, el ENARGAS emitió las Resoluciones N° 1.660 y 1.903, respectivamente, en las cuales se detalla el plan de cuentas y ciertos criterios de valuación y exposición que deben ser considerados a los fines regulatorios.

En materia de bienes de uso la Sociedad efectuó oportunamente los cambios de valuación y exposición requeridos por las normas citadas, considerando las incorporaciones de bienes de uso realizadas a partir del 1° de enero de 2000, con la asignación de las vidas útiles máximas, que para cada grupo homogéneo de bienes estableció el ENARGAS. Respecto de los bienes incorporados con anterioridad a esa fecha, la Sociedad continuó considerando las vidas útiles establecidas originalmente, dado que su aplicación cumple con las disposiciones del ENARGAS. Consecuentemente no se ha producido ningún efecto significativo en los resultados de cada ejercicio.

f) Utilidad neta y dividendos por acción

La Sociedad calcula el resultado neto y los dividendos por acción sobre la base de las acciones en circulación al cierre de cada ejercicio (202.351.288 acciones ordinarias de valor nominal \$1 y con derecho a un voto por acción). El resultado neto por acción “básico” se calculó considerando los resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, sobre la base de la cantidad de acciones ordinarias indicadas más arriba. El resultado por acción “diluido” fue coincidente al cierre de cada ejercicio con el resultado por acción “básico”.

g) Información comparativa

A los efectos de comparabilidad se han efectuado ciertas reclasificaciones sobre la información comparativa para exponerla sobre bases uniformes con las del presente ejercicio.

NOTA 5 - CRITERIOS DE VALUACION

A continuación se detallan los principales criterios de valuación utilizados para la confección de los Estados Contables:

a) Caja y bancos

- (i) **En moneda nacional:** a su valor nominal incorporando, cuando corresponda, los intereses devengados a la fecha de cierre de cada ejercicio según las cláusulas específicas de cada operación.
- (ii) **En moneda extranjera:** se convirtieron a los tipos de cambio vigentes al cierre de cada ejercicio para la liquidación de estas operaciones, incorporando, cuando corresponda, los intereses devengados a la fecha de cierre de los mismos según las cláusulas específicas de cada operación. Las diferencias de cambio resultantes fueron imputadas a los resultados de cada ejercicio. El detalle respectivo en moneda extranjera se expone en el Anexo G.

b) Créditos por ventas, otros créditos y deudas (excepto bonificaciones a otorgar a clientes)

Estos créditos y deudas están valuados a su valor nominal, incorporando, en caso de corresponder, los intereses devengados a la fecha de cierre de cada ejercicio según las cláusulas específicas de cada operación, lo que no difiere significativamente de su medición contable obtenida mediante el cálculo del valor descontado de los flujos de fondos que originarán los mismos utilizando las tasas que correspondan según lo indicado por las normas contables vigentes. En el caso de créditos y deudas en moneda extranjera, se convirtieron al tipo de cambio vigente al cierre de cada ejercicio para la liquidación de las operaciones incorporando, en caso de corresponder, los intereses devengados a la fecha de cierre de los mismos según las cláusulas específicas de cada operación. Las diferencias de

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

cambio resultantes fueron imputadas a los resultados de cada ejercicio. El detalle respectivo se expone en el Anexo G.

Respecto de los créditos y deudas por impuesto diferido, los mismos se exponen a su valor nominal de acuerdo a lo establecido por las normas contables vigentes.

En el caso de los créditos por convenios a recuperar cedidos por Gas del Estado S.E., surgen de convenios celebrados por este último con provincias, municipios y otras entidades, y fueron cedidos a la Sociedad a través del CT. Las correspondientes acreencias son recuperables mediante su facturación a los clientes incorporados y a incorporar en el futuro a las redes instaladas bajo los términos de estos convenios y están pactadas en metros cúbicos de gas. Estos créditos han sido valuados aplicando a los metros cúbicos de gas a facturar, las tarifas convenidas vigentes al cierre de cada ejercicio.

Los créditos y deudas con sociedades del Art. 33 de la Ley N° 19.550 y con partes relacionadas han sido valuados a su valor nominal, más los intereses devengados, de corresponder.

c) **Inversiones**

(i) **Certificados de depósito a plazo fijo en moneda nacional:** han sido valuados de acuerdo con la suma de dinero entregada en el momento de la transacción más los resultados financieros devengados en base a la tasa interna de retorno determinada en dicha oportunidad. El detalle respectivo se expone en el Anexo D.

(ii) **Certificados de depósito a plazo fijo en moneda extranjera:** han sido valuados de acuerdo con la suma de dinero entregada en el momento de la transacción más los resultados financieros devengados en base a la tasa interna de retorno determinada en dicha oportunidad, convertidos en pesos aplicando el tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio. Las diferencias de cambio resultantes fueron imputadas al resultado del ejercicio. El detalle respectivo se expone en el Anexo D.

(iii) **Fondos comunes de inversión en moneda local:** han sido valuados a la cotización de las cuotas partes, neta de gastos directos de venta, al cierre de cada ejercicio. El detalle respectivo se expone en el Anexo D.

(iv) **Títulos Públicos:**

Títulos vinculados al PBI: Por el monto de capital de deuda elegible efectivamente canjeado se emitieron igual cantidad de Unidades Vinculadas al PBI, con un plazo a 30 años y fecha de pago el 15 de diciembre de cada año, a partir del 2006. El monto a pagar será el 5% del excedente del PBI disponible en el año de referencia (la diferencia entre el PBI real y el Caso Base del PBI). Los mismos se encuentran valuados a su valor neto de realización al cierre del ejercicio, ya que la intención de la Sociedad es realizarlos en el corto plazo. El detalle respectivo se expone en el Anexo C.

Bono Optativo del Estado Nacional (BODEN) 2013: a su valor estimado de recupero, el que incluye los intereses devengados al cierre de cada ejercicio, convertido al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio.

Certificados de Crédito Fiscal: A su costo de compra actualizado mediante CER al cierre del ejercicio. En virtud de lo establecido por el Decreto PEN N° 1.005/2001 estos certificados se utilizan para la cancelación de obligaciones impositivas con el Estado Nacional. El detalle respectivo se expone en el Anexo C.

(v) **Títulos Privados:**

Obligaciones Negociables (Santander Cuatro): Por el monto de capital más los intereses devengados, convertidos al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio. La intención de la Sociedad es mantenerlos hasta su vencimiento. Los intereses se cobran semestralmente. El detalle respectivo se expone en el Anexo C.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Fideicomiso Financiero (Garbarino Serie 78): Por el monto de capital más los intereses devengados, convertidos al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio. La intención de la Sociedad es mantenerlos hasta su vencimiento. El capital más los intereses se cobran semestralmente de acuerdo a la información proporcionada por el banco y a la tasa BADLAR, respectivamente. El detalle respectivo se expone en el Anexo D.

d) Bienes de cambio

Corresponde a materiales y a anticipos de materiales valuados a sus costos respectivos de reposición al cierre de cada ejercicio. Los bienes de cambio no superan su respectivo valor recuperable.

e) Bienes de uso

- (i) **Transferidos por Gas del Estado S.E.:** han sido valuados en función del precio de transferencia, menos las correspondientes depreciaciones acumuladas. Dicho valor de transferencia se determinó en función del precio pagado (U\$S 122.000.000) por el paquete mayoritario licitado (60% del capital social). Este precio también sirvió de base para determinar el valor del 40% restante del capital accionario. Al total del capital así calculado (U\$S 203.333.000), se le aplicó el tipo de cambio vigente a la fecha de la firma del CT para expresarlo en moneda local de curso legal (pesos), y así determinar el valor de los bienes de uso, dado que Gas del Estado S.E. no suministró a la Sociedad el costo histórico ajustado de dichos bienes. Los montos así determinados han sido reexpresados según lo explicado en la Nota 4.a).

Estos valores no superaron la valuación técnica realizada el 29 de noviembre de 1993 por un perito valuador independiente, en función a criterios establecidos por el ENARGAS.

Las depreciaciones acumuladas al cierre de cada periodo considerado fueron calculadas por el método de la línea recta, en función a la vida útil estimada en dicha valuación técnica para cada grupo homogéneo de bienes.

Al 31 de diciembre de 2011 no se ha concluido con la registración a nombre de la Sociedad de ciertos bienes registrables (esencialmente terrenos y edificios) recibidos de Gas del Estado S.E.

- (ii) **Adquiridos por la Sociedad con posterioridad al 28 de diciembre de 1992:** a su costo de adquisición reexpresado conforme a los criterios indicados en Nota 4.a), menos las correspondientes depreciaciones acumuladas, calculadas por el método de la línea recta en función de la vida útil estimada para cada grupo homogéneo de bienes.

El valor de incorporación al patrimonio de los sistemas de distribución (ramales de aproximación, estaciones de regulación y medición, redes de distribución, etc.), que fueron construidos y transferidos por terceros a la Sociedad, con el objeto de obtener la conexión al sistema, cuya operación y mantenimiento está a cargo de la Sociedad, surge de la evaluación económica de la explotación de los mismos. Dicha valuación también sirve de base para determinar la contraprestación a pagar a los usuarios, la cual se expresa en metros cúbicos de gas a bonificar a los clientes susceptibles de incorporarse a las redes transferidas en el plazo fijado para hacerlo, contabilizándose como una provisión (Bonificaciones a otorgar a clientes). Este criterio contempla lo requerido por la CNV con fecha 4 de agosto de 1995.

En relación con el criterio expuesto en el párrafo precedente, el ENARGAS, en el marco de sus Resoluciones N° 10/1993 y 44/1994, se ha expedido oportunamente en sucesivas resoluciones determinando, entre otros aspectos, el total de metros cúbicos de gas a bonificar para los años 1993, 1994 y 1995 a aquellos clientes que habiendo transferido a la Sociedad redes solventadas totalmente por ellos, no hubieran recibido contraprestación alguna. También estableció los metros cúbicos de gas a bonificar en promedio para los años 1996 a 2007 incluyendo el equivalente de otras contraprestaciones que pudieran haberse efectuado o se determinarían realizar. Si bien estos cálculos efectuados por el ENARGAS arrojaron valores similares al promedio calculado por la Sociedad en su

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

momento, estos valores han quedado desactualizados como consecuencia de la falta de ajuste de las tarifas de distribución y el incremento en el precio del gas.

El valor de las altas de los sistemas de distribución incorporadas durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, en las condiciones anteriormente descriptas, ascienden a 694 y 762, respectivamente.

Con fecha 9 de octubre de 2009, el ENARGAS emitió la Resolución N° 1/910, la cual fue publicada en el Boletín Oficial el 23 de octubre de 2009, en la cual deja sin efecto las Resoluciones N° 10/1993 y 44/1994 y define una metodología para realizar la evaluación económica de los proyectos, estableciendo que el aporte a efectuar por la Licenciataria deberá ser equivalente –como mínimo- al valor del negocio generado por la incorporación de dicho proyecto. Adicionalmente, establece para el período de transición -comprendido entre la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución y la fecha de entrada en vigencia del primer Cuadro Tarifario que surja del Proceso de Revisión Tarifaria Integral- valores mínimos a bonificar para aquellos proyectos que según la nueva metodología impliquen una contraprestación inferior a la determinada previamente por el ENARGAS mediante la Resolución 1356/99. La Sociedad ha presentado al ENARGAS un Recurso de Reconsideración, donde plantea las observaciones a la metodología de cálculo de la evaluación económica y solicita dejar la misma sin efecto, dado que desde 1999 las condiciones tenidas en cuenta para su elaboración no se ajustan al actual escenario de la emergencia pública dispuesta por Ley N° 25.561, y el congelamiento del margen del servicio de distribución que remunera el servicio prestado por la Licenciataria.

El valor de los bienes de uso no supera su valor recuperable, determinado en base a proyecciones de flujos de fondos que consideran los lineamientos derivados de los acuerdos suscriptos con la UNIREN y ratificados por el Poder Ejecutivo Nacional, mencionados en la Nota 3.3, que la Gerencia estima a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables como las más probables, y que comprenden, entre otros, estimaciones de ajustes a las tarifas vigentes a través del proceso de MMC y RTI descriptos en dicha nota.

La evolución de los bienes de uso se expone en el Anexo A.

f) Activos intangibles

Gastos de organización y otros: a su costo de adquisición reexpresado conforme a los criterios indicados en Nota 4.a) menos las correspondientes amortizaciones acumuladas, calculadas por el método de la línea recta considerando una vida útil no mayor de cinco años.

El valor de los activos intangibles, no supera su valor recuperable. La evolución de los activos intangibles se expone en el Anexo B.

g) Cargas fiscales

En este rubro se incluyen, entre otros:

- (i) **Impuestos a las ganancias y a la ganancia mínima presunta:** en virtud de la sanción de la Ley N° 25.063 se modificó el primero y se creó, por el término de diez ejercicios anuales, el segundo. El impuesto a la ganancia mínima presunta es complementario del impuesto a las ganancias, dado que, mientras este último grava la utilidad impositiva del ejercicio, el impuesto a la ganancia mínima presunta constituye una imposición mínima que grava la renta potencial de ciertos activos productivos a la tasa del 1%, de modo que 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 de cualquier excedente del impuesto a las ganancias sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La Sociedad determinó el impuesto a las ganancias aplicando la tasa vigente del 35% sobre la utilidad impositiva estimada al cierre de cada ejercicio, considerando el efecto de las diferencias temporarias entre el resultado contable y el impositivo y su posterior imputación a los resultados de los ejercicios en los cuales se produce la reversión de las mismas.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010 el crédito resultante del impuesto diferido ascendió a 4.800 y 3.888 respectivamente, y su composición fue la siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2011	Al 31 de diciembre de 2010
Créditos por ventas	1.865	1.821
Amortizaciones de bienes de uso y activos intangibles	(1.654)	(1.714)
Previsiones	4.199	3.159
Otros pasivos	390	622
Total	4.800	3.888

El efecto del impuesto diferido imputado a los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010 ascendió a 912 y 553 de ganancia, respectivamente.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, los importes determinados en concepto de impuesto a las ganancias fueron superiores al impuesto a la ganancia mínima presunta y se imputaron a los resultados de cada ejercicio en el rubro "Impuesto a las ganancias".

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, el impuesto a las ganancias determinado ascendió a 11.232 y 13.229 respectivamente.

El saldo del impuesto a las ganancias, neto de anticipos pagados, retenciones practicadas por clientes, saldo a favor de períodos anteriores y el impuesto a la ganancia mínima presunta, ascendió a 1.802 saldo a favor y 4.014 a pagar al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

El Gobierno Nacional con fecha 8 de abril de 1992, promulgó la Ley N° 24.073, la cual tenía el espíritu de reconocer los efectos derivados de la estabilidad que por entonces observaba la economía Argentina, estableciendo en su artículo 39 que a los fines de las actualizaciones de los valores previstos en la Ley N° 11.683 y en las normas de tributos regidas por la misma, los índices para el cálculo de los coeficientes deben tomar como límite máximo las variaciones operadas en los mismos hasta el mes de marzo de 1992 inclusive, provocando que el ajuste por inflación impositivo y la reexpresión de quebrantos impositivos acumulados en su caso, quedaran operativamente suspendidos.

Con fecha 08 de abril de 2011 la Sociedad entabló una acción declarativa de certeza e inconstitucionalidad contra el PEN y la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP"), solicitando la inaplicabilidad e inconstitucionalidad del Art. 39 de la Ley 24.073, Art 4 de la Ley 2.556, Art 5 del Decreto PEN 214/02 y de toda otra norma que haga inaplicable el mecanismo de ajuste por inflación previsto en la Ley 20.628, permitiendo que la Sociedad presente su Declaración Jurada del Impuesto a las ganancias del ejercicio 2010 conforme el mecanismo del ajuste por inflación y abone el impuesto bajo esa modalidad.

Adicionalmente, la Sociedad solicitó el dictado de una medida cautelar para presentar la Declaración Jurada aplicando el ajuste por inflación por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010, ya que de no llevarse a cabo este ajuste se estarían gravando ganancias nominales de la Sociedad y no los resultados realmente obtenidos, generando un impuesto confiscatorio que afecta el derecho de propiedad plasmado en la Constitución Nacional.

Con fecha 18 de abril de 2011, la medida cautelar fue concedida, previo otorgamiento de garantías por parte de la Sociedad.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La diferencia total de impuesto a pagar sujeta a la resolución judicial por el ejercicio fiscal 2010 asciende a 11.081.

Dado que la Sociedad ha determinado su Declaración Jurada correspondiente al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010 aplicando el mecanismo de ajuste por inflación impositivo previsto en la Ley de Impuesto a las ganancias y tratándose de un tema aún sujeto a resolución judicial definitiva en el futuro, la diferencia con respecto al importe que se hubiera pagado de no aplicar dicho ajuste ha sido clasificada en otros pasivos no corrientes al cierre del ejercicio.

A continuación se detalla la conciliación entre el impuesto a las ganancias cargado a resultados y el que resultaría de aplicar al resultado contable antes de impuestos la tasa impositiva correspondiente:

	<u>Al 31 de diciembre de 2011</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2010</u>
Impuesto a las ganancias calculado a la tasa legal (35%) sobre el resultado antes de impuestos	(6.649)	(8.941)
Diferencias permanentes	(69)	(117)
Reexpresión a moneda constante de activos no monetarios	<u>(3.602)</u>	<u>(3.618)</u>
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	<u>(10.320)</u>	<u>(12.676)</u>

El pasivo por impuesto diferido generado por el efecto del ajuste por inflación de los activos no monetarios, no reconocido por la Sociedad, asciende al cierre de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010 aproximadamente a 76.599 y 80.201, respectivamente. De haberse reconocido este pasivo diferido el cargo de impuesto a las ganancias para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010 hubiera disminuido en aproximadamente 3.602 y 3.618, respectivamente. La vida útil promedio restante de los activos no monetarios en cuestión es de aproximadamente 21 años. Se estima que este pasivo se revertirá totalmente a la finalización del plazo de la Licencia (Nota 2 c):

Año	2012	2013	2014 a 2020	2021 hasta finalizar la Licencia	Total
Reversión en valores nominales del pasivo	3.527	3.457	22.366	47.249	76.599

Con fecha 13 de diciembre de 2010 se realizó una Asamblea General Extraordinaria que aprobó la utilización de la opción prevista en el Artículo 6° de la RG N° 576/2010 y complementarias de la CNV, para reconocer el total del pasivo por impuesto diferido originado en la aplicación del ajuste por inflación sobre los bienes de uso con débito a la cuenta Ajuste de Capital, por el monto que surja de los Estados Contables de Publicación al 30 de septiembre de 2011, teniendo en cuenta que la mencionada Resolución preveía su aplicación en un plazo que no excediera al de finalización del “período de transición”, es decir, hasta el cierre del ejercicio inmediato anterior al primer período en que se apliquen por primera vez las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”).

Con fecha 24 de enero de 2012 la CNV emitió la Resolución General N° 600/2012, que resolvió que las sociedades emisoras licenciatarias de la prestación de servicios públicos de transporte y distribución de gas natural que están autorizadas a hacer oferta pública de sus valores negociables, no deberán presentar sus estados financieros con base en las NIIF sino hasta aquellos ejercicios que se inicien a partir del 01 de enero de 2013. Por lo tanto el nuevo periodo de transición pasa a ser el 31 de diciembre de 2012.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Teniendo en cuenta lo expresado en el párrafo anterior, el Directorio de la Sociedad decidió, ad referendum de la decisión de la Asamblea que apruebe los presentes Estado Contables, no dar efecto contable a la decisión de la Asamblea de Accionistas del 13 de diciembre de 2010 ya mencionada por la ocurrencia de un hecho nuevo, no conocido a la fecha de la toma de la mencionada decisión, difiriendo la contabilización de dicho pasivo por impuesto diferido a efectuarse dentro del nuevo plazo de finalización del “periodo de transición”.

El impuesto a la ganancia mínima presunta correspondiente al ejercicio fiscal finalizado al 31 de diciembre de 2010 excedió al impuesto a las ganancias determinado en 578. Dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del impuesto a las ganancias sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

- (ii) **Impuesto sobre los bienes personales:** Como consecuencia de la sanción de la Ley N° 25.585, se amplió la aplicación de este impuesto respecto de las participaciones en sociedades regidas por la Ley N° 19.550 estableciendo que el gravamen correspondiente a las acciones o participaciones en el capital de éstas últimas, sea liquidado o ingresado por ellas adquiriendo el derecho al reintegro, por parte de los socios accionistas gravados, de los importes abonados. El gravamen se limita a los titulares que sean personas físicas y/o sucesiones indivisas domiciliadas en el país o en el exterior, y/o sociedades y/o cualquier otro tipo de persona de existencia ideal domiciliada en el exterior, y se calculó aplicando la alícuota 0,50% sobre el valor patrimonial proporcional al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
- (iii) **Impuesto al valor agregado:** las posiciones netas ascienden a 157 a favor y 1.601 a pagar al 31 de diciembre de 2011 y 2010 respectivamente.
- (iv) **Impuesto a los ingresos brutos:** las ventas de la Sociedad están alcanzadas por el impuesto a los ingresos brutos, el cual promedió aproximadamente el 2,71% y el 2,84% de las mismas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

h) Previsiones

(i) Deducidas del activo:

Sobre créditos por ventas y otros créditos: se han constituido para reducir la valuación de los mismos en base al análisis y a las estimaciones de los créditos de cobro dudoso al cierre de cada ejercicio.

(ii) Incluidas en el pasivo:

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.

Se valoraron a la mejor estimación posible de las sumas a pagar descontadas, utilizando las tasas que correspondan según lo indicado por las normas contables vigentes, en la medida que sus efectos fueran significativos.

La evolución de las provisiones se expone en el Anexo E.

i) Cuentas del patrimonio neto

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Se encuentran reexpresadas conforme a los criterios indicados en la Nota 4.a), excepto la cuenta Capital Social - Valor Nominal -, cuyo ajuste se expone en la cuenta Capital Social - Ajuste del Capital -.

j) Cuentas del estado de resultados

Las cuentas que acumulan operaciones monetarias ocurridas en el ejercicio se valuaron a los importes originales de cada partida. Los cargos por consumos de activos no monetarios se computaron en función al costo original al momento de su imputación reexpresado según lo indicado en la Nota 4.a).

Las ganancias y pérdidas financieras se exponen a valores nominales.

k) Estimaciones Contables

La preparación de los Estados Contables a la fecha de cierre del ejercicio, requiere que la Sociedad realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados y los pasivos y activos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. Las mismas son utilizadas en casos tales como, la determinación de provisiones para deudores incobrables y contingencias, reconocimiento de ingresos por servicios prestados aún no facturados, depreciaciones, y determinación del valor recuperable de los bienes de uso. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes Estados Contables, pudiendo afectar, entre otras, las conclusiones actuales de la Gerencia sobre los valores recuperables de sus activos al 31 de diciembre de 2011.

NOTA 6 - DETALLE DE LOS PRINCIPALES RUBROS DE LOS ESTADOS CONTABLES

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

A continuación se indica la composición de los principales rubros de los Estados Contables a las fechas de cierre indicadas:

Estado de Situación Patrimonial

Activo Corriente	Al 31 de diciembre de 2011	Al 31 de diciembre de 2010
a) Caja y bancos		
Caja y bancos en Moneda Nacional	5.462	4.802
Caja y bancos en Moneda Extranjera (Anexo G)	79	150
	5.541	4.952
b) Créditos por ventas		
Deudores comunes (Nota 8.a)	35.682	31.379
Fondo subsidio Malargüe	1.348	2.223
Previsión para deudores de cobro dudoso (Anexo E)	(8.610)	(8.468)
	28.420	25.134
c) Otros créditos		
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 (Nota 9)	190	188
Partes relacionadas (Nota 9)	150	276
Gastos pagados por adelantado	784	688
Créditos con el personal	445	307
Créditos impositivos (Nota 5.g)	2.730	730
Diversos	2.456	2.559
Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	(313)	(344)
	6.442	4.404
d) Otros activos		
Depósito judicial	627	627
Cuenta corriente especial de disponibilidad restringida	422	420
	1.049	1.047
Activo No Corriente		
e) Créditos por ventas		
Convenios a recuperar (Nota 5.b)	497	497
Previsión para deudores de cobro dudoso (Anexo E)	(497)	(497)
	-	-
f) Otros créditos		
Gastos pagados por adelantado	382	546
Créditos con el personal	8	36
Créditos impositivos (Nota 5.g)	4.800	3.888
Diversos	48	-
	5.238	4.470
Pasivo Corriente	Al 31 de diciembre	Al 31 de diciembre

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

	de 2011	de 2010
g) Cuentas a pagar		
Por suministro y transporte de gas (Nota 8.b)	11.087	16.320
Otros proveedores de bienes y servicios	17.776	13.621
Partes relacionadas en Moneda Nacional (Nota 9)	881	985
Partes relacionadas en Moneda Extranjera (Nota 9 – Anexo G)	-	4
	29.744	30.930
h) Remuneraciones y cargas sociales		
Sueldos y Cargas Sociales a Pagar	2.425	2.035
Gratificaciones	2.009	1.850
Bono de participación empleados	37	79
Indemnizaciones	1.049	1.132
Vacaciones	3.070	2.427
	8.590	7.523
i) Otros pasivos		
Bonificaciones a otorgar a clientes (Nota 5.e)	1.203	1.552
Bonificaciones a otorgar a clientes a pagar por la Provincia de Mendoza (1)	419	419
Programa de racionalización del uso del gas	78	78
Cargo Gasoducto Norte Nación Fideicomiso S.A.	12.494	9.175
Partes relacionadas (Nota 9)	82	72
Diversos	36	34
	14.312	11.330
Pasivo No Corriente		
j) Otros pasivos		
Bonificaciones a otorgar a clientes (Nota 5.e)	2.420	1.966
Deudas por redes cedidas por municipios	399	413
Acción Declarativa – Ajuste por Inflación (Nota 5.g)	11.081	-
	13.900	2.379

(1) Estas bonificaciones van a ser pagadas a los clientes con los depósitos efectuados por la Provincia de Mendoza en una cuenta corriente especial a nombre de la Sociedad destinada exclusivamente a dicho fin. El saldo de la misma, se expone en el rubro "Otros activos" del activo corriente.

	Al 31 de diciembre de 2011	Al 31 de diciembre de 2010
Estado de resultados		
k) Ventas		
Ventas brutas (Nota 8.a)	240.830	223.133
Otras ventas	11.903	10.384
	252.733	233.517

NOTA 7 - APERTURA POR PLAZOS DE COLOCACIONES DE FONDOS, CREDITOS Y PASIVOS

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Al 31 de diciembre de 2011 la apertura por plazos de vencimiento de colocaciones de fondos, créditos y pasivos es la siguiente:

	Colocaciones de fondos	Créditos (1)	Pasivos (2)
SIN PLAZO	-	96	11.081
DE PLAZO VENCIDO			
Anteriores a 2000	-	1.326	233
Entre enero y diciembre de 2000	-	561	117
Entre enero y diciembre de 2001	-	1.111	121
Entre enero y diciembre de 2002	-	468	189
Entre enero y diciembre de 2003	-	101	267
Entre enero y diciembre de 2004	-	65	351
Entre enero y diciembre de 2005	-	141	353
Entre enero y marzo de 2006	-	-	96
Entre abril y junio de 2006	-	6	75
Entre julio y setiembre de 2006	-	15	72
Entre octubre y diciembre de 2006	-	111	134
Entre enero y marzo de 2007	-	9	29
Entre abril y junio de 2007	-	43	100
Entre julio y setiembre de 2007	-	64	79
Entre octubre y diciembre de 2007	-	45	213
Entre enero y marzo de 2008	-	1	158
Entre abril y junio de 2008	-	20	121
Entre julio y setiembre de 2008	-	102	177
Entre octubre y diciembre de 2008	-	37	146
Entre enero y marzo de 2009	-	35	197
Entre abril y junio de 2009	-	1	132
Entre julio y setiembre de 2009	-	105	241
Entre octubre y diciembre de 2009	-	363	185
Entre enero y marzo de 2010	-	432	205
Entre abril y junio de 2010	-	560	174
Entre julio y setiembre de 2010	-	511	157
Entre octubre y diciembre de 2010	-	65	236
Entre enero y marzo de 2011	-	656	194
Entre abril y junio de 2011	-	676	338
Entre julio y setiembre de 2011	-	1.744	936
Entre octubre y diciembre de 2011	-	4.876	6.366
Total de plazo vencido	-	14.250	12.392
DE PLAZO A VENCER			
Entre enero y marzo de 2012	91.294	24.993	40.069
Entre abril y junio de 2012	262	2.421	597
Entre julio y setiembre de 2012	174	263	1.364
Entre octubre y diciembre de 2012	157	1.762	2.872
Con posterioridad al 2012	1.279	5.735	2.819
	93.166	35.174	47.721
(a)	93.166	(b) 49.520	(c) 71.194

(1) Comprende el total de créditos excluidas las provisiones.

(2) Comprende el total del pasivo excluidas las provisiones.

Tasas de interés:

(a) El 100% devenga intereses.

(b) Aproximadamente un 66% es susceptible de devengar intereses de acuerdo con las regulaciones descriptas en Nota 2. El resto no devenga intereses.

(c) Aproximadamente un 10% es susceptible de devengar intereses. El resto no devenga intereses.

NOTA 8 - CONCENTRACION DE OPERACIONES

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

a) Clientes:

Los consumos de gas de clientes residenciales fluctúan a lo largo del año, incrementándose significativamente en la época invernal. Si bien la facturación de gas a estos clientes es poco significativa en función de los importes considerados individualmente, la misma representó aproximadamente el 65% y el 65% de las ventas brutas de la Sociedad, en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

Las ventas restantes corresponden principalmente a industrias, usinas, subdistribuidores y GNC. Los consumos de gas de algunas industrias y usinas se efectúan bajo condiciones de servicio que establecen la interrumpibilidad del mismo, lo que básicamente se verifica en el ejercicio invernal.

b) Proveedores:

Los principales costos de distribución de gas están representados por adquisiciones de gas a productores y su posterior transporte hasta el sistema de distribución de gas de la Sociedad (Anexo F).

Los principales proveedores son T.G.N. S.A. (Nota 11) e YPF S.A.

Los saldos a favor de estos proveedores al 31 de diciembre de 2011 y 2010 respectivamente son los siguientes:

	<u>Al 31 de diciembre de 2011</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2010</u>
YPF S.A.	2.347	4.565
T.G.N. S.A.	2.663	1.409
Total	5.010	5.974
% que representa sobre el total de cuentas a pagar	17%	19%

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, la Sociedad ha realizado con ambos proveedores las siguientes operaciones:

	<u>Al 31 de diciembre de 2011</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2010</u>
Compra de gas a YPF S.A.	50.464	42.486
Transporte realizado por T.G.N. S.A.	21.024	19.195
Total	71.488	61.681
% que representa sobre el total de compras y gastos	27%	27%

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTA 9 - SOCIEDAD CONTROLANTE. SALDOS Y OPERACIONES CON SOCIEDADES ART. 33 LEY N° 19.550 Y PARTES RELACIONADAS

Inversora de Gas Cuyana S.A. es titular de las acciones clase "A" de la Sociedad, lo que le permite ejercer el control de la misma en los términos del Art. 33 de la Ley N° 19.550 al poseer el 51% del capital ordinario y de los votos posibles en las asambleas de accionistas. El objeto social de Inversora de Gas Cuyana S.A. es la participación en el capital social de la Sociedad, y su domicilio es Av. Corrientes 545, 8° piso frente, Buenos Aires.

Al 31 de diciembre de 2011 los accionistas de la Sociedad Controlante, Inversora de Gas Cuyana S.A., son ENI S.p.A. ("ENI") (76%) y E.ON España SL ("E.ON"), -una compañía perteneciente al grupo E.ON AG (24%) (Nota 10. a) y c)).

Los saldos de créditos y deudas con sociedades comprendidas en el Art. 33 de la Ley N° 19.550 y Partes Relacionadas al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

DENOMINACION	OTROS CREDITOS	
	Al 31 de diciembre de 2011	Al 31 de diciembre de 2010
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550:		
Corriente		
ENI S.p.A.	190	188
Total Sociedades Art. 33	190	188
Partes relacionadas:		
Corriente		
Società Italiana per il Gas per Azioni ("ITALGAS") (Nota 10)	-	70
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	110	158
Directores y Personal Gerencial	40	48
Total Partes Relacionadas	150	276
Total	340	464

DENOMINACION	CUENTAS A PAGAR	
	Al 31 de diciembre de 2011	Al 31 de diciembre de 2010
Partes relacionadas:		
Corriente		
ENI Corporate University (Anexo G)	-	4
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	881	985
Total Partes Relacionadas	881	989

DENOMINACION	OTROS PASIVOS	
	Al 31 de diciembre de 2011	Al 31 de diciembre de 2010
Partes relacionadas:		
Corriente		
Directores	82	72
Total Partes Relacionadas	82	72

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, la Sociedad ha realizado las siguientes operaciones con sociedades comprendidas en el Art. 33 de la Ley N° 19.550 y partes relacionadas [ingresos (egresos)]:

OPERACIONES	VINCULO	POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL	
		31 de diciembre de 2011	31 de diciembre de 2010
Prestación de servicios			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(9.033)	(6.980)
ENI Corporate University	Relacionada	-	(6)
Total		(9.033)	(6.986)
Remuneraciones			
Directores y Personal Gerencial	Relacionada	(5.952)	(3.990)
Total		(5.952)	(3.990)
Gastos operativos			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(2.045)	(1.628)
Total		(2.045)	(1.628)
Recupero de costos y otros			
ENI	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	1	1
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	88	81
Total		89	82
Total operaciones		(16.941)	(12.522)

NOTA 10 - CAPITAL SOCIAL

a) Evolución del capital social

La Sociedad fue constituida el 24 de noviembre de 1992 con un capital social de 12, que fue inscripto en el Registro Público de Comercio.

La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas N° 1 del 28 de diciembre de 1992 aprobó un aporte irrevocable para futuras suscripciones de capital por un valor nominal de 201.503 y decidió la capitalización parcial de dicho aporte por un valor nominal de 161.203. Dicho aumento de capital fue inscripto en la Inspección General de Justicia.

La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas celebrada el 29 de agosto de 1994 decidió la capitalización del saldo del aporte irrevocable (valor nominal más su ajuste integral al 31 de diciembre de 1994) de 41.136, manteniéndose las proporciones entre las distintas clases de acciones.

Como consecuencia de esta capitalización, el valor nominal del capital emitido asciende a 202.351 equivalente a 202.351.288 acciones ordinarias y escriturales de valor nominal pesos uno y con derecho a un voto por acción. Dicho aumento de capital fue inscripto en el Registro Público de Comercio el 25 de abril de 1995.

Con fecha 3 de diciembre de 2004 la Sociedad informó a la CNV sobre el proceso de escisión-fusión parcial de ITALGAS a favor de ENI, sociedad ésta controlante de ITALGAS al 100%, en virtud de la cual se transfiere al ENI la totalidad de las participaciones de ITALGAS en Inversora de Gas Cuyana S.A. y Distribuidora de Gas Cuyana S.A. Con fecha 11 de marzo de 2005 el ENARGAS mediante nota ENRG/GAL/GD y E/D N° 1.637 autorizó a ENI a poseer en forma directa las acciones que ITALGAS detenta en la Sociedad y en Inversora de Gas Cuyana S.A.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Con fecha 14 de abril de 2005 la Sociedad recibió sendas notas de ITALGAS e Inversora de Gas Cuyana S.A. comunicando en ambos casos que, en cumplimiento del Art. 215 de la Ley N° 19.550 y del Art. 2 de la Ley N° 24.587, han quedado transferidas (libre de todo gravamen) a ENI la totalidad de las acciones que ITALGAS posee en la Sociedad e Inversora de Gas Cuyana S.A. (Nota 9).

El 4 de enero de 2010, la Sociedad fue notificada respecto de la concreción de una transferencia de acciones dentro del grupo E.ON AG – Alemania, que con motivo de una reorganización interna, dispuso la transferencia de las tenencias accionarias de LG&E en la Sociedad y en su Inversora a favor de E.ON España SL (“E.ON”) –también perteneciente al grupo E.ON AG-, cumpliéndose a esos fines los recaudos legales y regulatorios pertinentes.

La composición accionaria de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Accionistas	Cantidad de Acciones	Clase	Porcentaje
Inversora de Gas Cuyana S.A.	103.199.157	A	51,00
E.ON	4.370.788	B	2,16
ENI	13.840.828	B	6,84
Programa de Propiedad Participada	20.235.129	C	10,00
Otros (1)	60.705.386	B	30,00
Total	202.351.288		100,00

(1) Corresponde a los tenedores de las acciones ofrecidas a la venta mediante oferta pública.

De conformidad con lo dispuesto en la Licencia, la Sociedad sólo podrá reducir voluntariamente su capital, rescatar sus acciones o efectuar distribución de su patrimonio neto, con excepción del pago de dividendos de conformidad con la Ley N° 19.550, previa conformidad del ENARGAS.

b) Oferta pública de acciones

De acuerdo con lo previsto en el Contrato de Transferencia, en agosto de 1999 el Gobierno de la Provincia de Mendoza ofreció a la venta, mediante oferta pública y cotización en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, su 30% de participación en el capital social de la Sociedad, representado por 60.705.386 acciones Clase "B".

La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 16 de setiembre de 1999 ratificó la decisión aprobada en similar asamblea del 29 de agosto de 1994, respecto del ingreso de la Sociedad al régimen de oferta pública de acciones y la cotización de sus acciones representativas del capital social en la CNV y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. El 26 de agosto de 1999 la CNV, mediante Resolución N° 12.963, autorizó el ingreso de la Sociedad al régimen de oferta pública de la totalidad de las acciones que componen su capital social.

La Sociedad está obligada a mantener en vigencia la autorización de oferta pública del capital social y su autorización para cotizar en mercados de valores autorizados en la República Argentina, como mínimo, durante el término de quince años contados a partir de los respectivos otorgamientos.

c) Limitación a la transmisibilidad de las acciones de la Sociedad

El estatuto de la Sociedad establece que se deberá requerir la aprobación previa del ENARGAS para transferir las acciones ordinarias Clase “A” (representativas del 51% del capital social). El pliego prevé que dicha aprobación previa podrá ser otorgada siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- la venta comprenda el 51% del capital social 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;
- el solicitante acredite que mediante la misma no desmejorará la calidad de la operación del servicio licenciado.

d) Programa de Propiedad Participada

El 10% del capital social, representado por las acciones de Clase “C” se encuentra en poder del Programa de Propiedad Participada (“PPP”). Dicho programa se creó para beneficiar particularmente al personal transferido de Gas del Estado S.E. que prestaba servicios para la Sociedad al momento de la transferencia de acciones. En febrero de 1994 las acciones se adjudicaron fijándose como precio de venta \$1,25 por acción, las mismas podrán transformarse en Clase “B” una vez que los beneficiarios de dicho programa hayan cancelado la deuda con el Estado. El precio de las acciones es pagado por los empleados con el 100% de los dividendos que devenguen las mismas y con hasta el 50% de los importes que la Sociedad les abone en concepto de Bonos de Participación en las ganancias para el personal en relación de dependencia.

Estas acciones Clase “C” permanecen a nombre del Banco Fideicomisario, prendadas a favor del Estado vendedor, hasta la cancelación del precio y la liberación de la prenda. Los bonos son personales, intransferibles y caducan con la extinción de la relación laboral, cualquiera sea su causa, no dando derecho a acrecer a los empleados que permanecen en la Sociedad.

El estatuto de la Sociedad prevé la emisión de Bonos de Participación para el Personal en los términos del Art. 230 de la Ley N° 19.550, de forma tal de distribuir entre los empleados de la Sociedad el 0,5% de la utilidad neta del ejercicio, que de corresponder se provisiona dentro del rubro “remuneraciones y cargas sociales” al cierre de cada ejercicio.

NOTA 11 - CONTRATOS Y OBLIGACIONES ASUMIDOS POR LA SOCIEDAD

Salvo lo indicado en estos Estados Contables, la Sociedad no sucede a Gas del Estado S.E. a título universal ni particular en sus deudas, obligaciones y responsabilidades contingentes. Las contingencias anteriores al momento de la toma de posesión son soportadas por Gas del Estado S.E., siguiendo las normas establecidas en el CT.

A continuación se detallan los principales contratos cedidos por Gas del Estado S.E. vigentes y los acuerdos celebrados por la Sociedad con posterioridad a la toma de posesión:

a) Contratos cedidos por Gas del Estado S.E. según el CT:

De los contratos operativos cedidos a favor de la Sociedad mediante el Anexo XV del CT, sólo se encuentra vigente a la fecha de cierre de los presentes Estados Contables, el contrato de transporte firme con Transportadora de Gas del Norte S.A. (T.G.N. S.A.).

b) Acuerdos celebrados con posterioridad a la toma de posesión:

Con el objeto de garantizar el adecuado abastecimiento y transporte de gas de acuerdo con los términos de la Licencia, la Sociedad ha celebrado los siguientes acuerdos a mediano y largo plazo:

(i) Acuerdos de compra de gas

Con fecha 14 de junio de 2007 se publicó la Resolución SE N° 599/2007 que homologa la Propuesta para el “Acuerdo 2007-2011” tendiente a la satisfacción de la demanda de gas natural del mercado interno. En él se establecen los mecanismos para asegurar el abastecimiento de gas natural por los

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

volúmenes comprometidos por los Productores en el “Acuerdo 2007-2011” y por los faltantes de gas para los casos en que la demanda interna supere los volúmenes comprometidos.

Entre los principales aspectos del “Acuerdo 2007-2011” se citan los siguientes: i) el compromiso de los Productores Firmantes (“PF”) de entregar un volumen diario de gas natural equivalente al consumo promedio mensual 2006 más el crecimiento vegetativo; ii) no define el precio “base” del gas para la demanda prioritaria ni los criterios para su actualización a futuro, pero establece que las partes (SE y PF) acuerdan discutir la segmentación del precio, bajo el principio de propender a una más rápida adecuación a precios de mercado de la parte de la demanda con mayor capacidad de pago; iii) cualquier PF puede dar por concluida su participación en el “Acuerdo 2007-2011” en cualquier momento; iv) cualquier productor podrá adherirse al “Acuerdo 2007-2011” durante la vigencia del mismo; v) los PF deberán ofrecer a las distribuidoras celebrar acuerdos de compraventa en los términos y condiciones del “Acuerdo 2007-2011” y vi) si los PF no alcanzan acuerdos con las distribuidoras, se asignará como arreglo de suministro los compromisos asumidos en el “Acuerdo 2007-2011”, para el abastecimiento a tales licenciatarias.

Dado que esta resolución modifica sustancialmente las condiciones estipuladas en la Licencia para la adquisición de gas natural a los productores, atribuyendo a la SE la potestad de ser quien define las condiciones de la provisión de gas natural, la Sociedad ha puesto en conocimiento del ENARGAS y de la SE sus observaciones, señalando que: (i) las cantidades de gas previstas en los Anexos del “Acuerdo 2007-2011” resultan insuficientes para el abastecimiento de la demanda prioritaria, por cuanto se tomó como base la demanda promedio mensual en lugar de los picos diarios que caracterizan esta demanda; (ii) el invierno de 2006 tomado como referencia no es representativo ya que fue un año excepcionalmente cálido; (iii) tampoco la estacionalidad del año 2006 es representativa de lo ocurrido en los años 2007 hasta el 2010 y de lo que pudiera ocurrir en el año 2011; y (iv) no se fijan precios ciertos para el gas a ser adquirido para la demanda prioritaria.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables, el abastecimiento de gas natural a las distribuidoras para cubrir la demanda prioritaria opera totalmente bajo el esquema de arreglos de suministros determinados mensualmente por la SE en función de la Resolución SE N° 599/2007 y complementados con los re-direccionamientos previstos en la Resolución ENARGAS N° I-1410/2010, y ello en virtud de que no fue posible formalizar acuerdos entre productores y distribuidoras. En este contexto la Sociedad no registra acuerdos vigentes con productores de gas, ya que ningún productor compromete las cantidades requeridas ante la incertidumbre de disponibilidad efectiva de los volúmenes y de los precios aplicables.

Con fecha 29 de diciembre de 2011, ante el inminente vencimiento (al 31 de diciembre de 2011) del Acuerdo 2007-2011, la SE emitió la Resolución SE N° 172/2011 (publicada en el Boletín Oficial el 05 de enero de 2012) que extiende temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución SE N° 599/2007, para la configuración de las obligaciones de suministro de gas natural oportunamente establecidas en el marco del Acuerdo 2007-2011, hasta que se produzca el dictado de las medidas que las reemplacen.

Desde 1998 se viene registrando una declinación permanente de la producción de gas natural de los yacimientos de Cerro Mollar y Puesto Rojas, que han abastecido históricamente a la localidad de Malargüe. Esta situación originó constantes acciones por parte de esta Licenciataria a los fines de mantener la continuidad del servicio público, tales como la conversión parcial de las redes de distribución a GLP, y posteriormente la instalación de una planta de propano aire, sistema mediante el cual actualmente se abastece exclusivamente con GLP vaporizado y vaporizado indiluido a la

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

totalidad de los clientes (Residenciales, Comerciales, Industrias y Hotelería), con excepción de la estación de carga de GNC, único cliente que, en condición interrumpible, continúa siendo abastecido mediante el gas natural proveniente de los citados yacimientos .

En lo que respecta a las fuentes de abastecimiento de gas natural, el sistema de producción cuenta con una planta de deshidratación y compresión la cual durante la gestión de Gas del Estado SE (GdE), y hasta 1996, fue operada por distintas empresas productoras locales por tratarse de una actividad inherente a la etapa primaria de la industria (producción, captación y tratamiento de gas) de responsabilidad de las empresas petroleras.

Dicha instalación no integró los activos transferidos a la Sociedad, el contrato de operación entre GdE y el productor no fue cedido a la Sociedad, y el costo correspondiente a la operación y el mantenimiento no fue contemplado en las tarifas de distribución aplicables a la subzona Malargüe.

Ante la sensible reducción de los volúmenes de gas natural entregados por estos yacimientos y por haberse tornado totalmente ineficiente tanto técnica como económicamente la operación de la planta compresora para estos caudales, se notificó a la estación de GNC que a partir del 30 de abril de 2007 la Sociedad cesaba la operación de dicha planta y consecuentemente no continuaría con el transporte y distribución del gas natural a la estación de GNC. El ENARGAS, a pesar de reconocer el derecho de la Sociedad a la compensación por los mayores costos de operación y mantenimiento de la planta compresora de Cerro Mollar, intimó a la Sociedad a mantener la plena continuidad del servicio licenciado, bajo apercibimiento de iniciar el procedimiento sancionatorio que el eventual incumplimiento pudiere generar. La Sociedad interpuso un Recurso de Reconsideración. En cumplimiento de dicha intimación, la Sociedad ha continuado realizando las operaciones de tratamiento y compresión del gas, como así también su posterior distribución a la estación de carga de GNC. Dado que el ENARGAS ha reconocido el derecho a la compensación de los mayores costos de operación y mantenimiento de dicha planta, la Sociedad requirió que se dispongan los trámites comprometidos que se encuentren pendientes; reservándose el derecho de adoptar las medidas que resulten necesarias para impedir el agravamiento de los daños resultantes a su patrimonio.

Luego el 5 de julio de 2007 el ENARGAS comunicó a la Sociedad su Resolución N° 030/2007 por la que desestima el Recurso de Reconsideración interpuesto por la Sociedad. En los considerandos de esta resolución se destaca que "...el hecho de no haberse realizado hasta el momento ninguna RTI no invalida la afirmación de que el ámbito propicio para el eventual reconocimiento de los gastos incurridos por la operación y mantenimiento de la Planta sea el de una RTI..." y que "...la realización de la RTI de Cuyana se encuentra supeditada a la culminación exitosa de la renegociación en curso que se desarrolla entre esa Distribuidora y la UNIREN, trámite éste que en esta instancia se encuentra fuera de la esfera de responsabilidad del ENARGAS..."

Tal lo mencionado en la Nota 3.3) de los presentes Estados Contables, el 20 de setiembre de 2007 la Sociedad presentó un recurso judicial directo contra dicha resolución ante la CNACAF. Mediante la sentencia del 12 de mayo de 2011, el tribunal tomó en consideración que no corresponde que se calculen las nuevas tarifas con prescindencia del proceso de revisión tarifaria ordenado por los acuerdos celebrados del proceso de renegociación, respecto de los cuales "se evidencia una situación de demora administrativa cuyo pronto despacho corresponde ordenar", y que "corresponde otorgar un plazo de 60 días hábiles administrativos a fin de que la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del MINPLAN tome la intervención que le compete. Cumplido ello se procederá a devolver las actuaciones al ENARGAS quien luego de verificar el cumplimiento de los recaudos establecidos en el Acuerdo Transitorio mencionado deberá pronunciarse acerca de la adecuación de tarifas según el Régimen Tarifario de Transición previsto en el plazo de 60 días hábiles administrativos". El

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ENARGAS ha presentado un Recurso Extraordinario Federal. A su vez, el MPFIPyS presentó un pedido de nulidad de todo lo actuado que la Sociedad ha contestado el 13 de octubre de 2011.

Con relación al abastecimiento propiamente dicho de GLP en la subzona Malargüe, se continuó operando con normalidad la planta de inyección de propano indiluido para la sustitución de volúmenes de gas natural, como solución al problema de la creciente declinación de los pozos productores de gas que abastecen a dicha localidad. Por Ley N° 26.019 del 2 de marzo de 2005 se dispuso una prórroga por 10 años del Acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido. Dicho acuerdo de abastecimiento tiene por objeto asegurar la estabilidad de las condiciones de tal abastecimiento en las redes actualmente en funcionamiento en todo el territorio de la República Argentina, que se encuentren debidamente registradas por la Autoridad Regulatoria, como consecuencia del comportamiento del precio internacional del gas propano -referente básico del precio mayorista interno- y el precio de ese producto incorporado en las tarifas de distribución de gas por redes aprobadas por el ENARGAS.

Los productores están asignando las cantidades confirmadas por el ENARGAS, coincidentes con las solicitadas por la Sociedad y que surgen del Acuerdo de Abastecimiento de GLP firmado por los productores y la SE para el período mayo 2010 – abril 2011. A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables no ha sido firmado aún el Acuerdo de Abastecimiento de GLP para el periodo mayo 2011 – abril 2012.

Desde octubre de 2003 la Sociedad comenzó a percibir el subsidio establecido por el Art. 75 de la Ley N° 25.565, para financiar las compensaciones tarifarias por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales y de GLP del Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza, entre otras regiones consideradas por la disposición.

(ii) Acuerdos de transporte de gas

El 30 de octubre de 1997 el contrato transferido originalmente por el CT se prorrogó hasta el año 2013 y se repactaron las opciones para reducir la capacidad contratada. Simultáneamente, la Sociedad acordó capacidad firme sobre el gasoducto Centro-Oeste, cubriendo las necesidades de demanda en forma escalonada.

En diciembre de 1998 se celebró un nuevo acuerdo con T.G.N. S.A. por el cual se amplió en forma escalonada la capacidad de transporte, cuyo vencimiento operará el 30 de abril de 2014. En octubre de 1999, se amplió nuevamente esta capacidad de transporte con compromisos asumidos hasta el 31 de mayo de 2015. A partir del mes de mayo de 2003, se incrementó por el término de doce meses la capacidad contratada firme de transporte en 100.000 m³/día adicionales.

Con fecha 4 de marzo de 2005 la Sociedad firmó un contrato con T.G.N. S.A. por un servicio de compresión por diez años para elevar la presión mínima de los volúmenes (500.000 m³/día) derivados hacia el ramal La Mora - San Rafael de 40 kg/cm² a 50 Kg/cm² durante el ejercicio invernal de cada año.

Al cierre de los presentes Estados Contables la Sociedad cuenta con un total de 4.45 MM m³/día de capacidad de transporte firme contratada con T.G.N. S.A.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Los precios del servicio de transporte se encuentran sujetos a los ajustes resultantes del AT firmado por T.G.N.S.A. y de las revisiones tarifarias quinquenales. Cualquier cambio en la tarifa de transporte podrá trasladarse a la tarifa de venta de la Sociedad, previa autorización del ENARGAS (Nota 3).

El compromiso mínimo acordado por la Sociedad asciende, en base a las tarifas vigentes, a aproximadamente 108,48 millones entre el 1° de enero de 2012 y el 30 de abril de 2017 (Nota 3), distribuidos en distintos ejercicios medidos en años de la siguiente manera:

2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
(EN MILLONES DE \$ -Nota 3-)						
20,34	20,34	20,34	20,34	20,34	6,78	108,48

Bajo ciertas circunstancias establecidas en los acuerdos y en el reglamento de servicio de T.G.N. S.A., la Sociedad puede reducir su compromiso mínimo asumido.

La Dirección de la Sociedad estima que no se producirán pérdidas derivadas del cumplimiento de estos acuerdos.

El Gobierno Nacional creó el programa denominado “Fideicomisos de Gas - Fideicomisos Financieros” para obras de expansión y/o extensión en transporte y distribución de gas, mediante la Resolución N° 185/2004 del MPFIPyS, en el marco de lo dispuesto en el Artículo 2° de la Ley del Gas. El 19 de julio de 2004 T.G.N. S.A. comunicó a la Sociedad el resultado del Concurso Abierto N° 01/2004 (“CA01”) para la ampliación de capacidad de transporte firme del Gasoducto Centro Oeste, por el cual se le adjudica a la Sociedad la disponibilidad de 531.497 m³/día hasta abril de 2028, sobre un total de 2,4 MMm³/día que la Sociedad requiriera oportunamente mediante una Oferta Irrevocable de Transporte Firme.

Dado que el Gobierno no implementó el financiamiento original previsto, la SE se abocó a obtener dicho financiamiento principalmente a través de productores de gas natural e instituciones financieras. Luego de diversas instancias y a pesar de las gestiones realizadas por la Sociedad y los Gobiernos de las Provincias de Mendoza y San Juan, T.G.N. S.A. dio por cerrado el CA01 sin que se incluyera la expansión del gasoducto Centro Oeste por falta de financiamiento.

El ENARGAS, mediante Nota N° 1.989/2005 del 22 de marzo de 2005, determinó que el Cargo por Fideicomiso Gas fuera prorrateado a todos los cargadores firmes de las Transportadoras, y los clientes de las distribuidoras y subdistribuidoras con excepción de las categorías Residencial, SGP1 y 2, aunque tales clientes se abastezcan del Gasoducto Centro Oeste (“GCO”) que no se ha expandido (como es el caso de los clientes de la Sociedad). Por lo tanto, los clientes de los sistemas de transporte y distribución contribuyen al repago del incremento de capacidad, actuando la Sociedad, en lo concerniente a distribución sólo como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., de acuerdo a la normativa emitida por las autoridades competentes.

Para suplir la falta de expansión del GCO, y dando cumplimiento a lo comprometido con el Gobierno Nacional, YPF S.A. celebró con la Sociedad un convenio de comercialización de capacidad de transporte firme de 531.497 m³/día para los inviernos 2005 y 2006. Con el mismo objetivo, el ENARGAS, mediante Resolución N° 3.773/2007, reasignó a favor de la Sociedad por el plazo de un año a partir del 18 de mayo de 2007, capacidad de transporte en firme por un volumen de 531.497 m³/día. Con el objetivo de prorrogar dicha reasignación para el invierno 2008, el ENARGAS - mediante orden regulatoria del 30/04/08- instruyó a: (i) la Sociedad a solicitar diariamente a TGN SA el transporte necesario en exceso de su capacidad de transporte en firme contratada (4.450.000 m³/día) para el abastecimiento de su demanda prioritaria; y (ii) TGN SA a que confirme las nominaciones de capacidad de transporte que realice la Sociedad por hasta un volumen de 531.000

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

m³/día en exceso de la capacidad en firme contratada. Esta reasignación fue prorrogada sucesivamente por el ENARGAS e incrementada a 1.180.000 m³/día para el invierno 2009 y a 1.580.000 m³/día para el invierno 2010. Para el invierno 2011 el ENARGAS no ha dispuesto reasignación de capacidad de transporte.

A finales de setiembre de 2005 se publicaron las bases para un nuevo programa para expansión de gasoductos hasta 20 MMm³/día que debía cubrir las demandas previstas para los años 2006 a 2008. Dentro de dicho programa a T.G.N. S.A. le corresponde ampliar en 10 MMm³/día (5 MMm³/día sobre el Gasoducto Norte y 5 MMm³/día sobre el Gasoducto Centro Oeste), por lo que T.G.N. S.A. hizo el llamado a un nuevo Concurso Abierto de Capacidad de Transporte denominado Concurso Abierto T.G.N. S.A. 01/2005 (“CA02”).

El total de ofertas recibidas por T.G.N. S.A. superó los 31 MMm³/día, en tanto que la capacidad a ampliar en su sistema era de solo 10 MMm³/día. El ENARGAS realizó una validación preliminar de las ofertas por un total de más de 25 MMm³/día, asignando a la Sociedad 1.067.000 m³/día bajo Prioridad 1 (consumos R, P1 y P2): 847.000 m³/día a partir del 1° de mayo de 2006 y 220.000 m³/día a partir del 1° de mayo de 2007. La Sociedad desconoce aún los motivos por los cuales el ENARGAS no validó el total de 2,0 MMm³/día solicitados bajo Prioridad 1. La ejecución de las obras de expansión están supeditadas a los proyectos y contrataciones que efectivamente realice T.G.N. S.A. y ello a su vez depende de la obtención de financiamiento, por lo cual, a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables se desconoce el plazo cierto de disponibilidad.

El 18 de mayo de 2006 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 26.095 que dispone la creación de cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética para la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad. Por medio de la Resolución MPFIPyS N° 2.008/2006 se excluyen a las categorías Residenciales, estaciones de GNC, SGP1 y SGP2 del cargo específico para repagar las obras de ampliación. Mediante la Resolución N° 3.689/2007 del 9 de enero de 2007, el ENARGAS determinó los cargos específicos por metro cúbico/día aplicables a la expansión de transporte 2006-2008, Cargo Especifico Gas II. Este nuevo cargo constituye un incremento significativo del costo de transporte, con lo cual su nuevo costo total representa un valor que multiplica varias veces a la propia tarifa de transporte vigente a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables. Esto ha generado diversas reacciones por parte de los clientes industriales, que están sujetos al pago del mismo, algunos de los cuales han formulado reservas de derechos sobre los pagos realizados bajo este concepto. La Sociedad ha dado a conocer tales circunstancias a Nación Fideicomisos S.A., al ENARGAS y a la SE. En este nuevo cargo la Sociedad también actúa como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomiso S.A.

El 28 de junio de 2007 se publicó la Resolución MPFIPyS N° 409/2007 por la cual se estableció una bonificación transitoria del 20% del cargo específico establecido en la Resolución N° 3.689/2007 del ENARGAS, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2007. Esta bonificación ha sido prorrogada sucesivamente por el MPFIPyS hasta el año 2009.

El 09 de diciembre de 2010 se publicó la Resolución MPFIPyS N° 2289/2010 que si bien modifica, con vigencia al 01 de diciembre de 2010, los valores de los Cargos Específicos Gas I y Cargos Específicos Gas II, éstos no tienen un impacto en la factura final de los clientes, porque la reducción del Cargo Especifico Gas I se compensa exactamente con el incremento del Cargo Especifico Gas II.

El 10 de marzo de 2011 TGN SA comunicó el llamado a Concurso Abierto de Capacidad Remanente de Transporte Firme TGN N° 01/2011 (“CA03”), ofreciendo, entre otras, capacidad de

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

transporte firme en determinados puntos de entrega del área de distribución de la Sociedad aunque para la misma no todos resultan de utilidad. La Sociedad presentó una Oferta Irrevocable en el CA03 solicitando su disposición en La Dormida por el volumen máximo disponible (punto de entrega de TGN para abastecer la mayor parte de la demanda de la Sociedad), esto es 1.067M m³/día, dado que la capacidad de entrega no cumplía con los requerimientos de la Distribuidora.

Con fecha 29 de abril de 2011 TGN comunicó las adjudicaciones del Concurso CA03, entre las cuales no estaba la adjudicación a la Sociedad, en virtud de la particular situación respecto del tramo Beazley-La Dormida y otras circunstancias.

A raíz de ello, la Sociedad y TGN SA iniciaron negociaciones a fin de resolver las divergencias entre las partes, celebrando recientemente un acuerdo adecuando las condiciones de la Oferta a la actual situación, lo cual fue puesto en conocimiento del ENARGAS. Mediante Nota ENRG N° 13.906/2011 del 06 de diciembre de 2011 se formalizó la adjudicación del CA03 a la Sociedad.

(iii) Acuerdos de distribución y asistencia en picos con Centrales Térmicas Mendoza S.A. (“CTM”)

En octubre de 1996 la Sociedad celebró con CTM por el plazo de 20 años a partir de abril de 1998: (i) un acuerdo para distribuir gas hasta sus instalaciones por hasta 1.85MM m³/día, pactando una tarifa en dólares actualizable por P.P.I; (ii) un acuerdo de asistencia en picos, mediante el cual CTM se compromete a dejar de consumir gas durante los días de demanda pico de invierno en que la Sociedad lo solicite, poniendo esas cantidades de gas no consumidas a disposición de la Sociedad a cambio de una compensación económica; (iii) un acuerdo complementario que establece la propiedad en común de una planta compresora y (iv) el pago por parte de la Sociedad del canon de operación del compresor a cargo de CTM.

Estos contratos se encontraban sujetos a revisión luego de ser afectados por la sanción de la Ley N° 25.561 (Nota 3). Por tal motivo, la Sociedad y CTM llevaron a cabo un proceso de negociaciones que culminaron a fines de julio de 2006 con la celebración de una addenda que afecta a los tres acuerdos mencionados precedentemente. Los principales aspectos de esta addenda son: (i) se suspende transitoriamente el acuerdo de asistencia en picos, estableciéndose a cambio condiciones para la cesión de gas y capacidad de transporte de CTM a la Sociedad en el invierno, por hasta 700.000 m³/día ; (ii) se establece el canon mensual de distribución en pesos y su actualización de acuerdo con la evolución de la tarifa Gran Usuario ID (Interrumpible Distribución) del Cuadro Tarifario de la Sociedad, o del precio spot de la energía eléctrica sujeto a determinadas circunstancias, la que sea mayor; (iii) dejar sin efecto el pago por parte de la Sociedad del canon de operación del compresor a cargo de CTM; (iv) la venta a CTM de la porción indivisa del compresor instalado en el predio de CTM, el cual no constituye activo esencial a los fines de la regulación; y (v) la modificación permanente de las cláusulas de arbitraje previstas en los contratos.

La addenda tuvo una vigencia de 2 años a partir del 1° de mayo de 2006 y desde esa fecha ha sido renovada anualmente hasta el año 2008 en las mismas condiciones. Durante el año 2009 las partes iniciaron negociaciones tendientes a adecuar las condiciones de la Addenda a la actual situación de abastecimiento. En este sentido, las principales modificaciones acordadas se relacionan con las condiciones de la cesión de transporte, estableciéndose que la misma no incluirá gas y previéndose la posibilidad de reducir el pico de la cesión a 400.000 m³/día, en la medida en que se verifiquen determinadas circunstancias, tales como la reasignación de capacidad de transporte suficiente por parte del ENARGAS. Esta addenda es renovada automáticamente cada año, salvo que alguna de las partes manifieste voluntad en contrario.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTA 12 - MEDIO AMBIENTE

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

NOTA 13 - RESTRICCIONES A LA DISTRIBUCION DE LOS RESULTADOS NO ASIGNADOS

Adicionalmente a la restricción del 0,5% de la utilidad neta del ejercicio, para el Bono de Participación del Personal mencionado en la Nota 10.d), de acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550 y normas emitidas por la CNV, deberá destinarse a constituir la reserva legal un monto no inferior al 5% de la utilidad del ejercicio hasta alcanzar el 20% del capital social expresado en moneda constante conforme lo indicado en la Nota 4.a) (capital social, aportes irrevocables y sus correspondientes cuentas de ajuste integral).

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 16 de marzo de 2011, aprobó la distribución de dividendos en efectivo por 6.071 (los dividendos por acción son de 0,030 Nota 4. f)), como distribución de los Resultados No Asignados luego del cómputo de la Reserva Legal. Asimismo aprobó que los dividendos en efectivo en un solo pago dentro de los 30 días corridos de celebrada la Asamblea. En el mes de abril de 2011 y dentro del plazo de los treinta días de su aprobación por la Asamblea del 16 de marzo de 2011, se pagó el total de dividendos en efectivo.

NOTA 14 - CONTINGENCIAS

a) A partir del año 1984, Gas del Estado S.E. celebró convenios con el Gobierno de la provincia de Mendoza para la construcción de redes de distribución de gas, mediante el aporte de ambas partes. Luego, dichas inversiones serían recuperadas de los usuarios de dichas redes. En 1992, con motivo de la privatización de Gas del Estado S.E., el Gobierno de Mendoza celebró un convenio con el Estado Nacional, mediante el cual hizo valer su participación en la construcción de instalaciones de distribución de gas en la provincia, recibiendo en contraprestación el 30% de las acciones de la Sociedad, además de una parte del precio en efectivo pagado por la licencia privatizada.

El 13 de noviembre de 1998 la Sociedad fue notificada de la demanda por monto indeterminado interpuesta por Energía Mendoza Sociedad del Estado ("E.M.S.E."), mediante la cual reclama incumplimiento del Contrato de Transferencia de Acciones por parte de la Sociedad. Dicho instrumento contiene la obligación de efectuar recuperos de obra de los clientes y rendir dicha cobranza a terceros (provincias, municipios, cooperativas, etc.). La Sociedad contestó la demanda, depositando a embargo la suma de 544 correspondiente a los recuperos de obra pendientes de rendición, con más sus intereses.

En octubre de 2002 la Fiscalía de Estado de la Provincia de Mendoza denunció la extinción de E.M.S.E. y la continuación de la misma por parte de la Provincia por ser su única accionista, siendo admitida como parte en juicio.

El 5 de junio de 2008 se notificó la sentencia de primera instancia que hizo lugar a la demanda condenando a la Sociedad a pagar a la Provincia de Mendoza el equivalente a 49.139.129 m3 valorizados según las instrucciones de la Provincia de Mendoza a Gas del Estado a \$ 0.017556 por m3, lo que arrojó un total de 863 con más la tasa pasiva fijada por el Banco Central desde la fecha de interposición de la demanda y hasta el efectivo pago.

La condena no incluyó el importe que había sido depositado a embargo en el expediente, dado que se refiere al remanente de m3 a recuperar, deducida la cobranza ya efectuada.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La sentencia no ha considerado defensas de la Sociedad que eran sustanciales para la solución del caso: a) el crédito ya se encontraba extinguido por haber cobrado la Provincia mediante el aporte de las obras al proceso de privatización de Gas del Estado S.E, a cambio de parte del precio pagado por la inversora, y el reconocimiento de un 30 % de participación accionaria en la Sociedad (Ley N° 5.916). b) la obligación contenida en el contrato de transferencia es una obligación de hacer. El obligado al pago eran los usuarios de las redes, por lo que el perjuicio en todo caso, se circunscribe al costo de un servicio de cobranza.

La Sociedad presentó recurso de apelación el 16 de octubre de 2008. La parte actora también apeló. El 28 de abril de 2009 se notificó la sentencia de la Cámara Nacional de Apelaciones Contencioso Administrativo Federal que rechaza las apelaciones de la actora y la demandada, confirmando así la sentencia de primera instancia. El 13 de mayo de 2009 la Sociedad interpuso recurso extraordinario por sentencia arbitraria, el cual fue rechazado mediante sentencia del 26 de mayo de 2010 haciendo aplicación del Art. 280 del Código Procesal, Civil y Comercial de la Nación.

La causa está finalizada con sentencia desfavorable. Con fecha 24 de agosto de 2011 la Sociedad depositó el importe total y definitivo de la condena por un total de 2.357.

b) La DGR Mendoza determinó una deuda por Impuesto de Sellos correspondiente al Contrato Social y al CAT por 2.186, en contra de la cual se interpuso recurso administrativo.

En caso de hacerse efectivo el pago del impuesto procede la repetición de lo pagado en contra de Gas del Estado S.E. y/o el Estado Nacional en virtud de la garantía asumida expresamente en el Contrato de Transferencia de Acciones de Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

El 28 de agosto de 2000 la Sociedad fue notificada mediante la Resolución TAF N° 526/2000 y ratificada con el Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia de Mendoza N° 1.498/2000, que admitió parcialmente el recurso interpuesto, desestimó el planteo de nulidad esgrimido por el Estado Nacional, y admitió la existencia de error excusable liberando de sanciones a la Sociedad.

Con fecha 26 de setiembre de 2000 la Sociedad presentó ante la Suprema Corte de Justicia de Mendoza, una demanda en contra de la Provincia de Mendoza promoviendo Acción Procesal Administrativa con la finalidad de obtener la anulación de la Resolución TAF N° 526/2000 y el Decreto 1.498/2000. En dicho proceso solicitó la citación del Estado Nacional en calidad de tercero.

Por cuestiones de competencia, el expediente pasó en el año 2002 al Juzgado Federal de Mendoza y en el año 2004 a la Corte Suprema de Justicia de la Nación, tribunal donde se encuentra radicada la causa desde el año 2004.

El 9 de noviembre de 2004 la CSJN hizo lugar a la medida cautelar solicitada por la Sociedad, decretando la prohibición de innovar y haciéndose saber a la Provincia de Mendoza que se abstenga de realizar actos tendientes al cobro de impuesto de sellos con fundamento en la Resolución del Tribunal Administrativo Fiscal N° 526/00 y en el Decreto del PE provincial N° 1498/00.

Concluida la etapa probatoria, se presentaron los alegatos sobre la prueba producida, lo que precede al dictado de la sentencia definitiva.

En opinión de los asesores legales de la Sociedad, se considera en estricto derecho que la probabilidad de un resultado desfavorable es remota.

c) Mediante Nota ENRG N° 1.659 con fecha 31 de marzo de 2004, la Sociedad ha sido notificada de una imputación en los términos del Capítulo X de las Reglas Básicas de la Licencia por haber utilizado en la facturación a sus clientes factores incorrectamente calculados para la conversión de los volúmenes leídos a condiciones standard.

Al mismo tiempo, se intimó a la Sociedad a corregir, a partir del siguiente turno de facturación el procedimiento de conversión de los volúmenes a facturar, sin perjuicio de los resarcimientos y sanciones que pudieren corresponder según el proceso de investigación iniciado.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Cabe indicar que es responsabilidad exclusiva del ENARGAS dictar reglamentos y normas de medición y facturación de consumos que sean de aplicación para toda la industria del gas (Art. 52 Ley del Gas), por lo que en estricto derecho, es competencia del ENARGAS emitir tales reglamentaciones. En consecuencia, para que la Sociedad pudiera modificar su facturación, el ENARGAS debería en primer lugar determinar dichos criterios de cálculo, que según esa Autoridad debieran aplicarse al procedimiento de conversión de los volúmenes a facturar, cuestión que aún el ENARGAS no ha definido.

La Sociedad ha podido tomar vista del Expediente Administrativo correspondiente y del análisis de la documentación allí obrante, como así también de su interpretación de la normativa vigente aplicable y de otros antecedentes similares, la Sociedad considera que ha facturado a sus clientes conforme a dicha normativa. Por ello la Sociedad acudirá, en defensa de su proceder, a las instancias disponibles administrativas y/o judiciales previstas en la normativa vigente. En tal sentido, con fecha 28 de abril de 2004 presentó ante el ENARGAS el correspondiente descargo de la imputación realizada por esa Autoridad. Asimismo, con fecha 28 de abril de 2006 la Sociedad solicitó al ENARGAS la apertura a prueba en el procedimiento, ofreciendo entre otros medios probatorios, nueva documental y con fecha 1 de junio de 2006, prueba pericial.

Por otra parte en el mes de julio de 2009, en el marco del proceso de RTI que tramita el ENARGAS, la Sociedad recibió una nota de la Autoridad Regulatoria – que evidencia la necesidad de que se establezca una reglamentación que fije un nuevo criterio de medición – mediante la cual somete a consideración de la Sociedad, tal lo previsto en el marco regulatorio, aspectos técnicos referidos al procedimiento de medición y de su implementación, con el propósito de receptar sus observaciones y sugerencias, las que fueron realizadas y presentadas por la Sociedad a fines de agosto de 2009.(Nota 3.3)

Los asesores legales de la Sociedad estiman que, teniendo en cuenta el estado y antecedentes del trámite iniciado, consideran remoto que del resultado final del proceso referido surjan consecuencias negativas para la Sociedad.

- d) Con fechas 5 de agosto, 3 y 20 de setiembre, y 18 de octubre de 2004, T.G.N. S.A. emitió sendas notas a la Sociedad, al igual que lo hizo con las otras distribuidoras, reclamando por desbalances operativos en los meses del invierno 2004 que supuestamente serían pasibles de multas por valor de 4 millones. Se estima que estas multas, que no fueron facturadas a la fecha de los presentes Estados Contables, presentan bases inciertas de determinación y su aplicación no sería justificada a partir de las circunstancias y hechos relacionados con la crisis de abastecimiento de gas descrita en la Nota 3. A pesar de la complejidad de la operación durante el invierno 2004, la Sociedad cumplió las instrucciones recibidas de las autoridades haciendo uso de los cupos asignados, sin que esto, según la información disponible en la Sociedad afectara las operaciones de T.G.N. S.A. La Sociedad ha realizado oportunamente los correspondientes descargos a T.G.N. S.A. y los ha dado a conocer al ENARGAS.

Asimismo, T.G.N. S.A. emitió nuevas notas a la Sociedad, al igual que lo hizo con las otras distribuidoras, con fechas 28 de noviembre de 2005, 23 de enero, 20 de julio, 21 de setiembre y 13 de noviembre de 2006, reclamando por desbalances operativos en los meses del invierno de 2005 y 2006, ejercicios que supuestamente serían pasibles de multas por valor de 3,7 millones. La Sociedad presenta en relación a estas multas, varios puntos en discrepancia con T.G.N. S.A. atribuibles a la propia transportista y a terceros, además de lo relacionado con la compleja normativa vigente. La Sociedad ha realizado oportunamente los correspondientes descargos a T.G.N. S.A. y los ha dado a conocer al ENARGAS.

Con fecha 4 de abril de 2007, el ENARGAS mediante Nota N° 2021/2007 corrió traslado a la Sociedad de una presentación de T.G.N. S.A. mediante la cual esta transportista plantea la controversia antes mencionada contra la Sociedad por los desbalances operativos de los años 2003, 2004 y 2005 en los términos del Artículo 66° de la Ley del Gas. La Sociedad contestó la vista solicitando el rechazo de lo reclamado por T.G.N. S.A.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Con fecha 8 de enero de 2009, el ENARGAS mediante Nota N° 175/2009 comunicó que se dictó la Resolución Materialmente Jurisdiccional N° I/132 de fecha 6 de enero de 2009, la cual resuelve que no corresponde la aplicación a la Distribuidora de las penalidades reclamadas por T.G.N S.A. por los años 2003, 2004 y 2005.

En función de los hechos y antecedentes, y en opinión de los asesores legales de la Sociedad, se considera que la resolución de estas cuestiones no tendría impacto significativo sobre la situación patrimonial de la Sociedad.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO A
1 de 2

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

EVOLUCION DE LOS BIENES DE USO

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	VALORES DE ORIGEN				
	AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS	BAJAS	TRANS-FERENCIAS	AL CIERRE DEL EJERCICIO
Terrenos	358	29	-	-	387
Edificios y construcciones civiles	2.348	39	-	-	2.387
Instalaciones de edificios	6.585	226	-	-	6.811
Gasoductos	197.146	224	-	-	197.370
Ramales de alta presión	117.516	4	-	-	117.520
Conductos y redes de media y baja presión	326.191	3.990	(5)	(16)	330.160
Estación de regulación y medición de presión	39.528	4.777	-	14	44.319
Plantas compresoras	382	-	-	-	382
Instalaciones de medición de consumo	73.451	84	(475)	4.572	77.632
Otras instalaciones técnicas	21.648	1.766	-	-	23.414
Maquinarias, equipos y herramientas	4.745	207	(407)	-	4.545
Sistemas informáticos y de telecomunicación	37.505	2.228	(296)	-	39.437
Vehículos	5.373	684	(156)	-	5.901
Muebles y útiles	3.554	110	(981)	-	2.683
Materiales	2.872	2.502	(715)	(2.446)	2.213
Line pack	171	-	-	-	171
Obras en curso	939	-	(1)	-	938
Anticipo a proveedores	-	4.180	-	(2.124)	2.056
TOTAL AL 31/12/11	840.312	21.050	(3.036)	-	858.326
TOTAL AL 31/12/10	831.536	11.481	(2.705)	-	840.312

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO A
2 de 2

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

EVOLUCION DE LOS BIENES DE USO

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	DEPRECIACIONES				NETO RESULTANTE		
	ACUMULADAS AL INICIO DEL EJERCICIO	BAJAS	DEL EJERCICIO		ACUMULADAS AL FINAL DEL EJERCICIO	Al 31 de diciembre de 2011	Al 31 de diciembre de 2010
			ALICUOTA %	MONTO			
Terrenos	-	-	-	-	-	387	358
Edificios y construcciones civiles	456	-	2	47	503	1.884	1.892
Instalaciones de edificios	2.068	-	2 a 4	169	2.237	4.574	4.517
Gasoductos	65.902	-	2	4.387	70.289	127.081	131.244
Ramales de alta presión	51.993	-	2 a 4	2.892	54.885	62.635	65.523
Conductos y redes de media y baja presión	119.163	(2)	2 a 25	7.314	126.475	203.685	207.028
Estación de regulación y medición de presión	18.577	-	3 a 5	1.619	20.196	24.123	20.951
Plantas compresoras	162	-	3	13	175	207	220
Instalaciones de medición de consumo	33.314	(357)	3 a 5	3.318	36.275	41.357	40.137
Otras instalaciones técnicas	12.374	-	3 a 7	971	13.345	10.069	9.274
Maquinarias, equipos y herramientas	3.338	(322)	5 a 10	254	3.270	1.275	1.407
Sistemas informáticos y de telecomunicación	30.666	(264)	3 a 33	1.813	32.215	7.222	6.839
Vehículos	4.221	(145)	20	390	4.466	1.435	1.152
Muebles y útiles	3.327	(981)	5 a 20	44	2.390	293	227
Materiales	-	-	-	-	-	2.213	2.872
Line pack	-	-	-	-	-	171	171
Obras en curso	-	-	-	-	-	938	939
Anticipo a proveedores	-	-	-	-	-	2.056	-
TOTAL AL 31/12/11	345.561	(2.071)	-	23.231	366.721	491.605	-
TOTAL AL 31/12/10	324.539	(1.896)	-	22.918	345.561	-	494.751

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO B

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

EVOLUCION DE ACTIVOS INTANGIBLES

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	VALOR DE ORIGEN			AMORTIZACIONES			NETO RESULTANTE		
	AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS	AL FINAL DEL EJERCICIO	ACUMULADAS AL INICIO DEL EJERCICIO	DEL EJERCICIO		ACUMULADAS AL FINAL DEL EJERCICIO	Al 31 de diciembre de 2011	Al 31 de diciembre de 2010
					ALICUOTA %	MONTO			
Gastos de organización y otros	8.934	1	8.935	8.899	20	14	8.913	22	35
TOTAL AL 31/12/11	8.934	1	8.935	8.899	-	14	8.913	22	-
TOTAL AL 31/12/10	8.908	26	8.934	8.885	-	14	8.899	-	35

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO C

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

**INVERSIONES EN ACCIONES, TITULOS EMITIDOS EN SERIE Y PARTICIPACION
EN OTRAS SOCIEDADES**

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	VALOR REGISTRADO	
	Al 31 de diciembre de 2011	Al 31 de diciembre de 2010
INVERSIONES CORRIENTES		
Títulos Públicos – Certificados de crédito fiscal	-	4.029
Títulos Públicos – BODEN 2013 (Anexo G)	21	30
Títulos Públicos – Títulos vinculados al PBI	136	175
Títulos Privados – Obligaciones Negociables (Anexo G)	1	-
TOTAL CORRIENTES	158	4.234
INVERSIONES NO CORRIENTES		
Títulos Privados – Obligaciones Negociables (Anexo G)	1.279	-
TOTAL NO CORRIENTES	1.279	-
TOTAL	1.437	4.234

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO D

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

OTRAS INVERSIONES

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	VALOR NOMINAL	VALOR REGISTRADO	
	Al 31 de diciembre de 2011	Al 31 de diciembre de 2011	Al 31 de diciembre de 2010
INVERSIONES CORRIENTES			
En moneda nacional			
Depósitos a plazo fijo	58.023	58.023	61.587
Fondos comunes de inversión	2.641	2.641	6.285
Fideicomiso Financiero	706	706	-
En moneda extranjera			
Depósitos a plazo fijo (Anexo G)	30.359	30.359	13.423
TOTAL CORRIENTES	91.729	91.729	81.295
TOTAL	91.729	91.729	81.295

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO E

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

EVOLUCION DE LAS PREVISIONES

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	SALDOS AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS NETOS	DISMINUCIONES	SALDOS AL FINAL DEL EJERCICIO
DEDUCIDAS DEL ACTIVO CORRIENTE				
- Para deudores de cobro dudoso	8.468	1.655	(1.513)	8.610
- Para otros créditos de cobro dudoso	344	2	(33)	313
DEDUCIDAS DEL ACTIVO NO CORRIENTE				
- Para deudores de cobro dudoso	497	-	-	497
TOTAL AL 31/12/11	9.309	⁽¹⁾ 1.657	⁽²⁾ (1.546)	9.420
TOTAL AL 31/12/10	10.550	1.993	⁽³⁾ (3.234)	9.309
INCLUIDAS EN EL PASIVO CORRIENTE				
- Para juicios y contingencias	9.026	6.718	(3.747)	11.997
TOTAL AL 31/12/11	9.026	⁽⁴⁾ 6.718	⁽⁵⁾ (3.747)	11.997
TOTAL AL 31/12/10	6.584	3.259	⁽⁶⁾ (817)	9.026

(1) Imputados a Deudores incobrables del Anexo H.

(2) Incluye pagos por (214) y recuperos de provisiones por (1.332).

(3) Incluye recuperos de provisiones por (2.153), imputados a Deudores incobrables del Anexo H.

(4) Incluye 3.466 de reclasificaciones y 3.252 imputados a Juicios y contingencias del Anexo H.

(5) Incluye pagos por (2.794) y recuperos de provisiones por (953).

(6) Incluye pagos por (172) y recuperos de provisiones por (645), imputados a Juicios y contingencias del Anexo H.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO F

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

COSTO DE VENTAS

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

	Al 31 de diciembre de 2011	Al 31 de diciembre de 2010
Existencia de materiales al inicio del ejercicio	889	803
Compras de gas	93.494	85.098
Compras de materiales	1.902	1.339
Transporte de gas	21.300	19.350
Gastos de distribución (Anexo H)	55.476	49.393
Menos: Existencia de materiales al cierre del ejercicio	(1.209)	(889)
Costo de ventas	171.852	155.094

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO G

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	Al 31 de diciembre de 2011			Al 31 de diciembre de 2010	
	CLASE Y MONTO DE MONEDA EXTRANJERA (cifras expresadas en miles)	CAMBIO VIGENTE EN PESOS	VALOR DE LIBROS	CLASE Y MONTO DE MONEDA EXTRANJERA (cifras expresadas en miles)	VALOR DE LIBROS
ACTIVO					
ACTIVO CORRIENTE					
CAJA Y BANCOS					
Bancos – Cuentas corrientes	US\$ 19	4,264	79	US\$ 38	150
INVERSIONES					
Depósitos a plazo fijo	US\$ 7.120	4,264	30.359	US\$ 3.410	13.423
Títulos públicos - Boden 2013	US\$ 5	4,264	21	US\$ 8	30
Títulos privados - ON	US\$ 0,23	4,264	1	-	-
TOTAL DEL ACTIVO CORRIENTE			30.460		13.603
ACTIVO NO CORRIENTE					
INVERSIONES					
Títulos privados - ON	US\$ 300	4,264	1.279	-	-
BIENES DE USO					
Anticipo a Proveedores	US\$ 479	4,293	2.056	-	-
TOTAL DEL ACTIVO NO CORRIENTE			3.335		-
TOTAL DEL ACTIVO			33.795		13.603
PASIVO					
PASIVO CORRIENTE					
Cuentas a pagar					
Partes Relacionadas (Nota 9)	-	-	-	EUR 1	4
TOTAL DEL PASIVO CORRIENTE			-		4
TOTAL DE PASIVO			-		4
POSICION NETA - ACTIVO (PASIVO)			33.795		13.599

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO H

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

INFORMACION REQUERIDA POR EL ARTICULO 64 APARTADO I INCISO b)
DE LA LEY N° 19.550

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010
(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTAS PRINCIPALES	GASTOS DE DISTRIBUCION	GASTOS DE ADMINISTRACION	GASTOS DE COMERCIALIZACION	GASTOS DE FINANCIACION	COSTO BIENES DE USO	TOTAL 31/12/11	TOTAL 31/12/10
Remuneraciones y cargas sociales	16.581	19.017	19.375	-	1.088	56.061	43.722
Honorarios directores y síndicos	-	630	-	-	-	630	471
Honorarios por servicios profesionales	216	1.875	63	-	-	2.154	1.940
Juicios y contingencias	1.304	1.000	-	-	-	2.304	2.614
Gastos de facturación y cobranzas	357	-	8.616	-	-	8.973	7.602
Alquileres varios	4	206	794	-	-	1.004	736
Primas de seguros	963	301	62	-	-	1.326	1.182
Viajes y estadías	600	563	137	-	-	1.300	1.036
Gastos de correos y telecomunicaciones	92	431	318	-	-	841	798
Depreciación de bienes de uso	22.901	62	268	-	-	23.231	22.918
Amortización de activos intangibles	-	1	13	-	-	14	14
Servidumbres de paso	1.351	-	-	-	-	1.351	2.168
Mantenimiento y reparación de bienes de uso	6.222	645	718	-	-	7.585	4.961
Impuestos, tasas y contribuciones	78	40	853	-	-	971	1.503
Impuesto a los Ingresos Brutos	-	-	6.856	-	-	6.856	6.674
Tasa ENARGAS	1.849	1.795	1.795	-	-	5.439	3.309
Deudores incobrables	-	-	325	-	-	325	(160)
Publicidad y propaganda	-	-	228	-	-	228	378
Limpieza y vigilancia	1.411	491	1.361	-	-	3.263	2.754
Gastos y comisiones bancarias	-	123	-	-	-	123	124
Intereses	-	-	-	21	-	21	56
Diferencias de cotización	-	-	-	38	-	38	29
Servicios y suministros de terceros	889	449	909	-	-	2.247	2.630
Convenios de atención comercial y técnica	101	-	165	-	-	266	180
Gastos diversos	557	1.867	356	-	-	2.780	1.920
TOTAL AL 31/12/11	55.476	29.496	43.212	59	1.088	129.331	-
TOTAL AL 31/12/10	49.393	23.306	35.917	85	858	-	109.559

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Sociedad No Adherida al Régimen Estatutario Optativo de Ofertas Públicas de Adquisición Obligatoria.

RESEÑA INFORMATIVA ^(*)

Por el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2011.

1) Comentarios sobre las actividades de la empresa desde el 1º de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre de 2011:

Durante el transcurso del ejercicio se han realizado inversiones y administrado los recursos con el objeto de prestar eficientemente un servicio público a la comunidad y atender los requerimientos de 521.535 clientes.

Con miras a la satisfacción de tales objetivos se llevaron a cabo, entre otras, las acciones que a continuación se detallan junto a aspectos relevantes relacionados con la actividad de la Sociedad:

La gestión

- Se incrementó el sistema de distribución en 468.246 metros de cañerías de redes y gasoductos y en 11.347 nuevos servicios, con un crecimiento neto de 19.506 clientes, valor este último, que representa un aumento aproximado de 3,89% con respecto al cierre del ejercicio anterior. En comparación, el sistema se expandió en aproximadamente 3,87% con respecto al total del 31/12/10. Al finalizar 2011, el mismo alcanza una extensión aproximada a los 12.553 kms. de redes y gasoductos.
- Se ejecutó el programa de búsqueda y reparación de fugas para el año 2011, por el cual se relevaron aproximadamente 4.894 kms. de redes en zonas de alta y baja densidad habitacional.
- Se llevaron a cabo los recorridos anuales referidos al control técnico programado de las estaciones de GNC sujetas a verificación, con la concreción de 818 inspecciones, y los correspondientes al mantenimiento previsto de redes, gasoductos y cámaras, como así también a la supervisión técnica de los Subdistribuidores. Al cierre del ejercicio se cuenta con 212 estaciones de GNC conectadas al sistema de distribución.
- Se realizaron aproximadamente 1.500 actualizaciones y anteproyectos de suministros para nuevas redes. En el Centro de Atención Telefónica se recibieron y atendieron 112.214 llamadas con un 89,4% de eficiencia de atención dentro de los 40 segundos. También se realizaron 1.094 verificaciones de consumos vinculados entre otros aspectos, a la facturación de consumos y procedimientos de seguridad preventivos para la detección de conexiones irregulares. Asimismo, se desarrollaron con normalidad los procesos de medición de consumos, facturación y cobranzas, con la distribución de aproximadamente 3.100.000 facturas.
- Ante el requerimiento de la Subsecretaría de Combustibles (“SSC”) mediante su Nota N° 938/2006 de fecha 09/05/06, en el marco de lo dispuesto por Ley N° 26.019, la Sociedad presentó dos opciones, con variantes de trazado, para el abastecimiento de gas natural mediante gasoducto a la localidad de Malargüe. Luego de una serie de instancias y de la presentación por parte de la Sociedad de un anteproyecto alternativo, el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) redefinió la traza del gasoducto, que contempla la construcción de un gasoducto de 150 km. de extensión a estructurarse en el marco de los Fideicomisos para atender las Inversiones en Transporte y Distribución de Gas establecido por el Decreto PEN N° 180/2004 y la Resolución del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”) N° 185/2004.

(*) Información emitida al 05/03/12. La información comparada contenida en los puntos 2 a 5 de la presente Reseña Informativa no considera los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda originados desde el 01/03/03 y hasta el 30/09/03. Asimismo, y respecto de dicha información comparativa, ver Nota 4 g) a los Estados Contables al 31/12/11.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En el marco de las leyes N° 26.019, N° 26.095 y los decretos mencionados, se suscribió un acta acuerdo con el MPFIPyS (en el marco de sus facultades otorgadas por la ley), la Secretaría de Energía de la Nación (como Organizador), el ENARGAS (como Representante del Organizador), el Gobierno de la Provincia de Mendoza, la Municipalidad de Malargüe, Nación Fideicomisos S.A. (como Fiduciario), y la Sociedad (como Gerente de Proyecto designado). El acuerdo establece la intención de las autoridades de licitar la ejecución y financiamiento de la obra del gasoducto de alimentación a Malargüe. Asimismo, el ENARGAS se reserva el derecho de asignación de la operación y mantenimiento de este gasoducto.

Luego de dos llamados a concurso realizados en los años 2008 y 2009 en los términos previstos en la Resolución SE N° 663/2004, que por distintas razones resultaron sin adjudicación, en abril de 2010 se realizó el tercer llamado. En junio de 2010 se procedió a la apertura de sobres. Se recibieron dos ofertas, habiendo sido calificada para la segunda etapa del concurso sólo una de ellas. La apertura del sobre correspondiente a la oferta económico-financiera se realizó el 05/07/10.

En setiembre de 2010 la Sociedad comunicó el resultado del concurso a Nación Fideicomisos S.A. y al Organizador, exponiendo que las condiciones técnico-constructivas de la oferta calificada se ajustaron razonablemente a lo requerido en los pliegos, al tiempo que sometió a consideración de las autoridades lo atinente a la oferta económico-financiera.

En octubre de 2010 y a instancias del ENARGAS, la Sociedad informó a Nación Fideicomisos S.A. que no se encontraron objeciones para la adjudicación de la obra al único oferente calificado. Se indicó también que dicha adjudicación está sujeta a las consideraciones y al cumplimiento de ciertas condiciones detalladas e informadas por la Sociedad, de las que se destacan, entre otras de importancia, la obtención del financiamiento adicional al incluido en la oferta por parte de las autoridades, que permita la ejecución total de la obra, como así también la suscripción de los contratos de fideicomiso, gerenciamiento, operación y mantenimiento, y de obra. Por su parte, Nación Fideicomisos S.A. manifestó a la Sociedad su conformidad para proceder a la adjudicación de la obra al oferente calificado, en los términos y condiciones expuestos por la Sociedad, las cuales fueron comunicadas a la firma oferente en el mismo mes de octubre junto con la adjudicación que se le otorgara por parte de Nación Fideicomisos S.A. Posteriormente se concretó el financiamiento adicional del 30% remanente a través de un Acuerdo de Financiamiento entre la Nación y la Provincia de Mendoza. En diciembre de 2011 se suscribió el contrato de Fideicomiso entre el Organizador, Nación Fideicomisos S.A., la Sociedad y el ENARGAS. Oportunamente se concretará la firma de los restantes acuerdos complementarios.

- Se continuó con el análisis de la evolución de los precios de los insumos, bienes y servicios, y en la búsqueda de la mayor eficiencia posible entre precio y calidad, dado que los efectos de la inflación se han ido reflejando en los costos de la Sociedad pese a la prudencia y austeridad ejercidas, mientras que todavía no hubo reconocimiento alguno de esos mayores costos en las tarifas. Por otra parte, los incrementos salariales acordados entre los distintos sectores empresariales y sindicales, también tienen consecuencias que afectan las actividades propias y tercerizadas.
- Se ejecutó el plan anual de capacitación de colaboradores en diversos temas técnicos, de formación profesional, actitudinal y complementaria a las competencias adquiridas, con una inversión de 9.350 horas/hombre.
- Se aplicaron las escalas salariales acordadas a partir del 01/05/11 y hasta el 31/12/11, según el Convenio Colectivo de Trabajo firmado en 2007 que se mantiene vigente.
- Se mantuvo la práctica de políticas financieras definidas a los efectos de atender las necesidades ciertas y eventuales de fondos durante el ejercicio, mediante el uso adecuado del flujo de efectivo de la Sociedad, constituyendo una seria dificultad el mantenimiento del valor de los activos financieros, a consecuencia de la tasa de interés pasiva y la modificación del tipo de cambio en relación con la variación real de los precios.
- Se desarrollaron las actividades programadas respecto de las adecuaciones necesarias en los procedimientos y controles existentes, y la puesta en práctica de revisiones de algunos procesos. Se atendieron auditorías específicas en materia de salud y seguridad. También se dio continuidad a la creación y modificación de formularios, a los cambios de estructura y descripción de los puestos de trabajo de la misma, a la definición de perfiles de seguridad, al relevamiento y evaluación del diseño y operatividad de específicos controles internos activos para detectar eventuales carencias y delinear las

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

pertinentes acciones correctivas, todo como parte de la política de mejora continua y de la definición de un modelo de organización, gestión y control que tiene por objeto el logro de niveles crecientes de transparencia y confiabilidad de su sistema de control interno.

En particular, se adoptaron tanto Lineamientos Guía Gerenciales (“MSG”) como políticas corporativas de la Sociedad controlante, se realizaron actualizaciones de los procedimientos de administración y control, de comercialización, y de operaciones y mantenimiento, se definieron o revisaron y publicaron instructivos y procedimientos tales como los referidos a: la clasificación de obras y nuevos proyectos según normas de seguridad vigentes; la inspección a contratistas y los requisitos de seguridad; instrucciones para el uso, operación y mantenimiento del sistema eléctrico; programa de recuperación tecnológica ante desastres; señalización de instalaciones; y normas para el uso de los vehículos de la compañía; comunicación de siniestros y accidentes graves; cláusula de responsabilidad administrativa; y prevención contra el abuso de mercado. También se aprobó el Manual de Gestión de Incidentes y Crisis, con pautas y lineamientos a aplicar ante la eventual ocurrencia de incidentes internos o externos.

En materia de Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se formalizó la creación del Comité Gerencial y de la Comisión de Seguimiento con participación sindical, para el tratamiento periódico de los aspectos relacionados con la misma; se finalizó y aprobó el Manual de Gestión de la Seguridad e Higiene; se creó la estructura de la Gerencia de Salud, Seguridad y Ambiente; se llevó a cabo la identificación de los peligros y evaluación de riesgos en las sedes centrales y de las principales tareas operativas; se actualizaron los roles de emergencia de cada establecimiento; se realizó la campaña de vacunación antigripal para todo el personal; se llevó a cabo la campaña de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono; se continuó con el plan de acción 2011/2013; y se inició la inclusión paulatina en el sistema integrado de información SSA de los indicadores correspondientes a los principales contratistas.

En lo relativo a los sistemas informáticos, se administró la seguridad de las aplicaciones y las operaciones rutinarias de resguardo de datos, se actualizaron las matrices funcionales y técnicas, y se concretó la revisión semestral de las matrices funcionales de acceso a las aplicaciones informáticas relevantes de la Sociedad. Asimismo, se elaboró el Plan Estratégico de Sistemas a cinco años; se desarrolló la primer etapa del sistema de seguimiento de la gestión de proyectos de expansión y extensión de redes; se inició la instalación del sistema de lectores biométricos para control de accesos; se operaron cambios en el sistema comercial por modificaciones regulatorias; y se llevó a cabo el mantenimiento de los sistemas existentes en apoyo de la gestión de la Sociedad.

Las inversiones

- Se desarrollaron las actividades relativas al programa 2011 de inversiones operativas y otras menores, destinadas a sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, privilegiando la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución.
- Para atender los requerimientos de la demanda, la Sociedad, en el marco del programa de Fideicomisos de Gas constituido por la **Resolución MPFIPyS N° 185/2004** del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”), gestionó ante la Secretaría de Energía (“SE”) y el ENARGAS la inclusión en dicho programa de ciertas obras de infraestructura necesarias para aumentar la capacidad del sistema. Se trató de las obras Ampliación Gasoducto paralelo La Dormida-Las Margaritas; Construcción Planta Compresora Mendoza Norte; y Ampliación Ramal Mendoza Norte-Pantaniño Etapa I, que no fueron incluidas en ningún programa de fideicomisos.

Luego de gestiones llevadas a cabo por la Sociedad con distintas Autoridades Provinciales, el 10/11/10 se firmó un Convenio para la Ampliación de la Capacidad de Transporte y Distribución del Sistema de Distribución Mendoza-San Juan, entre el MPFIPyS, la Provincia de Mendoza y la Provincia San Juan, notificándose de su contenido al ENARGAS y a la Sociedad. El MPFIPyS asistirá a la Provincia de Mendoza con el financiamiento hasta un monto de \$95 millones para la ejecución de las referidas obras complementarias definidas por la Sociedad. Este acuerdo compromete a la Nación y a la Provincia de Mendoza al financiamiento no reintegrable de las obras. La Provincia de Mendoza en base a los proyectos y pliegos elaborados por la Sociedad convocó en los últimos días de diciembre de 2010 a las Licitaciones Públicas necesarias. Luego del proceso de licitación realizado, mediante los pertinentes decretos de fecha 07/06/11, la Provincia de

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Mendoza adjudicó la construcción de las obras correspondientes por las nueve licitaciones efectuadas. A la fecha del presente documento, si bien es incierta la culminación de los proyectos para antes del invierno 2012, en particular el caso de la Planta Compresora, se ha definido con las empresas contratistas un ambicioso y riguroso plan de obras para llegar a tal objetivo. De no contar con la habilitación y puesta en funcionamiento de las obras antes del próximo invierno se verá afectado el normal abastecimiento del servicio en las áreas de distribución directamente vinculadas a estas ampliaciones. La Sociedad asume la responsabilidad de la aprobación de los proyectos constructivos, el seguimiento del cronograma de obras aprobado y la inspección de las mismas. Las obras de infraestructura serán cedidas a la Sociedad en los términos de la normativa vigente, para su mantenimiento, operación y explotación.

- Se llevaron a cabo y/o se encuentran en ejecución las siguientes actividades previstas en el programa anual de inversiones: interconexiones de redes de media y baja presión y de gasoductos de alta presión; potenciamiento y renovación de redes; recambio de servicios; ampliación de plantas reguladoras de presión existentes y construcción de nuevas; adquisición de medidores y unidades correctoras para distintos caudales, presiones y diámetros para nuevas industrias; instalación de equipos rectificadores y renovación de dispersores para la protección catódica; digitalización de planos; y otras inversiones menores. Al cierre del ejercicio las inversiones totalizaron \$21,1 millones.

La emergencia y la renegociación del Contrato de Licencia dispuesta por el Estado Nacional

- La **Ley N° 25.561** publicada el 07/01/02 ("**Ley de Emergencia**"), declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, hasta el 31 de diciembre de 2003, fecha que fue prorrogada sucesivamente por otras leyes, siendo la prórroga vigente la ordenada hasta el 31/12/13 por Ley N° 26.729.

El Art. 8 de la Ley de Emergencia sometió a renegociación los contratos de obras y servicios públicos. La renegociación fue llevada a cabo por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos ("**UNIREN**") creada por **Decreto PEN N° 311/2003**.

- La Sociedad y la UNIREN firmaron "ad referéndum" de la aprobación definitiva del Poder Ejecutivo Nacional ("**PEN**") un Acuerdo Transitorio ("**AT**") el día 08/10/08, con la finalidad principal de establecer condiciones que, mediante la adecuación de precios y tarifas, propendan al equilibrio contractual hasta el momento de arribarse a la renegociación integral del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural otorgada a la Sociedad por **Decreto PEN N° 2.453/1992** (en adelante el "**Contrato**").

Asimismo, también el día 08/10/08 la Sociedad y la UNIREN firmaron "ad referéndum" de la aprobación definitiva del PEN un Acta Acuerdo (en adelante "**AA**"), en la que se convino además la renegociación integral de las condiciones de adecuación del Contrato.

- Una vez ratificados los acuerdos por los órganos societarios (Directorio y Asamblea de Accionistas), en fechas 05/12/08 y 10/12/08 la Sociedad presentó ante la UNIREN los compromisos e instrumentos previstos en el AT y en el AA, en virtud de los cuales la Licenciataria y sus Accionistas Mayoritarios asumieron el compromiso de suspender todos los reclamos formulados y de no presentar nuevos reclamos por temas vinculados a la Ley N° 25.561 y anulación del ajuste de tarifas por "**PPI**" (Producers Price Index) previsto en la Licencia. La Sociedad también acreditó ante el ENARGAS el cumplimiento del plan de inversiones previsto en el AT.

Habiéndose cumplido los requisitos establecidos en el AT, el mismo fue ratificado por el PEN mediante el dictado del **Decreto N° 235/2009** publicado el 08/04/09.

Por su parte, el AA fue aprobado por el Congreso de la Nación en los términos del Art. 4 de la **Ley N° 25.790**, y ratificada por el PEN mediante **Decreto N° 483/2010** publicado el 15/04/10.

- Tanto el AT como el AA prevén un Régimen Tarifario de Transición ("**RTT**"), que aún no ha sido aplicado por la Autoridad, según el cual la Sociedad tiene, entre otros, los siguientes derechos:

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- A percibir un ajuste tarifario inicial desde el 01/09/08 (segmentado por categorías de clientes) de acuerdo con la metodología de cálculo allí establecida, que implica para la Sociedad un incremento promedio de su margen de distribución del 21% aproximadamente.
- A acceder al diferencial que se devengará desde la fecha prevista para aplicar el Cuadro Tarifario (“CT”) que resulta de la RTT hasta la efectiva vigencia del AA, en el supuesto de que dicho CT no comencare a aplicarse oportunamente.
- A obtener un ajuste semestral de la tarifa que reconozca la variación de costos producida desde el 01/09/08, el que debe llevarse a cabo de acuerdo con el Mecanismo de Monitoreo de Costos (“MMC”) allí previsto. La Sociedad presentó al ENARGAS pedidos de ajuste por aplicación del MMC con fechas 02/12/09 (ajuste por variaciones de costos devengadas entre setiembre de 2008 y agosto de 2009), 24/08/10 y 29/10/10 (ajuste por variaciones de costos devengadas entre septiembre de 2009 y febrero 2010), 28/01/11 (ajuste por variaciones de costos devengadas entre marzo y agosto de 2010), 09/09/11 (ajuste por variaciones de costos devengadas entre setiembre de 2010 y febrero de 2011) y 02/02/12 (ajuste por variaciones de costos devengadas entre marzo y agosto de 2011). El ENARGAS no ha aplicado aún los ajustes correspondientes.

El derecho reconocido a favor de la Sociedad al ajuste tarifario mediante el RTT estaba sujeto a la condición suspensiva de que el AT fuera ratificado por el Poder Ejecutivo, aspecto cumplido con el dictado del citado Decreto N° 235/2009. Al respecto, y sin perjuicio del tiempo transcurrido desde la publicación de este decreto, aún se encuentra pendiente de emisión por parte del ENARGAS la resolución que apruebe el Cuadro Tarifario correspondiente al RTT.

El AA establece la realización de un proceso de Revisión Tarifaria Integral (“RTI”), que fije un nuevo régimen de tarifas máximas por cinco años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I del Título Tarifas de la Ley N° 24.076 y de acuerdo a las pautas definidas en la misma AA, entre las cuales se mencionan las más importantes:

- Reconocimiento a percibir desde el 01/09/08 la diferencia entre el incremento del margen de distribución establecido en la RTT (promedio 21%) y el 27%.
- Consideración de mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución, a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio.
- La base de capital para determinar la remuneración de la Licenciataria considerará los bienes necesarios para la prestación del servicio público, valuados a su costo histórico reexpresado en función de índices oficiales de precios que tengan en cuenta la estructura de costos de dichos bienes.
- La tasa de rentabilidad se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley N° 24.076, de manera tal de fijar un nivel justo y razonable para actividades de riesgo comparables.
- El mecanismo de transferencia a las tarifas de los usuarios de la Licenciataria de todos los costos de la cadena de producción y transporte de gas, de acuerdo a lo previsto en la Ley N° 24.076, como así también la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias, excepto en el impuesto a las ganancias o el impuesto que lo reemplace o lo sustituya.

A pesar de que el AA preveía originalmente que la RTI debía iniciarse el 15/10/08 y estar finalizada para el 28/02/09 y después para el 30/09/09, a la fecha del presente documento no se ha dado inicio formal a la misma. Sólo se han realizado algunos avances en ciertos aspectos técnicos, tales como la recopilación de información histórica, los lineamientos para la determinación del costo del capital, entre otros.

Como consecuencia de los incumplimientos verificados por parte de la Autoridad, tanto en el RTT como en la RTI, con fechas 03/06/09, 05/11/09, 29/04/10 y 26/07/10 la Sociedad efectuó presentaciones por ante la UNIREN y el ENARGAS, expresando su preocupación debido a que la falta de cumplimiento de las obligaciones del Estado Nacional previstas en el AT y el AA colocan a la Sociedad en una situación económico-financiera cada vez más delicada a efectos de cumplir sus propias obligaciones según el marco regulatorio de la actividad. El 05/10/11 se trató nuevamente en reunión de Directorio el estado del AT y el AA, convocándose a Asamblea General Extraordinaria de Accionistas para el 15/11/11 a los efectos de considerar la situación planteada y los cursos de acción. Esta Asamblea convalidó lo actuado por el Directorio y las Gerencias de la Sociedad, aprobando que la Sociedad realice las acciones o gestiones tendientes a reclamar al Estado

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Nacional el cumplimiento del AT y del AA, y delegando en el Directorio para que determine la oportunidad, mérito y conveniencia de dichas acciones, según las circunstancias en cada momento.

El 29/12/11 la Sociedad formuló ante el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios un reclamo administrativo en los términos del Art. 30 y concordantes de la Ley Nacional de Procedimiento Administrativo N° 19.549, solicitando al Estado Nacional en su calidad de Otorgante de la Licencia y representado por el Poder Ejecutivo Nacional, el cumplimiento del AT y del AA y efectuando, asimismo, las reservas del caso.

Las tarifas

Tarifas de distribución

- A partir de la firma del AT y el AA del 08/10/08 y la ratificación de los mismos por parte del PEN, se habilita a la aplicación del RTT previa emisión de los respectivos Cuadros Tarifarios por parte del ENARGAS, los cuales siguen pendientes de emisión a la fecha del presente documento.
- Mediante sentencia del 12/05/11 recaída en el Expte. caratulado “Distribuidora de Gas Cuyana S.A. c/Resolución I/030 ENARGAS y otros”, la Cámara Nacional de Apelaciones Contencioso Administrativo Federal (“CNACAF”) resolvió el recurso directo que la Sociedad había interpuesto el 20/09/07 en contra de la Resolución ENARGAS I/030 del 29/06/07. El objeto de la acción era que el tribunal fijase el tiempo en el que el ENARGAS deberá cumplir con el ajuste de tarifas, a causa de extra costos de operación y mantenimiento de la Planta Compresora de Cerro Mollar, en el Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza (el ENARGAS había resuelto que el reconocimiento de extra costos correspondía, pero que debía tener lugar en el marco de una RTI). Al resolver, la CNACAF se pronuncia sobre el acuerdo de la renegociación, particularmente sobre el ajuste de tarifas, y establece que “se evidencia una situación de demora administrativa cuyo pronto despacho corresponde ordenar”, y que “corresponde otorgar un plazo de 60 días hábiles administrativos a fin de que la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del MPFIPyS tome la intervención que le compete. Cumplido ello, se procederá a devolver las actuaciones al ENARGAS quien luego de verificar el cumplimiento de los recaudos establecidos en el AT mencionado deberá pronunciarse acerca de la adecuación de tarifas según el RTT previsto en el plazo de 60 días hábiles administrativos.” El ENARGAS ha presentado un Recurso Extraordinario Federal. A su vez, el MPFIPyS presentó un pedido de nulidad de todo lo actuado que la Sociedad ha contestado el 13/10/11.

Ajustes estacionales por variación del precio de compra del gas

- En la **Resolución ENARGAS N° 3.466/2006** del 23/03/06, el ENARGAS no contempló la debida compensación por las diferencias que se produjeron a partir de la rectificación, por parte del ENARGAS, de los cuadros tarifarios actualizados por variación en el precio del gas con vigencia a partir del 01/07/05, motivo por el que se mantuvo el mismo costo de gas aprobado para octubre de 2004.

El ENARGAS omitió también la emisión de los cuadros tarifarios de la Sociedad y del resto de las distribuidoras de gas por variación en el precio del gas comprado que debían tener vigencia para los periodos estacionales de los años 2006 y 2007 y a partir del 01/05/08. A pesar de los oportunos reclamos formulados por la Sociedad, el ENARGAS no brindó ninguna justificación para tal inobservancia de la normativa.

- Con fecha 10/10/08 se emitió la **Resolución ENARGAS N° I/451/2008** por la que se aprueba a partir del 01/09/08 un nuevo cuadro tarifario que: (i) reconoce los nuevos precios del gas natural que surgen de la Resolución SE N° 1.070/2008 (comentada en el apartado “El gas” del presente documento) a partir del 01/09/08; y (ii) de acuerdo con lo establecido en el AT, fija en cero el valor de las Diferencias Diarias Acumuladas (“DDA”) sin reconocer las diferencias acumuladas a favor de la Sociedad entre el precio del gas pagado a los productores y el recuperado en las tarifas. En este sentido, el Acta Acuerdo establece que se incorporará en el proceso de Revisión Tarifaria Integral el tratamiento de las DDA hasta la fecha de finalización de dicho proceso.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Con fecha 16/12/08 se emitió la **Resolución ENARGAS N° I/568/2008** por la que se aprueba a partir del 01/11/08 las tarifas con los nuevos valores de precios del gas determinados en la Resolución SE N° 1.417/2008 del 16/12/08, en el marco del Acuerdo Complementario con los Productores de Gas ratificado por la Resolución SE N° 1.070/2008, que implican un aumento para los distintos segmentos de la categoría residencial de mayor consumo (R3).

El transporte

- El Gobierno Nacional mediante la **Resolución MPFIPyS N° 185/2004** creó un programa denominado “Fideicomisos de Gas - Fideicomisos Financieros” para obras de expansión y/o extensión en transporte y distribución de gas en el marco de lo dispuesto en el Artículo 2° de la Ley del Gas N° 24.076. Como resultado del Concurso Abierto N° 01/2004 (“CA01”) de Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN SA”), para la ampliación de la capacidad de transporte firme del GCO (Gasoducto Centro-Oeste), en julio de 2004 se le adjudicó a la Sociedad la disponibilidad de 531.497 m³/día hasta abril de 2028, sobre un total de 2,4 MMm³/día que la Sociedad requiriera oportunamente mediante una Oferta Irrevocable de Transporte Firme.

Dado que el Gobierno no implementó el financiamiento original previsto, la SE se abocó a obtener dicho financiamiento principalmente a través de productores de gas natural e instituciones financieras. Luego de diversas instancias y a pesar de las gestiones realizadas por la Sociedad y los Gobiernos de las Provincias de Mendoza y San Juan, TGN SA dio por cerrado el CA01 sin que se incluyera la expansión del GCO por falta de financiamiento.

El ENARGAS, mediante Nota N° 1.989/2005 del 22/03/05, determinó que el Cargo por Fideicomiso Gas fuera prorrateado entre todos los cargadores firmes de las Transportadoras, y los clientes de las distribuidoras y subdistribuidoras con excepción de las categorías Residencial, SGP1 y 2, aunque tales clientes se abastezcan del GCO que no se ha expandido (como es el caso de los clientes de la Sociedad). Por lo tanto, los clientes de los sistemas de transporte y distribución contribuyen al repago del incremento de capacidad, actuando la Sociedad, en lo concerniente a distribución sólo como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., de acuerdo a la normativa emitida por las autoridades competentes.

Para suplir la falta de expansión del GCO, y dando cumplimiento a lo comprometido con el Gobierno Nacional, YPF S.A. celebró con la Sociedad un convenio de comercialización de capacidad de transporte firme de 531.497 m³/día para los inviernos 2005 y 2006. Con el mismo objetivo, el ENARGAS, mediante **Resolución N° 3.773/2007**, reasignó a favor de la Sociedad por el plazo de un año a partir del 18/05/07, capacidad de transporte en firme por un volumen de 531.497 m³/día. Con el objetivo de prorrogar dicha reasignación para el invierno 2008, el ENARGAS -mediante orden regulatoria del 30/04/08- instruyó a: (i) la Sociedad a solicitar diariamente a TGN SA el transporte necesario en exceso de su capacidad de transporte en firme contratada (4.450.000 m³/día) para el abastecimiento de su demanda prioritaria; y (ii) TGN SA a que confirme las nominaciones de capacidad de transporte que realice la Sociedad por hasta un volumen de 531.000 m³/día en exceso de la capacidad en firme contratada. Esta reasignación fue prorrogada sucesivamente por el ENARGAS e incrementada a 1.180.000 m³/día para el invierno 2009, y a 1.580.000 m³/día para el invierno 2010. Para el invierno 2011 el ENARGAS no ha dispuesto reasignación de capacidad de transporte.

- A finales de setiembre de 2005 se publicaron las bases para un nuevo programa para expansión de gasoductos hasta 20 MMm³/día, que debía cubrir las demandas previstas para los años 2006 a 2008. Dentro de dicho programa a TGN SA le corresponde ampliar en 10 MMm³/día (5 MMm³/día sobre el Gasoducto Norte y 5 MMm³/día sobre el GCO), por lo que TGN SA hizo el llamado a un nuevo Concurso Abierto de Capacidad de Transporte denominado Concurso Abierto TGN SA 01/2005 (“CA02”).

El total de ofertas recibidas por TGN SA superó los 31 MMm³/día, en tanto que la capacidad a ampliar en su sistema era de sólo 10 MMm³/día. El ENARGAS realizó una validación preliminar de las ofertas por un total de más de 25 MMm³/día, asignando a la Sociedad 1.067.000 m³/día bajo Prioridad 1 (consumos R, P1 y P2): la cantidad de 847.000 m³/día a partir del 01/05/06 y 220.000 m³/día a partir del 01/05/07. La Sociedad desconoce aún los motivos por los cuales el ENARGAS no validó el total de 2,0 MMm³/día solicitados bajo Prioridad 1. La ejecución de las obras de expansión están supeditadas a los proyectos y contrataciones que efectivamente realice TGN SA y ello a su vez depende

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

de la obtención de financiamiento, por lo cual, a la fecha del presente documento se desconoce el plazo cierto de disponibilidad.

- El 18/05/06 se publicó en el Boletín Oficial la **Ley N° 26.095** que dispone la creación de cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética para la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad. Por medio de la **Resolución MPFIPyS N° 2.008/2006** se excluyen a las categorías Residencial, estaciones de GNC, SGP1 y SGP2 del cargo específico para repagar las obras de ampliación. Mediante la **Resolución ENARGAS N° 3.689/2007** del 09/01/07 se determinaron los cargos específicos por metro cúbico/día aplicables a la expansión de transporte 2006-2008, Cargo Específico Gas II. Este nuevo cargo constituye un incremento significativo del costo de transporte, con lo cual su nuevo costo total representa un valor que multiplica varias veces a la propia tarifa de transporte vigente a la fecha del presente documento. Esto ha generado diversas reacciones por parte de los clientes industriales que están sujetos al pago del mismo, algunos de los cuales han formulado reservas de derechos sobre los pagos realizados bajo este concepto. La Sociedad ha dado a conocer tales circunstancias a Nación Fideicomisos S.A., al ENARGAS y a la SE.

En este nuevo cargo la Sociedad también actúa como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A.

El 28/06/07 se publicó la **Resolución MPFIPyS N° 409/2007** por la cual se estableció una bonificación transitoria del 20% del cargo específico establecido en la Resolución N° 3.689/2007 del ENARGAS, con vigencia hasta el 31/12/07. Esta bonificación ha sido prorrogada sucesivamente por el MPFIPyS hasta el año 2009.

El 09/12/10 se publicó la **Resolución MPFIPyS N° 2.289/2010** que si bien modifica, con vigencia 01/12/10, los valores de los Cargos Específicos I y II, éstos no tienen un impacto en la factura final de los clientes, porque la reducción del Cargo Específico I se compensa exactamente con el incremento del Cargo Específico II.

- El 10/03/2011 TGN SA comunicó el llamado a Concurso Abierto de Capacidad Remanente de Transporte Firme TGN N° 01/2011 (“CA03”), ofreciendo, entre otras, capacidad de transporte firme en determinados puntos de entrega del área de distribución de la Sociedad, aunque para la misma no todos resultan de utilidad. La Sociedad presentó una Oferta Irrevocable en el CA03 solicitando su disposición en La Dormida por el volumen máximo disponible (punto de entrega de TGN para abastecer la mayor parte de la demanda de la Sociedad), esto es 1.067M m³/día, dado que la capacidad de entrega no cumplía con los requerimientos de la Distribuidora.

Con fecha 29/04/11 TGN SA comunicó las adjudicaciones del Concurso CA03, entre las cuales no estaba la adjudicación a la Sociedad, en virtud de la particular situación respecto del tramo Beazley-La Dormida y otras circunstancias.

A raíz de ello, la Sociedad y TGN SA iniciaron negociaciones a fin de resolver las divergencias entre las partes, celebrando recientemente un acuerdo adecuando las condiciones de la Oferta a la actual situación, lo cual fue puesto en conocimiento del ENARGAS. Mediante Nota ENRG N° 13.906/2011 del 06/12/11 se formalizó la adjudicación del CA03 a la Sociedad.

El gas

- Con fecha 14/06/07 se publicó la **Resolución SE N° 599/2007** que homologa la Propuesta para el Acuerdo del Estado Nacional con Productores de Gas Natural 2007-2011 (el “Acuerdo 2007-2011”) tendiente a la satisfacción de la demanda de gas del mercado interno. En él se establecen los mecanismos para asegurar el abastecimiento de gas por los volúmenes comprometidos por los Productores en el Acuerdo 2007-2011 y por los faltantes de gas para los casos en que la demanda interna supere los volúmenes comprometidos.

Dado que esta resolución modifica sustancialmente las condiciones estipuladas en la Licencia para la adquisición de gas a los productores, atribuyendo a la SE la potestad de ser quien define las condiciones de la provisión de gas, la Sociedad ha puesto en conocimiento del ENARGAS y de la SE sus observaciones, señalando que: (i) las cantidades de gas

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

previstas en los Anexos del Acuerdo 2007-2011 resultan insuficientes para el abastecimiento de la demanda prioritaria, por cuanto se tomó como base la demanda promedio mensual en lugar de los picos diarios que caracterizan esta demanda; (ii) el invierno de 2006 tomado como referencia no es representativo ya que fue un año excepcionalmente cálido; (iii) tampoco la estacionalidad del año 2006 es representativa de lo ocurrido en los años 2007 hasta 2010 inclusive, y de lo que pudiera ocurrir en el año 2011; y (iv) no se fijan precios ciertos para el gas a ser adquirido para la demanda prioritaria.

En este contexto, con fecha 30/09/2010 el ENARGAS notificó a la Sociedad la **Resolución ENARGAS N° I-1410/2010**, cuyo objeto es complementar las pautas de despacho vigentes ante el escenario de demanda y capacidad de transporte superiores a la oferta de gas natural y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución privilegiando el consumo de la demanda prioritaria.

A la fecha del presente documento, el abastecimiento de gas natural a las distribuidoras para cubrir la demanda prioritaria opera totalmente bajo el esquema de arreglos de suministros determinados mensualmente por la SE en función de la Resolución SE N° 599/2007 y complementados con los re-direccionamientos previstos en la Resolución ENARGAS N° I-1410/2010, y ello en virtud de que no fue posible formalizar acuerdos entre productores y distribuidoras. En este contexto la Sociedad no registra acuerdos vigentes con productores de gas, ya que ningún productor compromete las cantidades requeridas ante la incertidumbre de disponibilidad efectiva de los volúmenes y de los precios aplicables.

Con fecha 29/12/11, ante el inminente vencimiento (al 31/12/11) del Acuerdo 2007-2011, la SE emitió la Resolución SE N° 172/2011 (publicada en el Boletín Oficial el 05/01/12) que extiende temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución SE N° 599/2007, para la configuración de las obligaciones de suministro de gas natural oportunamente establecidas en el marco del Acuerdo 2007-2011, hasta que se produzca el dictado de las medidas que las reemplacen.

- Desde el invierno 2008 el Gobierno Nacional ha implementado un despacho energético unificado (gas y energía eléctrica), a cargo de la Subsecretaría de Planificación y Control de Gestión del Ministerio de Planificación (“SPCG”), con la participación del ENARGAS y las transportistas, que define el nivel de restricción necesario en función de la proyección de demanda y la oferta disponible. En virtud de la Resolución ENARGAS N° I-1410/2010 y a partir de su implementación, debería asegurarse la disponibilidad de todo el gas para el consumo prioritario, lo que debería evitar que se vuelvan a producir desbalances de distribuidoras por faltantes de gas para este segmento. En efecto, durante el invierno 2011 no se han producido desbalances significativos para el abastecimiento de la demanda prioritaria. Adicionalmente la resolución otorga atributos al ENARGAS como Autoridad concentradora de las decisiones pertinentes al despacho de gas, transporte y distribución.
- A pesar de las normas y metodologías arriba citadas, durante los años 2007 y 2008 el gas consumido fue superior al gas asignado por la SE, consecuencia de lo cual se generaron desbalances desfavorables en ambos años para la Sociedad. A los efectos de su cancelación la Sociedad realizó gestiones ante las Autoridades y los productores.

Sin la obtención de respuesta por parte de las Autoridades a los oportunos requerimientos de compensación formulados por la Sociedad, se realizaron gestiones ante los productores que dieron como resultado la cancelación total del desbalance del año 2007. Avanzada la segunda mitad del año 2011 se llegó a un acuerdo de precios con ENARSA por gran parte del desbalance de 2008. La Sociedad canceló las facturas emitidas por ENARSA netas de las notas de crédito producto de la negociación, reduciendo significativamente el desbalance pendiente de 2008.

Es de destacar que la Sociedad ofreció a las Autoridades depositar los montos originalmente devengados a los fines de que fueran asignados al pago de los productores que eventualmente habrían provisto el gas.

Respecto del año 2009, como consecuencia de las crónicas térmicas cálidas registradas durante el invierno, se generó un desbalance favorable no significativo para la Sociedad, situación contraria a la verificada en el 2010. El ENARGAS determinó que la provisión de gas correspondiente al desbalance del año 2010 fuera realizada por ENARSA (Energía Argentina S.A.), autorizándole a facturar a la Sociedad a los precios reconocidos en tarifa. La factura recibida por

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ENARSA fue rechazada como consecuencia de contener errores, la que fue corregida oportunamente por ENARSA mediante el envío de las correspondientes notas de crédito.

- El 01/10/08 por **Resolución SE N° 1.070/2008** se ratificó el “Acuerdo Complementario con Productores de Gas Natural suscrito el 19 de septiembre de 2008” (“Acuerdo Complementario”). Dicho acuerdo, que complementa lo dispuesto en el Acuerdo 2007-2011, tiene como objetivo: (i) reestructurar los precios del gas en boca de pozo a partir del 01/09/08, mediante la segmentación de la demanda residencial de gas natural (R1; R2 -1° a 3° escalón; y R3 -1° a 4° escalón-) conforme la **Resolución ENARGAS N° I/409/2008**, excluyendo del aumento a los clientes residenciales pertenecientes a las tres subcategorías de menor consumo anual; y (ii) destinar una parte del incremento a percibir por los Productores que suscriban el acuerdo a financiar el Fondo Fiduciario creado por la **Ley N° 26.020** para el subsidio del precio de las garrafas de uso domiciliario para consumidores de Gas Licuado de Petróleo (“GLP”) de bajos recursos.

Por aplicación de la **Resolución ENARGAS N° I/451/2008** estos incrementos en el precio del gas natural fueron trasladados a la tarifa final de los usuarios.

- El 27/11/08 se publicó el **Decreto PEN N° 2.067/2008**, por medio del cual se creó el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales. Posteriormente, la **Resolución MPFIPyS N° 1.451/2008** reglamentó dicho decreto e instruyó al ENARGAS para que determine el valor de dichos cargos, lo que realizó finalmente mediante la **Resolución ENARGAS N° I/563/2008** del 15/12/08. El MPFIPyS excluyó del pago de dichos cargos a los siguientes clientes: Subcategorías Residenciales R1, R2, Subdistribuidores, Servicio General P1 y P2, Clientes Servicio General P3 que no se compran el gas, GNC y las Centrales de Generación Eléctrica. Por **Resolución ENARGAS N° I/730/2009** del 27/04/09 se exceptuó del pago del cargo correspondiente a este Fondo Fiduciario a los usuarios residenciales R3 1° escalón de las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis, entre otras jurisdicciones. Con fecha 04/06/09 la Sociedad fue notificada de la **Resolución ENARGAS N° I/768/2009** por la que se extiende la excepción del pago de este Fondo Fiduciario a todos los usuarios residenciales R3 1° y R3 2° del país entre el 01/05/09 y 31/08/09, al tiempo que se estableció adicionalmente la misma condición para los usuarios residenciales R3 3° pertenecientes a las provincias beneficiarias de las excepciones establecidas por la Resolución ENARGAS N° I/730/2009.

El 18/08/09 se publicó la **Resolución ENARGAS N° I/828/2009** por la que se instruyó a las Licenciatarias del Servicio Público de Distribución, mediante un procedimiento en particular, a adoptar las medidas tendientes a efectuar las refacturaciones pertinentes a la reposición del cargo del **Decreto PEN N° 2.067/2008** percibido que correspondan a favor de sus usuarios con el debido proceso administrativo. Además se determinó, a solicitud del MPFIPyS, lo siguiente: (i) extender hasta el 30/09/09 el plazo establecido por la Resolución ENARGAS N° I/768/2009; (ii) dejar sin efecto el cargo aplicado a los usuarios residenciales durante el periodo comprendido entre los meses de junio y julio de 2009, debiendo, en consecuencia, implementar los mecanismos y procedimientos que resulten necesarios para la devolución de montos abonados por dicho concepto a los usuarios residenciales alcanzados; y (iii) establecer una bonificación equivalente al 70% del cargo a aplicar a los usuarios residenciales, durante el periodo comprendido entre los meses de agosto y setiembre de 2009. Estas disposiciones generaron un extraordinario incremento de las consultas y reclamos de clientes, modificaciones importantes en los sistemas de facturación y cobranzas, refacturaciones para corregir las facturas emitidas conforme a disposiciones vigentes al momento de ejecutarse el proceso, y extensiones en los plazos de cobranzas, afectándose en consecuencia el desenvolvimiento habitual de las operaciones administrativas de la Sociedad y los costos operativos y financieros.

Por **Resolución ENARGAS N° I/1.179/2010** del 29/04/10 para el año 2010 y posteriormente por **Resolución ENARGAS N° I/1707/2011** del 26/04/11 para el año 2011, se exceptuó del pago del cargo del Decreto PEN N° 2.067/2008 a los usuarios residenciales R3 1° y R3 2° de todo el país y adicionalmente a los R3 3° pertenecientes a las provincias beneficiarias de las excepciones establecidas por la Resolución ENARGAS N° I/730/2009. La medida aplicó a partir del 1° de mayo para los consumos de gas verificados entre esa fecha y el 30 de setiembre. Adicionalmente, se estableció una bonificación del 100% a los usuarios residenciales durante el periodo de consumo comprendido entre junio y julio y una bonificación equivalente al 70% del cargo citado durante el periodo de consumo de los meses de agosto y setiembre.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Por **Resolución ENARGAS N° I/1982/2011** del 08/11/11 se implementan los ajustes de los valores del Cargo Decreto N° 2067/2008 para cada categoría de usuario para ser aplicados sobre los consumos que se produzcan a partir del 01/12/11, de acuerdo con las instrucciones impartidas en la Providencia MPFIPyS N° 2.609, de fecha 04/11/11.

Mediante **Resolución ENARGAS N° I/1.993/11** del 25/12/11 y conforme la Providencia MPFIPyS N° 2.780, de fecha 25/11/11, el ENARGAS instruyó a las Licenciatarias a aplicar a los consumos registrados a partir del 01/01/12 de los usuarios residenciales comprendidos en ciertas zonas geográficas que la misma resolución establece, y a los usuarios residenciales comprendidos en countries, barrios cerrados, clubes de campo y clubes de chacras, a nivel nacional, el Cargo Decreto N° 2.067/2008 en forma completa, según los valores del Anexo I de la Res. ENRG N° I/1.982/2011. Asimismo, se instruye a las Licenciatarias a poner a disposición de los usuarios que soliciten el mantenimiento del subsidio, el Formulario de "Declaración Jurada de la necesidad del subsidio" que la resolución dispone en un segundo anexo.

Por la **Disposición Conjunta N° 216/2011 y 733/2011** de la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión ("SCCG") y la Subsecretaría de Presupuesto ("SP") se establece el "Registro de Renuncia Voluntaria al Subsidio" aprobándose el respectivo formulario, como así también la declaración jurada sobre la necesidad del subsidio, la nota de finalización del trámite de renuncia, y el modelo de factura de servicios.

- El cargo adicional creado por el **Decreto PEN N° 2.067/2008**, y reglamentado por sucesivas resoluciones del ENARGAS, ha sido aplicado sólo a parte de los usuarios con domicilio en el área de servicio de la Sociedad, como consecuencia del cumplimiento de resoluciones judiciales de los tribunales federales que limitaron su facturación. Estas sentencias, sin novedades a la fecha del presente documento, se informan seguidamente:

(i) En el transcurso de 2009, la Sociedad ha sido notificada de medidas cautelares dispuestas por los Juzgados federales de Mendoza, San Rafael, y San Luis -en el marco de acciones de amparo y declarativas de inconstitucionalidad- respecto de las normas emitidas con pretensión de cobro de los cargos específicos destinados al repago de obras de ampliación de gasoductos pertenecientes al sistema de TGN SA y de adquisiciones de gas. Los fallos suspenden la aplicación de los cargos adicionales, en algunos casos con efectos limitados a la facturación del servicio a las sociedades actoras y en otros con efectos colectivos, a los usuarios residenciales y/o de todas las categorías comprendidos en la jurisdicción territorial de cada tribunal. La normativa suspendida en su aplicación es según cada caso, el Decreto PEN N° 2.067/2008, las resoluciones del MPFIPyS N° 2.008/2006 y N° 1.451/2008, y las resoluciones ENARGAS N° 3.689/2007, N° 563/2008, N° I/615/2009, N° 466/2008 y N° 449/2008.

Las medidas precautorias establecen según el caso la no aplicación de los cargos adicionales a la facturación, o la opción a favor del usuario de seguir pagando sus facturas de acuerdo con el régimen tarifario anterior al dictado de dichas normas, con el carácter de pago a cuenta, sin que ello pueda ser causal de suspensión, interrupción o corte del suministro.

(ii) La Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal ("CNACAF") resolvió con fecha 10/09/09 como medida cautelar presentada por el Defensor del Pueblo de la Nación, que los usuarios afectados por el Decreto PEN N° 2.067/2008 y normas complementarias, pueden seguir pagando sus facturas de acuerdo con el régimen tarifario anterior al dictado de dichas normas, con el carácter de pago a cuenta, sin que ello pueda ser causal de suspensión, interrupción o corte del suministro. El 21/09/09 el ENARGAS informó esta medida a la Sociedad mediante Nota ENRG N° 11.821.

(iii) Con fecha 26/09/11 el Juez Federal Subrogante de San Rafael, en los autos caratulados "Fiscal de Estado Provincia de Mendoza contra Estado Nacional, Enargas y Ecogas", y su acumulado "Cámara de Comercio, Industria y Agropecuaria de San Rafael y Federación de Uniones Vecinales de San Rafael", por amparo contra las disposiciones del Decreto PEN N° 2.067/2008, resolvió rechazar los planteos de incompetencia y oposición a la acumulación de los procesos que habían sido interpuestos por el co-demandado Estado Nacional. La causa proseguirá su trámite para la resolución sobre el fondo.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Desde 1998 se viene registrando una declinación permanente de la producción de gas natural de los yacimientos de Cerro Mollar y Puesto Rojas, que han abastecido históricamente a la localidad de Malargüe. Esta situación originó constantes acciones por parte de esta Licenciataria a los fines de mantener la continuidad del servicio público, tales como la conversión parcial de las redes de distribución a GLP, y posteriormente la instalación de una planta de propano aire, sistema mediante el cual actualmente se abastece exclusivamente con GLP vaporizado y vaporizado indiluido a la totalidad de los clientes (Residenciales, Comerciales, Industrias y Hotelería), con excepción de la estación de carga de GNC, único cliente que, en condición interrumpible, continúa siendo abastecido mediante el gas natural proveniente de los citados yacimientos .

En lo que respecta a las fuentes de abastecimiento de gas natural, el sistema de producción cuenta con una planta de deshidratación y compresión, la cual, durante la gestión de Gas del Estado SE (“GdE”), y hasta 1996, fue operada por distintas empresas productoras locales por tratarse de una actividad inherente a la etapa primaria de la industria (producción, captación y tratamiento de gas) de responsabilidad de las empresas petroleras.

Dicha instalación no integró los activos transferidos a la Sociedad; el contrato de operación entre GdE y el productor no fue cedido a la Sociedad; y el costo correspondiente a la operación y el mantenimiento no fue contemplado en las tarifas de distribución aplicables a la subzona Malargüe.

Ante la sensible reducción de los volúmenes de gas natural entregados por este yacimiento y por haberse tornado totalmente ineficiente tanto técnica como económicamente la operación de la planta compresora para estos caudales, se notificó a la estación de GNC que a partir del 30/04/07 la Sociedad cesaba la operación de dicha planta y consecuentemente no continuaría con el transporte y la distribución del gas natural a la estación de GNC. El ENARGAS, a pesar de reconocer el derecho de la Sociedad a la compensación por los mayores costos de operación y mantenimiento de la planta compresora de Cerro Mollar, intimó a la Sociedad a mantener la plena continuidad del servicio licenciado, bajo apercibimiento de iniciar el procedimiento sancionatorio que el eventual incumplimiento pudiere generar. La Sociedad interpuso un Recurso de Reconsideración. En cumplimiento de dicha intimación la Sociedad ha continuado realizando las operaciones de tratamiento y compresión del gas, como así también su posterior distribución a la estación de carga de GNC. Dado que el ENARGAS ha reconocido el derecho a la compensación de los mayores costos de operación y mantenimiento de dicha planta, la Sociedad requirió que se dispongan los trámites comprometidos que se encuentren pendientes; reservándose el derecho de adoptar las medidas que resulten necesarias para impedir el agravamiento de los daños resultantes a su patrimonio.

Luego, el 05/07/07 el ENARGAS comunicó a la Sociedad su Resolución N° 030/2007 por la que desestima el Recurso de Reconsideración interpuesto por la Sociedad. En los considerandos de esta resolución se destaca que “...el hecho de no haberse realizado hasta el momento ninguna Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) no invalida la afirmación de que el ámbito propicio para el eventual reconocimiento de los gastos incurridos por la operación y mantenimiento de la Planta sea el de una RTI...” y que “...la realización de la RTI de Cuyana se encuentra supeditada a la culminación exitosa de la renegociación en curso que se desarrolla entre esa Distribuidora y la UNIREN, trámite éste que en esta instancia se encuentra fuera de la esfera de responsabilidad del ENARGAS...”

Como se ha informado en el subtítulo “Tarifas de distribución” de la presente Reseña Informativa, el 20/09/07 la Sociedad presentó un recurso judicial directo contra dicha resolución ante la CNACAF. Mediante la sentencia del 12/05/11, el tribunal tomó en consideración que no corresponde que se calculen las nuevas tarifas con prescindencia del proceso de revisión tarifaria ordenado por los acuerdos celebrados del proceso de renegociación, respecto de los cuales “se evidencia una situación de demora administrativa cuyo pronto despacho corresponde ordenar”, y que “corresponde otorgar un plazo de 60 días hábiles administrativos a fin de que la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del MINPLAN tome la intervención que le compete. Cumplido ello se procederá a devolver las actuaciones al ENARGAS quien luego de verificar el cumplimiento de los recaudos establecidos en el Acuerdo Transitorio mencionado deberá pronunciarse acerca de la adecuación de tarifas según el Régimen Tarifario de Transición previsto en el plazo de 60 días hábiles administrativos.” El Enargas ha presentado un Recurso Extraordinario Federal. A su vez, el MPFIPyS presentó un pedido de nulidad de todo lo actuado que la Sociedad ha contestado el 13/10/11.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Con relación al abastecimiento propiamente dicho de GLP en la subzona Malargüe, se continuó operando con normalidad la planta de inyección de propano indiluido para la sustitución de volúmenes de gas natural, como solución al problema de la creciente declinación de los pozos productores de gas que abastecen a la localidad. Por Ley N° 26.019 del 02/03/05 se dispuso una prórroga por 10 años del Acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido. Dicho acuerdo de abastecimiento tiene por objeto asegurar la estabilidad de las condiciones de tal abastecimiento en las redes actualmente en funcionamiento en todo el territorio de la República Argentina, que se encuentren debidamente registradas por la Autoridad Regulatoria, como consecuencia del comportamiento del precio internacional del gas propano -referente básico del precio mayorista interno- y el precio de ese producto incorporado en las tarifas de distribución de gas por redes aprobadas por el ENARGAS.

Los productores están asignando las cantidades confirmadas por el ENARGAS, coincidentes con las solicitadas por la Sociedad y que surgen del Acuerdo de Abastecimiento de GLP firmado por los productores y la SE para el período mayo 2010–abril 2011. A la fecha del presente documento no ha sido firmado aún el Acuerdo de Abastecimiento del GLP para el periodo mayo 2011–abril 2012.

Desde octubre de 2003 la Sociedad comenzó a percibir el subsidio establecido por el Art. 75 de la Ley N° 25.565, para financiar las compensaciones tarifarias por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales y de GLP del Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza, entre otras regiones consideradas por la disposición.

Los clientes

- En el contexto de las previsiones contenidas en el Marco Regulatorio, ante los nuevos requerimientos de clientes que solicitan conectarse al servicio en aquellas zonas en donde resulta necesario repotenciar la infraestructura para el abastecimiento de gas, se solicita a los mismos el financiamiento de los refuerzos necesarios como condición imprescindible para otorgar la factibilidad.
- Se renovaron los acuerdos con los Grandes Usuarios y GNC cuyos vencimientos se producían en 2011, adecuándose los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de disponibilidad de transporte y distribución.
- El Decreto PEN N° 180/2004 crea la categoría GNC Firme, lo que requiere la determinación de una Capacidad de Reserva Diaria (“CRD”), estableciendo: (i) la determinación de la Reserva Mínima Inicial (“RMI”) en función de los picos de consumo diarios o mensuales registrados por cada estación en el periodo anual anterior al comienzo de su aplicación; y (ii) la actualización anual de la CRD, en función de los picos de consumo normales y habituales registrados por cada estación en el periodo anual anterior, teniendo en cuenta que la posibilidad de incrementar la CRD está supeditada a la disponibilidad de capacidad en firme remanente por parte de la Sociedad.
- El 23/05/05 se publicó la **Resolución SE N° 752/2005**, mediante la cual se reglamentaron, principalmente, los artículos 4° y 5° del Decreto PEN N° 181/2004, que establecen la prohibición a las distribuidoras a partir del 01/08/05 de vender gas a los Grandes Usuarios y Usuarios SGG y SGP -tercer escalón- con consumos superiores a 150.000 m³/mes. Tal prohibición se extendió -a partir del 01/01/06- al resto de los usuarios SGP3 y a partir del 01/04/06 para las estaciones de GNC, según la **Resolución SE N° 275/2006**.

Asimismo, el ENARGAS emitió el 24/05/06 la **Resolución N° 3.515/2006** en la que dispuso que las prestadoras del servicio de distribución de gas debían garantizar a las estaciones de GNC que contasen únicamente con servicios interrumpibles, un abastecimiento mínimo diario de 3.000 m³/día a los efectos de asegurar el normal suministro de GNC a los consumidores. Posteriormente, con fecha 15/08/06 y mediante **Resolución N° 3.569/2006** el ENARGAS incrementó dicho abastecimiento mínimo hasta un total de 5.000 m³/día, manteniendo la vigencia por medio de diferentes resoluciones hasta el 30/04/12. Todas estas medidas fueron oportunamente recurridas por la Sociedad sin que a la fecha del presente documento se hayan obtenido respuestas que reflejen que los argumentos expuestos por la Sociedad estén siendo atendidos.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Como consecuencia de las dificultades para acceder a mayor capacidad de transporte y provisión de gas de los productores y el incremento de la demanda en virtud de la distorsión de precios relativos del gas natural con relación a los combustibles alternativos, se continuó al igual que desde el año 2004 con la postergación temporaria del otorgamiento de factibilidades para clientes GNC Firmes y SGP con consumos superiores a 108.000 m³/año (3° escalón), y nuevas disponibilidades o ampliaciones de consumo para grandes usuarios industriales y servicios SGG, salvo que los mismos aseguren contar con equipos duales u otra fuente alternativa de abastecimiento que les permitan acatar las restricciones en el periodo invernal. Estas situaciones han sido informadas al ENARGAS.
- Además del Programa de Uso Racional de la Energía (“PURE”) creado por la **Resolución SE N° 415/2004**, con vigencia permanente establecida por la **Resolución SE N° 624/2005** desde el 15 de abril y hasta el 30 de setiembre de cada año (cuya aplicación se encuentra suspendida desde 2009 por temas de fondo normativo pendientes de resolución por la SE), el 24/12/07 se publicó el **Decreto PEN N° 140/2007** por el cual se declara de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía, aprobándose los lineamientos del programa denominado PRONUREE, destinado a contribuir y mejorar la eficiencia energética de los distintos sectores consumidores de energía.

2) Estructura patrimonial comparativa (en miles de pesos):

	31/12/11	31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/07
Activo Corriente	134.548	121.955	79.035	74.902	84.248
Activo no corriente	498.144	499.256	511.083	520.431	522.131
Total	632.692	621.211	590.118	595.333	606.379
Pasivo corriente	69.291	71.937	55.443	55.370	60.138
Pasivo no corriente	13.900	2.379	650	656	663
Subtotal	83.191	74.316	56.093	56.026	60.801
Patrimonio neto	549.501	546.895	534.025	539.307	545.578
Total	632.692	621.211	590.118	595.333	606.379

3) Estructura de resultados comparativa (en miles de pesos):

	31/12/11	31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/07
Resultado operativo ordinario - Ganancia	8.173	19.200	22.710	30.683	42.452
Resultados financieros y por tenencia	10.626	6.153	4.163	4.188	3.828
Otros ingresos netos	198	193	(434)	1.019	(92)
Utilidad ordinaria antes del impuesto a las ganancias	18.997	25.546	26.439	35.890	46.188
Impuesto a las ganancias	(10.320)	(12.676)	(13.124)	(16.314)	(19.991)
Utilidad neta	8.677	12.870	13.315	19.576	26.197

4) Datos estadísticos:

	31/12/11	31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/07
Volúmenes operados (millones de m ³)	2.503,5	2.371,8	2.290,2	2.391,3	2.286,2
Ingresos por ventas (miles de pesos)	252.733	233.517	209.147	184.324	189.283
Costo del gas (miles de pesos)	170.270	153.841	137.425	110.043	108.099

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/12

PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

5) Índices:	31/12/11	31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/07
Liquidez ¹	1,94	1,70	1,43	1,35	1,40
Liquidez inmediata ²	1,91	1,67	1,39	1,32	1,37
Solvencia ³	6,61	7,36	9,52	9,63	8,97
Endeudamiento ⁴	0,15	0,14	0,11	0,10	0,11
Razón del Patrimonio neto/Activo total	0,87	0,88	0,90	0,91	0,90
Inmovilización del capital ⁵	0,79	0,80	0,87	0,87	0,86
Rentabilidad ⁶	0,02	0,02	0,02	0,04	0,05
Leverage financiero (ROE/ROA) ⁷	1,15	1,13	1,10	1,08	1,09
Rotación de activos ⁸	0,40	0,38	0,35	0,31	0,31
Rotación de inventarios ⁹	1,51	1,48	1,50	1,37	1,40

Las cifras expuestas en pesos reconocen los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda hasta el 28/02/03, siguiendo el método de reexpresión establecido por la RT N° 6 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas ("F.A.C.P.C.E."). (Ver Nota 4 a) correspondiente a los Estados Contables de la Sociedad al 31/12/11).

6) Comparación analítica de resultados:

- El resultado operativo ordinario al 31/12/11 (utilidad de \$8,2 millones) acusa una disminución de 57,3% (\$11 millones) con respecto al 31/12/10 (utilidad de \$19,2 millones), explicada por un incremento registrado en las ventas netas de menor proporción que el verificado en el costo de ventas y los gastos entre ambos ejercicios. A pesar de lo significativa que resulta esa caída, lo más relevante ha sido su diferencia -pérdida- de \$69,2 millones (como consecuencia del congelamiento de tarifas desde 1999 y de la inflación sufrida en todos estos años) con relación a la utilidad del ejercicio 2001 (\$77,4 millones), año anterior a la pesificación de las tarifas, la devaluación y el proceso inflacionario derivado.
- El resultado neto del ejercicio cerrado al 31/12/11 es una utilidad de \$8,7 millones, lo que implica alcanzar una diferencia de \$4,2 millones -pérdida- con respecto a la utilidad registrada al 31/12/10, que ascendió a \$12,9 millones. El mayor impacto entre ambos resultados está dado por el efecto neto entre: (i) el aumento de 8,2% en las ventas en pesos con respecto al 31/12/10, originado conjuntamente y con distintos efectos, por un aumento de casi 5,6% en el volumen de gas operado entre ambos ejercicios, el incremento del número de clientes (3,9%); y por una diferente distribución de la venta por segmentos de clientes; (ii) el incremento en el costo de ventas más los gastos de administración y comercialización, que en conjunto aumentaron 14,1% al 31/12/11 respecto del 31/12/10. El costo de ventas creció 10,8%, fundamentalmente por el efecto neto entre: el incremento de 9,9% en el costo de la compra del gas; una demanda prioritaria mayor que la registrada para el ejercicio 2010; el aumento de 10,1% en el costo del transporte y de 12,3% en los gastos de distribución. Los gastos de administración y comercialización aumentaron en conjunto aproximadamente 22,8%, principalmente por los aumentos en el costo laboral, en los precios de bienes y servicios, y en tasas, que también afectaron a los gastos de distribución; y (iii) la mayor ganancia neta de los resultados financieros netos obtenidos al 31/12/11 de \$10,6 millones (72,7%) respecto de los correspondientes al 31/12/10, como consecuencia, principalmente, de un incremento de casi \$3,5 millones en la variación -ganancia- por intereses generados por activos y pasivos; el incremento -ganancia- de los resultados por tenencia de \$0,23 millones, y la mayor ganancia neta de \$0,79 millones entre las diferencias de cotización activas y pasivas (derivada, principalmente, por ganancias generadas por activos en dólares estadounidenses al 31/12/11 que se incrementaron en casi 4,5 millones con respecto al 31/12/10, y con diferentes diferenciales de cotización del peso argentino frente al dólar estadounidense entre épocas -con una paridad al 31/12/11 de \$4,264 por U\$S, frente a \$3,94 por U\$S al 31/12/10, versus \$3,76 al 31/12/09-).

¹ Fórmula: Activo corriente / Pasivo corriente.

² Fórmula: (Caja y Bancos + Inversiones y Créditos Ctes.) / Pasivo corriente.

³ Fórmula: Patrimonio neto / Pasivo total.

⁴ Fórmula: Pasivo total / Patrimonio neto.

⁵ Fórmula: Activo no corriente / Activo total.

⁶ Fórmula: Resultado neto / Patrimonio neto promedio.

⁷ Fórmula: (Resultado neto ordinario / Patrimonio neto) / ((Resultado neto ordinario + Intereses perdidos) / Activo).

⁸ Fórmula: Ventas / Activo.

⁹ Fórmula: Costo de materiales / Existencia promedio de Bienes de cambio (materiales).

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/12**

PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

7) Perspectivas:

- **Para el primer trimestre del año 2012 se prevé:**

La gestión

- Llevar a cabo, conforme la política comercial proyectada, los programas anuales técnicos y de atención al cliente en los centros operativos, sucursales y agencias, priorizando el resguardo de la calidad y los niveles de seguridad en la prestación del servicio.
- Dar comienzo a los programas anuales respecto del mantenimiento de redes, gasoductos y cámaras, como así también los relativos a la búsqueda y reparación de fugas, de control y verificación de estaciones de GNC, y de supervisión técnica de las instalaciones y actividades de los Subdistribuidores.
- Planificar las nuevas auditorías técnicas, comerciales y administrativas a desarrollar durante el ejercicio 2012, como parte del proceso de control interno. Continuar con las actividades relativas al desarrollo y actualización de procedimientos y manuales, en el marco del proceso de definición de un modelo de organización, gestión y control con estadios de creciente eficiencia. Proseguir con la implementación de mejoras a los procesos comerciales y técnicos, con el desarrollo de la segunda etapa del sistema de seguimiento de la gestión de proyectos de expansión y extensión de redes, con las modificaciones al sistema comercial por cambios en materia regulatoria, y con el mantenimiento de las aplicaciones existentes en apoyo a la gestión de la Sociedad. Concretar la implementación del sistema de lectores biométricos para el control de acceso de personas a las oficinas.
- En Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se desarrollarán las actividades pertinentes para incluir en el sistema integrado de información SSA los indicadores correspondientes a los principales contratistas, y todas aquellas que hacen al cumplimiento del plan de acción establecido para el año en curso.
- Se renegociarán las escalas salariales para el primer cuatrimestre de 2012.
- Iniciar el programa anual de capacitación a desarrollar durante el ejercicio sobre la base del proyecto interanual previsto, abarcando temas de formación técnica, profesional, actitudinal y complementaria a las competencias adquiridas.
- Continuar con la política del estudio permanente de la evolución de los mercados financieros internos e internacionales, y de las posibilidades de obtención de fondos que la Sociedad pueda requerir, dentro del marco de una política prudente en la medición del riesgo y en la evaluación de las condiciones exigidas por las entidades financieras.

Las inversiones

- Desarrollar el programa de inversiones necesarias con el objetivo de sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, con sujeción a un estricto cumplimiento de pautas preestablecidas de austeridad en la aplicación de recursos y de preferencia por la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución. Asimismo, en el marco del Programa de Fideicomisos de Gas, o mediante gestiones directas con los Gobiernos Provinciales y Autoridades Nacionales, se continuará buscando potenciar y ampliar el sistema de distribución de gas mediante inversiones a cargo de terceros interesados.

Entre otras inversiones, se proseguirá con las obras de potenciamiento y renovación de redes y servicios e interconexión de redes de media y baja presión; las obras de ampliación de cámaras reductoras de presión como las de Mendoza Sur y Pantanillo –Mendoza-, y la construcción de cámaras nuevas en General Alvear –Mendoza- y el Volcán –San Luis-; adecuación de trampas de scrapers; la construcción de ramales de alimentación plantas de regulación de flujo en San Juan y Mendoza; se adquirirán medidores y unidades correctoras para distintos caudales, presiones y diámetros para nuevas industrias y clientes residenciales; en el rubro de protección catódica se continuará con la renovación de; y se realizarán trabajos de digitación de planos.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La emergencia y la renegociación del Contrato de Licencia dispuesta por el Estado Nacional

- Conforme lo resuelto en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 15/11/11, la Sociedad continuará con las acciones o gestiones tendientes a reclamar al Estado Nacional el cumplimiento del AT y del AA, según las circunstancias en cada momento.

Las tarifas

- Reiterar al ENARGAS que dé curso al proceso de Revisión Tarifaria Integral previsto en el AT y en el AA, cuya fecha de terminación se estableció para el 28/02/09 (luego prorrogada hasta el 30/09/09), que se encuentra demorado hasta la fecha del presente documento, aspecto que resulta esencial para preservar la eficiente prestación del servicio licenciado.
- Llevar a cabo las presentaciones al ENARGAS respecto del reconocimiento en las tarifas de las variaciones en el precio del gas y en los impuestos nacionales, provinciales y municipales.

El gas

- Continuar las gestiones ante las autoridades competentes para obtener las cantidades de gas necesarias para abastecer la demanda prioritaria de la zona y lograr la cancelación de los desbalances por falta de gas a los precios reconocidos en la tarifa.

Los clientes

- Dar continuidad al estudio de las posibilidades de satisfacer los pedidos de nuevos suministros y/o ampliaciones de capacidad firme sin comprometer el sistema ni la demanda ininterrumpible, postergando el otorgamiento de nuevos proyectos y factibilidades técnicas de futuros clientes, en la medida que se observen restricciones y no se resuelva el faltante de capacidad de transporte ni se asegure la disponibilidad de gas, conforme las disposiciones del Decreto N° 181/2004 y complementarias.

- **Para el resto del año 2012 se prevé:**

La gestión

- Continuar con el desarrollo de los planes técnicos y comerciales en los centros operativos, sucursales y agencias, previstos para el año, privilegiando la continuidad, la seguridad y la calidad en la prestación del servicio.
- Proseguir con las tareas programadas para el año 2012 respecto del mantenimiento de redes, gasoductos y cámaras, como así también completar los programas de búsqueda y reparación de fugas, de control y verificación de estaciones de GNC, y de supervisión técnica de los Subdistribuidores.
- Cumplir el programa de actualización y desarrollo de procedimientos y manuales de gestión; controles internos y mejoras de procesos; actualización e implementación de cambios en la estructura de la Sociedad; y la administración de la seguridad de los sistemas informáticos, incluyendo los permisos en las aplicaciones en función de las actividades del puesto, en el marco del proceso de definición de un modelo de organización, gestión y control con estadios de creciente eficiencia. En materia de seguridad en los sistemas, se desarrollará la revisión semestral de las matrices funcionales de acceso a las aplicaciones informáticas relevantes de la Sociedad. Se finalizará el desarrollo de la segunda etapa del sistema para el seguimiento de la gestión de proyectos de expansión y extensión de redes; se implementará el proyecto de alta electrónica de clientes; se ejecutará el reemplazo del sistema de colectores para lectura de grandes clientes; al tiempo que se continuará con el mantenimiento de los sistemas existentes en apoyo a la gestión de la Sociedad.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se avanzará en la definición e implementación de los procesos necesarios para alcanzar el objetivo de cumplir con las condiciones que permitan una futura certificación internacional en el ámbito de SSA. Se comenzará con las inspecciones programadas para el año, la gestión de incidentes y emergencias, las comunicaciones previstas, y la precalificación de contratistas.

- Llevar a cabo las negociaciones previstas en el Convenio Colectivo de Trabajo vigente.
- Concretar el programa de capacitación previsto para el personal con un total de aproximadamente 7.400 horas/hombre para todo el año 2012.
- Desarrollar, en el ámbito institucional, la campaña anual de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono.
- Estudiar permanentemente la evolución de los mercados financieros internos e internacionales y de las posibilidades de obtención de fondos que la Sociedad pueda requerir, dentro del marco de una política prudente en la medición del riesgo y en la evaluación de las condiciones exigidas por las entidades financieras.

Las inversiones

- Llevar a cabo las actividades relativas al programa 2012 de inversiones operativas y otras menores, con el objetivo de sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, sujetas a un estricto cumplimiento de pautas preestablecidas de austeridad en la aplicación de recursos y de preferencia por la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución. Entre otras inversiones, se llevarán a cabo obras de renovación de redes y servicios en distintas zonas del área licenciada; potenciamiento de redes; interconexiones de media y baja presión; la construcción de nuevos ramales de gasoductos en las provincias de Mendoza y San Juan; obras de estandarización de cámaras reguladoras de presión y adecuación de trampas de scrapers; instalación de equipos rectificadores la protección catódica; la estandarización de plantas reguladoras de presión y la adecuación de ventilaciones y tapas; la incorporación de sistemas de filtrado en cámaras; la construcción de nuevas estaciones reguladoras en San Juan –Centenario y Albardón-; en Mendoza –Rivadavia Sur- y en San Luis -Villa Mercedes II-; la compra de medidores y unidades correctoras para nuevas industrias; la digitalización de planos; e inversiones menores en equipamiento.
- Continuar con las gestiones iniciadas ante la SE para incluir la ejecución de las obras de distribución propuestas para satisfacer el crecimiento de la demanda en el área licenciada dentro del Programa de Fideicomisos de Gas y/o acuerdos específicos.

La emergencia y la renegociación del Contrato de Licencia dispuesta por el Estado Nacional

- Conforme lo resuelto en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 15/11/11, la Sociedad continuará con las acciones o gestiones tendientes a reclamar al Estado Nacional el cumplimiento del AT y del AA, según las circunstancias en cada momento.

Las tarifas

- Reiterar al ENARGAS que dé curso al proceso de Revisión Tarifaria Integral previsto en el AT y en el AA, cuya fecha de terminación se estableció para el 28/02/09 (luego prorrogada hasta el 30/09/09), que se encuentra demorado hasta la fecha del presente documento, aspecto que resulta esencial para preservar la eficiente prestación del servicio licenciado.
- Presentar al ENARGAS el séptimo pedido de ajuste de tarifas por variación de costos, en función de lo previsto en el AT y en el AA.
- Realizar las presentaciones al ENARGAS respecto del reconocimiento en las tarifas de las variaciones en el precio del gas y en los impuestos nacionales, provinciales y municipales.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El gas

- Continuar con las gestiones ante las autoridades competentes para obtener las cantidades de gas necesarias para abastecer la demanda prioritaria de la zona y para lograr la cancelación de los desbalances por falta de gas a los precios reconocidos en la tarifa.

Los clientes

- Analizar las factibilidades técnicas y económicas en respuesta a solicitudes de clientes, tomando en consideración las limitaciones que correspondan para su otorgamiento.
- Llevar a cabo las negociaciones conducentes a renovar los acuerdos de distribución de gas con los grandes usuarios para el periodo comprendido entre el 01/05/12 y el 30/04/13, adecuándose los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de disponibilidad de transporte y distribución.

8) Avance en el cumplimiento del plan de implementación de las NIIF:

- Conforme lo establecido por la **Resolución General N° 562/2009** de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) – ampliada por la **Resolución General N° 576/2010** de la CNV-, y con respecto al Plan de Implementación de las NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera), se informa que a finales del mes de abril de 2010 se finalizó el curso de capacitación intensiva del personal clave involucrado en el proceso de registración contable y en la preparación de los estados financieros e información complementaria requerida por las NIIF, previsto como primer etapa de capacitación y desarrollo de recursos en esta materia, que implicó la inversión de 1.151 horas/hombre. En el mes de diciembre de 2010 se desarrolló una capacitación dirigida a un específico grupo de colaboradores y referida a una NIIF en particular, que representó 120 horas/hombre adicionales.

Asimismo, se llevó a cabo la contratación de un estudio de asesores externos con el objetivo de obtener la asistencia necesaria para el coordinador del plan de implementación, en la evaluación de los principales impactos del cambio a NIIF. A la fecha del presente documento la Sociedad y el estudio contratado han finalizado las etapas previstas en el cronograma de trabajo en cumplimiento de esa finalidad.

Al 31/12/11 se cumplió el plan de implementación específico de las NIIF aprobado oportunamente por el Directorio de la Sociedad. Como resultado de su monitoreo, el Directorio no ha efectuado modificaciones al referido plan. Se ha previsto la aplicación de programas de actualización permanente dentro del plan general de capacitación de la Sociedad.

9) Preparación de los estados contables y de la información complementaria a presentar en el período de transición a las NIIF:

Debido a divergencias suscitadas sobre la aplicación de la Interpretación N° 12 “Acuerdos de Concesión de Servicios” (CINIIF 12), emitida por el Comité de Interpretación de Normas Internacionales de Información Financiera del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad o International Accounting Standards Board (IASB), la industria del transporte y distribución de gas natural presentó a la CNV con fecha 25/11/11 una consulta en tal sentido. Como consecuencia de ello, la CNV emitió la Resolución General N° 600/2012, de fecha 24/01/12, por la cual resolvió que las sociedades emisoras licenciatarias de la prestación de servicios públicos de transporte y distribución de gas natural que están autorizadas a hacer oferta pública de sus valores negociables, no deberán presentar sus estados financieros con base en las NIIF sino hasta aquellos ejercicios que se inicien a partir del 01/01/13, ni tampoco presentar una nota informativa en los presentes estados contables con la conciliación del patrimonio neto y de los resultados entre la normas contables profesionales vigentes y los que surgirían de aplicar la NIIF.

A través de las Resoluciones M.D. N° 669/12 y M.D. N° 4/12, respectivamente, tanto la FACPCE y el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires han aprobado dicho diferimiento en la aplicación de las NIIF.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Sociedad No Adherida al Régimen Estatutario Optativo de Ofertas Públicas de Adquisición Obligatoria.

INFORMACION REQUERIDA POR EL ARTICULO 68 DEL REGLAMENTO DE LA BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES

Sobre los Estados Contables por el ejercicio iniciado el 1° de enero de 2011 y finalizado el 31 de diciembre de 2011.

(cifras expresadas en miles de pesos - Nota 4 - a los Estados Contables)

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.

Ver Nota 3 a los Estados Contables.

2. Modificaciones significativas en las actividades de la sociedad u otras circunstancias similares ocurridas durante los ejercicios comprendidos por los estados contables que afecten su comparabilidad con los presentados en ejercicios anteriores, o que podrían afectarla con los que habrán de presentarse en periodos futuros.

Ver Notas a los Estados Contables y puntos 1) y 8) de la Reseña Informativa.

3. Clasificación de los saldos de créditos y deudas:

Ver Nota 7 a los Estados Contables.

4. Clasificación de los créditos y deudas de manera que permitan conocer los efectos financieros que produce su mantenimiento:

- 4.a. Cuentas en moneda nacional, en moneda extranjera y en especie.

Los créditos y deudas en moneda extranjera se exponen en el Anexo G de los Estados Contables. No existen créditos ni deudas en especie significativos.

- 4.b. Saldos sujetos a cláusulas de ajuste y los que no lo están.

No existen saldos con cláusulas de ajustes. Ver créditos y deudas expuestos en las Notas 6.b, 6.c, 6.e, 6.f, 6.g, 6.h, 6.i y 6.j de los Estados Contables.

- 4.c. Saldos que devengan intereses y los que no lo hacen.

Ver Nota 7 a los Estados Contables.

5. La Sociedad no participa en Sociedades del Art. 33 de la Ley N° 19.550.

6. No hubo durante el ejercicio, ni existen al cierre del mismo, créditos por ventas significativos o préstamos contra directores, síndicos o sus parientes hasta el segundo grado inclusive.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Inventario físico de los bienes de cambio:

7. Dada la naturaleza de la actividad, la Sociedad efectúa mediciones físicas de la mayor parte de sus bienes de cambio durante cada mes. Asimismo, no existen bienes de cambio de inmovilización significativa en el tiempo.

Valores corrientes:

8.a. Bienes de cambio:

Los criterios de valuación surgen de la Nota 5 a los Estados Contables.

8.b. Bienes de uso y otros activos:

Los criterios de valuación surgen de la Nota 5 a los Estados Contables.

Bienes de uso:

9. No existen bienes de uso revaluados técnicamente. Ver Nota 5.e a los Estados Contables.
 10. No existen bienes de uso sin usar por encontrarse obsoletos que tengan un valor significativo.

Participación en otras sociedades:

11. No existen participaciones en otras sociedades.

Valores recuperables:

12. Los valores recuperables significativos de bienes de cambio y de bienes de uso considerados en su conjunto, utilizados como límite para sus respectivas valuaciones contables, se determinaron en función a su valor neto de realización y al valor de utilización económica, según se detalla en la Nota 5.e a los Estados Contables.

Seguros:

13. A continuación se exponen los seguros que cubren los bienes tangibles:

Bienes Cubiertos	Riesgo Cubierto	Suma Asegurada En Miles	Límite de Indemnización En Miles	Valor Residual Contable
Rodados	Responsabilidad civil vehículos Responsabilidad civil camiones Destrucción total por accidente, destrucción total por incendio, robo y hurto	U\$S 1.311	(1) U\$S 704 (2) U\$S 2.345 U\$S 1.311	1.435
Edificios, instalaciones y demás activos fijos en general, utilizados en actividades de distribución, administración y comercialización	Todo riesgo operativo y pérdida de beneficio Responsabilidad civil	U\$S 118.871 € 10.000	U\$S 9.500 € 10.000	283.871
Responsabilidad civil Directores y Gerentes	Responsabilidad civil	U\$S 10.000	U\$S 1.000	-
Valores en tránsito y en caja	Robo	U\$S 500	U\$S 500	121

- (1) Cobertura por cada potencial siniestro más el valor de los rodados en caso de automóviles y utilitarios.
 (2) Cobertura por cada potencial siniestro más el valor de los rodados en caso de camiones.

Firmado a efectos de su identificación
 con nuestro informe de fecha 05/03/2012
 PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO

Socio
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La Dirección de la Sociedad, habida cuenta de que las pólizas contratadas responden a las necesidades de la Sociedad, considera que los riesgos corrientes se encuentran suficientemente cubiertos.

Contingencias positivas y negativas:

14. En Nota **5.h** a los Estados Contables se exponen los elementos considerados para calcular las provisiones cuyos saldos considerados en conjunto, superan el 2% del patrimonio.
15. No existen situaciones contingentes significativas de ocurrencia probable que no hayan sido registradas en los Estados Contables (Nota 14).

Adelantos irrevocables a cuenta de futuras suscripciones:

16. No existen adelantos irrevocables.
17. No existen dividendos acumulativos impagos de acciones preferidas.
18. En Nota **13** a los Estados Contables se exponen las condiciones, circunstancias y plazos para las restricciones a la distribución de los resultados no asignados.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05/03/2012
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

PABLO G. DECUNDO

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 286 - F° 106

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los Señores Directores de
DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.:

1. Hemos auditado el estado de situación patrimonial de DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. al 31 de diciembre de 2011 y los correspondientes estados de resultados, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha.
2. La Dirección de la Sociedad es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados contables de acuerdo con las normas contables vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina y las normas pertinentes de la Ley de Sociedades Comerciales y de la Comisión Nacional de Valores para la preparación de estados contables. Esta responsabilidad incluye diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado, para que dichos estados contables no incluyan distorsiones significativas originadas en errores o irregularidades; seleccionar y aplicar políticas contables apropiadas, y efectuar las estimaciones que resulten razonables en las circunstancias. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los mencionados estados contables basada en nuestra auditoría.
3. Nuestro trabajo fue realizado de acuerdo con las normas de auditoría vigentes en la República Argentina. Estas normas requieren que el auditor planifique y desarrolle su tarea con el objetivo de obtener un grado razonable de seguridad acerca de la inexistencia de distorsiones significativas en los estados contables.

Una auditoría incluye aplicar procedimientos, sobre bases selectivas, para obtener elementos de juicio sobre la información expuesta en los estados contables. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, quién a este fin evalúa los riesgos de que existan distorsiones significativas en los estados contables, originadas en errores o irregularidades. Al realizar esta evaluación de riesgos, el auditor considera el control interno existente en la Sociedad, en lo que sea relevante para la preparación y presentación razonable de los estados contables, con la finalidad de seleccionar los procedimientos de auditoría que resulten apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del sistema de control interno vigente en la Sociedad. Asimismo, una auditoría incluye evaluar que las políticas contables utilizadas sean apropiadas, la razonabilidad de las estimaciones contables efectuadas por la Dirección de la Sociedad y la presentación de los estados contables tomados en su conjunto.

Consideramos que los elementos de juicio obtenidos nos brindan una base suficiente y apropiada para fundamentar nuestra opinión de auditoría.

4. En nuestra opinión, los estados contables mencionados en el párrafo 1 presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial de DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. al 31 de diciembre de 2011 y los resultados de sus operaciones y los flujos de su efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las normas contables profesionales vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina.

5. En relación al estado de situación patrimonial de DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. al 31 de diciembre de 2010, y los estados de resultados, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha, presentados con propósitos comparativos, informamos que con fecha 9 de febrero de 2011 hemos emitido un informe de auditoría sin salvedades sobre dichos estados contables.
6. En cumplimiento de disposiciones vigentes, informamos que:
 - a) Los estados contables mencionados en el párrafo 1. se encuentran asentados en el libro Inventarios y Balances y, en nuestra opinión, han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con las normas pertinentes de la Ley de Sociedades Comerciales y de la Comisión Nacional de Valores. Dichos estados surgen de registros contables llevados, en sus aspectos formales, de conformidad con las normas legales vigentes y de acuerdo con las condiciones establecidas en la Resolución N°670/EMI de la Comisión Nacional de Valores de fecha 7 de febrero de 2001.
 - b) La información contenida en los puntos 2, 3 y 5 de la “Reseña Informativa por el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2011” correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010 y en la “Información Requerida por el Artículo N° 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires sobre los Estados contables por el periodo iniciado el 1 de enero de 2011 y finalizado el 31 de diciembre de 2011”, que es presentada por la Sociedad para cumplimentar las normas de la Comisión Nacional de Valores y de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, respectivamente, surge de los estados contables al 31 de diciembre de 2011 y 2010 adjuntos.
 - c) La información contenida en la Reseña Informativa correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2009, 2008 y 2007, ha sido cubierta por otros auditores quienes emitieron sus informes de auditoría sobre dichos estados contables de fecha 9 de febrero de 2010, sin salvedades y de fechas 9 de febrero de 2009 y 7 de febrero de 2008, respectivamente, con una salvedad por incertidumbre relacionada con una imputación efectuada por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) en relación con los volúmenes facturados a clientes.
 - d) Al 31 de diciembre de 2011 la deuda devengada en concepto de aportes y contribuciones previsionales a favor de la Administración Nacional de Seguridad Social, que surge de los registros contables de la Sociedad, asciende a \$782.426, no siendo exigible a esa fecha.
 - e) Hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo previstos en las correspondientes normas profesionales emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.



- f) Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011 hemos facturado honorarios por servicios de auditoría prestados a la Sociedad, que representan el 100% del total facturado a la Sociedad por todo concepto, el 86% del total de servicios de auditoría facturados a la Sociedad y a la controlante, y, el 86% del total facturado a la Sociedad y a la controlante, por todo concepto.

Buenos Aires,
5 de marzo de 2012

PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T°1 - F°13

PABLO G. DECUNDO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T°286 - F°106

INFORME DE LA COMISIÓN FISCALIZADORA

A los Señores Directores y Accionistas
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 294 inciso 5° de la Ley de Sociedades Comerciales, hemos examinado el estado de situación patrimonial de Distribuidora de Gas Cuyana S.A.. al 31 de diciembre de 2011 y los correspondientes estados de resultados, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo, notas, anexos, reseña informativa e información requerida por el artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires por el período de doce meses finalizado en esa fecha. Dichos estados contables, así como también la reseña informativa y la información requerida por el artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires son responsabilidad del Directorio de la Sociedad. Nuestra responsabilidad es informar sobre dichos documentos basados en el trabajo que se menciona en el párrafo siguiente.

Para realizar nuestra tarea profesional sobre los documentos detallados en el párrafo 1. hemos participado en reuniones de trabajo en las cuales hemos revisado la auditoría efectuada por la firma Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L. quien emitió su informe con fecha 5 de marzo de 2012 de acuerdo con Normas de Auditoría vigentes en la República Argentina. Una auditoría requiere que el auditor planifique y desarrolle su tarea con el objetivo de obtener un grado razonable de seguridad acerca de la existencia de manifestaciones no veraces o errores significativos en los estados contables. Una auditoría incluye, además, examinar, sobre bases selectivas, los elementos de juicio que respaldan la información expuesta en los estados contables, así como evaluar las normas contables utilizadas, las estimaciones significativas efectuadas por la Dirección de la Sociedad y la presentación de los estados contables tomados en conjunto.

Nuestra tarea incluyó la verificación de la congruencia de los documentos revisados con la información sobre las decisiones societarias expuestas en actas, y la adecuación de dichas decisiones a la ley y a los estatutos en lo relativo a sus aspectos formales y documentales. Dado que no es responsabilidad del síndico efectuar un control de gestión, la revisión no se extendió a los criterios y decisiones empresarias de las diversas áreas de la Sociedad, cuestiones que son de responsabilidad exclusiva del Directorio.

Se deja expresa constancia que se ha dado cumplimiento a las disposiciones del art. 294 de la Ley de Sociedades Comerciales efectuando los procedimientos que se consideraron necesarios de acuerdo con las circunstancias, a fin de verificar el grado de cumplimiento por parte de los órganos sociales de la Ley N° 19.550, Estatuto y resoluciones asamblearias, no surgiendo observaciones que formular.

Basados en nuestra revisión, informamos que:

1. Los Estados Contables mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial de Distribuidora de Gas Cuyana S.A., al 31 de Diciembre de 2011, y el resultado de sus operaciones, la evolución del patrimonio neto y el flujo de efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con la Ley de Sociedades Comerciales, las Normas pertinentes de la Comisión Nacional de Valores y las normas contables profesionales vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina .
2. La información contenida en los puntos 2, 3 y 5 de la Reseña informativa por los ejercicios finalizados el 31 de Diciembre 2011 y 2010 y en los puntos 1 a 18 de la "Información requerida

por el artículo N° 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires”, presentada por la Sociedad para cumplimentar las normas de la Comisión Nacional de Valores y de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, surge de los estados contables al 31 de Diciembre de 2011 y 2010 adjuntos y al 31 de Diciembre de 2009, 2008 y 2007 , que no se incluyen en el documento adjunto. Sobre dichos estados contables la Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L. emitió informe de fecha 9 de febrero de 2011 para el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2010 y la firma Price Waterhouse & Co. emitió informe de fechas 9 de febrero de 2010, 9 de febrero de 2009, y 7 de febrero de 2008 para los ejercicios cerrados el 31 de diciembre de 2009, 2008 y 2007, respectivamente, a los cuales nos remitimos y que deben ser leídos con este informe conjuntamente.

3. En relación con la Memoria del Directorio, no tenemos observaciones que formular, en lo que es materia de nuestra competencia, siendo las afirmaciones sobre hechos futuros responsabilidad exclusiva del Directorio.
4. Hemos aplicado los procedimientos de prevención sobre lavado de activos y financiación al terrorismo establecidos por las Normas Profesionales emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

En cumplimiento de lo dispuesto por la Resolución N°: 368 de la Comisión Nacional de Valores, informamos que:

- a) El Contador dictaminante que emitió su informe de auditoría sobre los Estados Contables mencionados en el primer párrafo manifiesta haber aplicado las normas de auditoría vigentes que comprenden los requisitos de independencia.
- b) Dicho profesional no ha emitido salvedades con relación a la aplicación de las normas contables profesionales que contemplan la evaluación de las políticas contables de Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

Adicionalmente, informamos que los estados contables adjuntos surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales, de conformidad con las disposiciones legales vigentes y que los referidos estados contables, la reseña informativa y la información requerida por el artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires mencionados en el primer párrafo se encuentran transcriptos en el Libro Inventario y Balances.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
5 de marzo de 2012

Por Comisión Fiscalizadora

Adolfo Lázara
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E.C.A.B.A. T°: LXIX F°: 174