



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 primer ejercicio económico, comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2012.

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

Durante 2012 volvieron las señales de debilidad de la economía mundial. La recuperación fue más débil que lo esperado debido al magro desempeño de las economías avanzadas y la incertidumbre. Los riesgos están asociados a la viabilidad de la Zona Euro y a la marcha de la política fiscal de Estados Unidos.

En este escenario, las proyecciones se fueron moderando a lo largo del año. El Fondo Monetario Internacional ("FMI") redujo dos veces las estimaciones de crecimiento global y lo situó en 3,3% para 2012, menor al 3,8% registrado en 2011.¹

En ese contexto las economías avanzadas siguen siendo los motores de los problemas de crecimiento mundial. Según el FMI, su Producto Bruto crecería 1,3% en 2012 (frente al 1,6% de 2011). Sin embargo, prevé una Zona Euro en recesión (con una baja de 0,4% en 2012 luego de una leve alza de 1,4% el año anterior). Aquí, Alemania y Francia mostrarían apenas una mínima suba (0,9% y 0,1%, respectivamente), mientras Italia y España caerían 2,3% y 1,5%, respectivamente.¹

Por su parte, Estados Unidos de Norteamérica muestra problemas fiscales que aún generan incertidumbre mundial y también evidencia un crecimiento moderado en 2012: 2,2% frente al 1,8% del año anterior, según la estimación del FMI.

En los mercados emergentes los problemas de los países desarrollados también impactaron y mostraron un crecimiento más bajo que el año anterior. El FMI estimó para 2012 un avance de 5,3% en el Producto Bruto del conjunto de estas economías, frente al 6,2% de 2011. En este grupo, los países de Asia mostraron el mejor desempeño. En particular, China crecerá 7,8% en 2012 (menor al 9,2% del año anterior) y la India, 4,9% (frente al 6,8% de 2011).¹

La región de América Latina y el Caribe, en tanto, mostrará en 2012 un crecimiento más moderado que en 2011: 3,1% frente a 4,3%. Brasil tiene una de las performances más complicadas, con una suba prevista de 1,2% según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe ("CEPAL"). En cambio, México evidenció en 2012 un crecimiento de 3,8%, similar al de 2011 (3,9%).²

Los mercados financieros tuvieron una alta volatilidad, al ritmo de los inconvenientes en los países europeos y las medidas de la Reserva Federal de Estados Unidos. Sin embargo, hacia la segunda mitad hubo una recuperación y el año terminó en forma positiva para el Índice Dow Jones, el cual cerró a 13.104,14, un 7,3 % más que un año atrás.³

¹ Fondo Monetario Internacional ("FMI"). Perspectivas de la economía mundial – Octubre de 2012.

² CEPAL. Balance Preliminar de las economías de América Latina y el Caribe 2012 – Diciembre de 2012.

³ Bolsa de Nueva York.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Las *commodities* no agropecuarias se movieron al ritmo de los mercados financieros. El oro empezó 2012 en el nivel más bajo del año y tuvo dos picos cercanos a U\$S1.780 la onza troy en febrero y octubre, descendió cerca del mínimo en mayo y junio y terminó el año en U\$S1.673,79. En tanto, el barril de petróleo también mostró subas y bajas: el WTI estuvo por encima de los U\$S100 hasta abril para luego caer hasta los U\$S80 en julio; aunque se recuperó hasta septiembre, a partir de entonces volvió a bajar y cerró 2012 en U\$S 91,24 por debajo de los U\$S101,2 de principios de año.

En 2012 la economía argentina mostró un menor ritmo de crecimiento. El año estuvo marcado por medidas que impactaron de alguna manera en los consumidores y en los mercados, tales como las restricciones a las importaciones o la prohibición de comprar dólares para atesoramiento, entre otras. El EMAE, tomado con anticipo del Producto Interno Bruto (“PIB”) mostró un incremento acumulado de 1,9% en los primeros 11 meses de 2012 frente a igual período del año anterior, cuando en 2011 el crecimiento fue de 8,9%.⁴ El Presupuesto Nacional prevé que el año culminará con un alza del PIB de 3,4%.⁵ El Relevamiento de Expectativas de Mercado (“REM”) que recoge el Banco Central (“BCRA”), arroja un crecimiento de 2,6%.⁶ Los datos preliminares del Poder Ejecutivo Nacional señalaron un crecimiento de 1,8%.⁷

A pesar de la menor actividad económica, la inflación no se redujo en 2012. Los datos oficiales difundidos por el INDEC muestran un aumento de 10,8% en 2012⁸, en tanto, el índice de los salarios del sector privado registrado creció el 24,76%.⁹ Por su parte, los precios mayoristas acumulan en el año una suba interanual de 13,1%.¹⁰

En el agro, la cosecha de granos sufrió el impacto de la sequía y se redujo de 95,5 millones de toneladas en la campaña 2010/2011 a 86,6 millones de toneladas en la campaña 2011/2012. Esta situación tuvo un impacto en los ingresos del sector. Respecto a las cotizaciones, la tonelada de soja terminó 2012 en U\$S524 en Argentina, 13,1% por encima del cierre de 2011.¹¹

El consumo también sintió el impacto de la baja de la actividad. Según la información del INDEC, las ventas de supermercados a valores constantes crecieron 11,9% en noviembre de 2012 respecto a igual mes del año anterior¹², mientras que las ventas de los centros de compras aumentaron 3,2% en igual período, inferior al 21,8% del mismo lapso de 2011¹³.

El sector automotor igualmente experimentó el freno de la actividad, sobre todo durante el primer semestre; a partir de allí los valores fueron mejores pero no alcanzaron para cerrar en positivo. La producción de vehículos acumulada de 2012 llegó a 764.495 unidades, 7,76% inferior a 2011¹⁴. En tanto, la venta de automóviles cero kilómetro tuvo un año de alta volatilidad; hasta noviembre se patentaron 840.678 vehículos, 2,02% menos que el año anterior¹⁵.

El otro rubro que también sufrió una disminución fue la construcción. Tras terminar 2011 con una suba interanual de 8,7%, el sector acumula a noviembre de 2012 una caída de 2,7% respecto a igual período del año anterior, según los indicadores oficiales de actividad¹⁶.

Por su parte, la industria continuó con la tendencia bajista con la cual había terminado 2011 (cuando había pasado del 10% al 1,4% de crecimiento interanual a lo largo de ese año), en alguna medida, por el impacto negativo de la industria automotriz. El indicador oficial acumuló en 2012 una caída desestacionalizada interanual de 1,2%.¹⁷

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

⁵ Mensaje de elevación del Presupuesto Nacional 2013. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación (“MEFP”).

⁶ Relevamiento de Expectativas de Mercado (“REM”). Banco Central de la República Argentina (“BCRA”). Septiembre de 2012.

⁷ Poder Ejecutivo Nacional. Discurso de la Presidenta. Enero de 2013.

⁸ INDEC - Índice de Precios al Consumidor (“IPC”).

⁹ INDEC - Índice de Salarios (Base abril de 2012=100).

¹⁰ INDEC - Índice de Precios Internos Mayoristas (“IPIM”).

¹¹ Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación.

¹² INDEC - Encuesta de Supermercados - Noviembre de 2012.

¹³ INDEC - Encuesta de Centros de Compras - Noviembre de 2012.

¹⁴ Asociación de Fábricas de Automotores de la Argentina (“ADEFA”).

¹⁵ Asociación de Concesionarios de Automotores de la República Argentina (“ACARA”).

¹⁶ INDEC - Indicadores de Coyuntura de la Actividad de la Construcción - Noviembre de 2012.

¹⁷ INDEC - Estimador Mensual Industrial (“EMI”) - Diciembre de 2012.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La demanda neta total del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) subió 3,9% en los primeros 11 meses del año, respecto al acumulado de 2011. En noviembre de 2012 la demanda fue de 10.041 GWh, 5,6% superior al mismo mes de 2011¹⁸.

En el mercado del gas natural, durante los primeros 11 meses de 2012 el total de producto entregado por las distribuidoras fue de 29.783,66 millones de m³, 0,57% menos que los 29.953,80 millones de m³ registrados en el mismo período de 2011.¹⁹

De la mano de un mayor control a las importaciones, el saldo de la balanza comercial se mantuvo positivo pero con una disminución tanto de importaciones como de exportaciones. El resultado comercial tuvo en 2012 un superávit de U\$S12.690 millones, superior a los U\$S10.014 millones del año anterior. En 2012 se exportaron U\$S81.205 millones (3% menos que en 2011) y se importaron U\$S68.514 millones (7% menos que el año anterior).²⁰

Los indicadores del mercado laboral, en tanto, cayeron levemente respecto a 2011. En el tercer trimestre de 2012 la desocupación subió al 7,6% de la Población Económicamente Activa (“PEA”), frente al 7,2% de igual período del año anterior.²¹

En tanto, la recaudación nacional creció 25,9% en 2012 cuando acumuló \$679.799,3 millones. El mayor incremento se produjo en los recursos de Seguridad Social, que subieron 30,8%, mientras que los ingresos por el IVA aumentaron 23,5% y los del Impuesto a las Ganancias 27,5%²². El resultado de las cuentas públicas mostró un déficit financiero de \$22.414,5 millones acumulados hasta noviembre de 2012. En cambio, el resultado primario en ese lapso fue superavitario en \$6.672,2 millones.²³

El stock de deuda bruta de Argentina llegó a U\$S182.741 millones en junio de 2012, 2,11% superior a los U\$S178.963 millones de diciembre de 2011. Pese al crecimiento nominal, la deuda en proporción al PIB se redujo de 41,8% a 41,5%. El principal acreedor de la deuda nacional, con el 54,9% del total es el Sector Público Nacional, seguido por los Organismos Multilaterales y Bilaterales de Crédito (13,8%). El sector privado mantiene el 31,3% del stock.²⁴

En el mercado financiero, el Índice Merval de la Bolsa de Buenos Aires tuvo una caída a partir de marzo pero el indicador se recuperó en noviembre y cerró 2012 cerca de los mayores valores del año, a 2.854,29; 15,9% más que el último día hábil de 2011.²⁵

En tanto, el mercado cambiario soportó un desdoblamiento de hecho, ya que los controles a las compras en el segmento oficial hicieron surgir un mercado informal, con una diferencia superior al 30% respecto al oficial. En el mercado formal, el dólar mayorista subió de \$4,30 a \$4,92 lo que implica una devaluación de 14,4%, superior al 8% de suba en 2011.²⁶

En el sector bancario, y tras las restricciones cambiarias, las tasas de plazo fijo mostraron un descenso hacia el segundo trimestre, pero volvieron a repuntar en los últimos meses de 2012. El año terminó con un 14,23% de tasa de interés anual para los plazos fijos a 30 días, apenas superior al 13,31% del último día hábil de 2011. En tanto, la tasa BADLAR del sector privado se redujo de 17,18% a fin de 2011 a 15,44% en 2012.²⁵

En febrero comenzaron a regir las declaraciones anticipadas de importación, entre mayo y julio se limitaron al máximo las ventas de moneda extranjera y se prohibieron para el fin de atesoramiento. Estas cuestiones, junto con una menor actividad económica, generaron mayor incertidumbre en los agentes económicos.

¹⁸ Fundelec - Fundación para el Desarrollo Eléctrico – Noviembre de 2012.

¹⁹ ENARGAS - Datos operativos a Octubre de 2011 y 2012.

²⁰ INDEC - Intercambio Comercial Argentino – Noviembre de 2012.

²¹ INDEC - Encuesta Permanente de Hogares – Noviembre de 2012.

²² Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación (“MEFP”) – Informe de Recaudación Tributaria.

²³ MEFP – Ejecución presupuestaria. Esquema de Ahorro Público Base Caja 2012.

²⁴ MEFP - Deuda Pública del Estado Argentino. Junio de 2012.

²⁵ Bolsa de Comercio de Buenos Aires (“BCBA”).

²⁶ Banco Central de la República Argentina (“BCRA”).



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Principales variables macroeconómicas	Fuente (*)	2012	2011
PIB Mundial - Variación anual %	FMI	3,3	3,8
PIB de EEUU - Variación anual %	FMI	2,2	1,8
PIB de Zona Euro - Variación anual %	FMI	-0,4	1,4
PIB de China - Variación anual %	FMI	7,8	9,2
PIB de Brasil - Variación anual %	CEPAL	1,2	2,7
Datos de la economía Argentina	Fuente (*)	2012	2011
PIB - Variación anual %	BCRA/INDEC	2,6	8,9
PIB en miles de millones de pesos corrientes	BCRA/MECON	2.199,7	1.842,02
Inversión Interna Bruta Fija (a precios de 1993) - Variación anual %	BCRA /MECON	1,7	16,6
Consumo privado (a precios de 1993) - Variación anual %	BCRA /MECON	3,6	10,7
Saldo balanza comercial/PIB - %	BCRA /MECON	0,54	2,3
Superávit Primario del Gobierno Nacional No Financiero/PIB - %	BCRA /MECON	0,06	0,1
Stock de deuda/Exportaciones - Ratio	MECON	2,2	2,1
Precios mayoristas (Dic. /Dic.) - %	INDEC	13,1	12,7
Tipo de cambio (cierre diciembre) \$/US\$	BCRA	4,92	4,3
Tasa de desocupación - EPH III Trimestre - %	INDEC	7,6	7,2
Índice de Variación Salarial (Var. Anual %) – Nov. /Dic.	INDEC	25,7	29,5
Reservas del BCRA en miles de millones de dólares - Dic.	BCRA	43,0	46,4

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

I.2. Las proyecciones

Las estimaciones para 2013 señalan un panorama similar al de 2012 para la economía mundial, con apenas una leve mejoría. La actividad mostraría un fortalecimiento gradual, en los países avanzados el producto seguiría deprimido pero sería más sólido en mercados emergentes. En tanto, se mantendría el elevado desempleo y las condiciones financieras continuarían frágiles.

El FMI proyecta para el PIB mundial sólo un pequeño aumento en 2013 respecto al ritmo de 2012: 3,6% (frente al 3,3% de 2012). En las economías avanzadas el crecimiento se incrementaría de 1,3% a 1,5% en ese lapso. Dentro de estas, Estados Unidos de Norteamérica mostraría un ritmo similar e incluso un poco menor (2,2% en 2012 y 2,1% en 2013), en tanto la Zona Euro volvería a un terreno apenas positivo (0,2%), luego de la recesión de 2012 (-0,4%). En los mercados emergentes y en desarrollo el crecimiento proyectado sería muy similar al de 2012: 5,6%, donde se destaca China con 8,2% e India con 6,0%.²⁷

En América Latina y el Caribe, la CEPAL prevé un crecimiento de 3,8%, superior al de 2012. En este escenario, Brasil crecería 4,0% (luego de un muy bajo desempeño en 2012) y México, 3,5%, menor a 2012.²⁸

En Argentina, el Presupuesto estima para 2013 un crecimiento de 4,4% y un dólar de \$5,10 promedio (frente a \$4,53 promedio de 2012)²⁹. Por su parte, el REM del BCRA prevé un crecimiento del PIB de 3,9% y un tipo de cambio al cierre de diciembre de \$5,64 por dólar.³⁰

²⁷ Fondo Monetario Internacional ("FMI"). Perspectivas de la economía mundial – Octubre de 2012.

²⁸ CEPAL. Balance preliminar de las economías de América Latina y el Caribe. Diciembre de 2012.

²⁹ Proyecto de Ley de Presupuesto Nacional 2013. Ministerio de Economía y Finanzas de la Nación ("MEFP").

³⁰ Relevamiento de Expectativas de Mercado ("REM"). Banco Central de la República Argentina ("BCRA"). Septiembre de 2012.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En las cuentas públicas, el Gobierno nacional presupuestó para 2013 un incremento de la recaudación tributaria y de Seguridad Social de 22,7% respecto a la estimada para 2012, al sumar \$822.073,5 millones. Esto representaría el 32,21% del PIB.

El Poder Ejecutivo prevé para 2013 un superávit financiero de \$587,5 millones (luego de un déficit de \$34.216,9 millones estimado para 2012). En tanto, el resultado primario (antes del pago de intereses) ascendería a \$55.893,0 millones en 2013 (2,19% del PIB), superior a los \$ 10.603,9 millones del año anterior.

En 2013, la Nación deberá afrontar servicios de deuda por \$55.305,6 millones (U\$S10.844 millones) en concepto de intereses y \$186.056,8 millones (U\$S36.481,73 millones) en amortizaciones de capital, totalizando \$241.663,4 millones (U\$S47.384,98 millones).³¹

En materia de precios, el Presupuesto 2013 prevé un aumento promedio anual del Índice de Precios al Consumidor (“IPC”) de 11,2% y del Índice de Precios Mayoristas (“IPIM”) de 15,9%, en ambos casos superior a los valores previstos para 2012. El relevamiento del BCRA estima que la inflación minorista promediará el 13,4%.²⁹ En el sector productivo, luego de la sequía que afectó los rendimientos de la cosecha de granos 2011/2012, se esperan mejores valores para la campaña 2012/2013. Sin embargo, luego de varios problemas climáticos que inundaron diversas zonas productivas, hubo proyecciones que revisaron a la baja las primeras estimaciones que hablaban de más de 105 millones de toneladas. Las últimas estimaciones de la Bolsa de Cereales de Rosario calculan una cosecha de 53 millones para la soja y de 23 millones para el maíz.³²

Los analistas consultados por el relevamiento del BCRA estiman que la desocupación bajará a 7,1% en 2012 y el Índice de Salarios crecerá 21,85% anual (inferior al de 2012). Además, prevé que las reservas internacionales llegarán a U\$S47.939 millones a fin de 2013, 11% por encima del cierre de 2012.²⁹

Según lo presupuestado por el PEN, las principales variables macroeconómicas mostrarán en 2013 un crecimiento superior al registrado en 2012. La Inversión Bruta Interna Fija (“IBIF”) subirá 7,4%, mayor al 1,3% de 2012. En tanto, el consumo crecerá 4,3%, frente al 3,8% previsto para 2012.

Además, para 2013 se presupuestaron exportaciones por U\$S92.846 millones, 12,8% superiores a 2012. Por su parte, las importaciones ascenderían a U\$S79.522 millones, 13,5% más que el año anterior. El superávit comercial sería de U\$S13.325 millones, superior a los U\$S 12.249 millones previsto para 2012.³⁰

En el sistema financiero, el relevamiento del BCRA prevé que los depósitos totales del Sector Privado No Financiero (“SPNF”) aumentarán de \$392.363 millones en 2012 a \$486.248 millones en 2013, mientras que la tasa de interés anual para plazo fijo a 30 días subirá a 14,41% en 2013, frente a 13,35% de 2012. El total de préstamos al SPNF se elevará en igual lapso de \$366.375 millones a \$438.971 millones, en tanto la tasa promedio nominal anual pagada por bancos privados (“BADLAR”) a 30 días subirá de 14,68% a 15,76%. Se estima que el saldo de la Cuenta Corriente del Balance de Pagos será negativo en US\$1.531 millones, frente al saldo positivo de U\$S791 millones de 2012.³³

Para 2013 se espera que la economía retome una senda de crecimiento superior a 2012 por la mejora en Brasil y el aumento de la cosecha agropecuaria. En un año electoral hay expectativa por ver si el Gobierno tomará alguna medida para controlar las demandas de los sindicatos respecto de los incrementos de salarios solicitados, situación que está afectando la competitividad de la economía en general.

³¹ Proyecto de Ley de Presupuesto Nacional 2013. Ministerio de Economía y Finanzas de la Nación (“MEFP”).

³² Bolsa de Comercio de Rosario.

³³ Relevamiento de Expectativas de Mercado (“REM”). Septiembre de 2012. Banco Central de la República Argentina (“BCRA”).



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Principales variables macroeconómicas	Fuente (*)	2013	2012
PIB Mundial - Variación anual %	FMI	3,6	3,3
PIB de EEUU - Variación anual %	FMI	2,1	2,2
PIB de Zona Euro - Variación anual %	FMI	0,2	-0,4
PIB de China - Variación anual %	FMI	8,2	7,8
PIB de Brasil - Variación anual %	CEPAL	4,0	1,2
Datos de la economía Argentina	Fuente (*)	2013	2012
PIB - Variación anual %	BCRA	3,9	2,6
PIB en miles de millones de pesos corrientes	BCRA	2.757,4	2.199,7
Inversión Interna Bruta Fija (a precios de 1993) - Variación anual %	BCRA	5,8	1,7
Consumo privado (a precios de 1993) - Variación anual %	BCRA	4,4	3,6
Saldo balanza comercial/PIB - %	BCRA	0,36	0,6
Superávit Primario del Gobierno Nacional No Financiero/PIB - %	BCRA	0,27	0,06
Stock de deuda/Exportaciones - Ratio	MECON	2,0	2,2
Precios mayoristas (Dic. /Dic.) - %	MECON/INDEC	15,9	13,1
Tipo de cambio (cierre diciembre) \$/US\$	BCRA	5,64	4,92
Tasa de desocupación - EPH III Trimestre - %	BCRA/INDEC	7,1	7,6
Índice de Variación Salarial (Var. Anual %) Dic./ Nov.	BCRA/INDEC	21,85	25,7
Reservas del BCRA en miles de millones de dólares - Dic.	BCRA	47,9	43,0

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

I.3. La región Cuyana

La desaceleración en el crecimiento que experimentó la economía argentina incidió en forma plena en el desempeño de la región a la que presta servicios la Sociedad, integrada por las provincias de Mendoza, San Luis y San Juan.

La actividad en la provincia de Mendoza mostró una retracción en 2012, signada por una menor producción industrial y agropecuaria. Según la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas (“DEIE”) de la Provincia, en 2012 la economía mendocina crecería un 4%, luego de cerrar 2011 con una suba de 4,7%. El índice de Producción Industrial de esa provincia creció 2,3% en el tercer trimestre de 2012, respecto del mismo período del año anterior.³⁴

Durante el primer semestre de 2012, las exportaciones de la provincia de Mendoza alcanzaron los US\$907,7 millones, lo que implica una caída de 3,8% respecto del mismo período del año anterior, que registró una suba interanual de 8,7%.¹

Por su parte, el nivel de consumo se mantuvo con cierta estabilidad respecto de 2011 si se considera un incremento de precios promedio a nivel nacional del 25,6% para el año 2012. Entre enero y octubre de 2012, las ventas de los supermercados a precios corrientes acumularon un crecimiento de 26,1% respecto del mismo período del año anterior y cerró en octubre en \$553,3 millones³⁵. Mientras tanto, en el año se patentaron en la provincia 32.768 vehículos, casi el mismo guarismo que en 2011, cuando se registraron 32.777 unidades³⁶.

En mayo de 2012, el Gobierno provincial decidió discontinuar la medición oficial de Precios al Consumidor. En marzo, el índice ya mostraba una suba de 4,1%, respecto a diciembre de 2011. Por su parte, el costo de la construcción acusó una suba de 25,12%, entre enero y octubre de 2012.¹

³⁴ Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas (“DEIE”), Provincia de Mendoza.

³⁵ Instituto Nacional de Estadística y Censos (“INDEC”) – Ventas en Supermercados – Octubre de 2012.

³⁶ Informe mensual de la Asociación de Concesionarias de Automotores de la República Argentina (“ACARA”).



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El incremento de precios, sumado a otros factores, como la eliminación de la tasa cero y el aumento de alícuotas de Ingresos Brutos, tuvieron su efecto sobre las arcas provinciales. En el tercer trimestre de 2012, los ingresos totales subieron 32,4%, mientras que los egresos totales lo hicieron en un 29,09%. Pese a ello, no se eliminó el déficit que llegó a \$84,37 millones, un 41,26% menor que el observado en el mismo periodo de 2011.¹ Según la calificadora de riesgo Standard & Poor's Ratings Services, a junio de 2012 el stock de deuda de Mendoza ascendía a \$5.309 millones, 1,3% por debajo de los registros al 31 de diciembre de 2011.

La situación de la economía provincial mendocina incidieron sobre el comportamiento del empleo. En Gran Mendoza, la tasa de desocupación fue de 4,2% en el tercer trimestre del año, levemente superior a los 4,1% del mismo período del año anterior. En el Gran San Juan, en cambio, el desempleo disminuyó de 8,1% a 7,3%, comparando los registros del tercer trimestre de 2012, con los mismos guarismos de un año atrás. En San Luis, por su parte, el índice subió en forma interanual de 1,9% a 2,6%.³⁷

La provincia de San Juan ha previsto para 2013 un total de gastos por \$9.756 millones, lo que implica un incremento de 26,3% en relación con el ejercicio anterior⁵. En materia de endeudamiento, al primer semestre de 2012, el stock de deuda (no financiera) de la Administración Pública ascendía a \$1.910,9 millones; es decir, un incremento de 5,5% comparado con el último día de 2011³⁸. La recaudación propia continuó en aumento en esta provincia. En 2012 cerró en \$1.165,9 millones, o sea 8,25% más que el año anterior.⁵

Por su parte, el total del presupuesto para 2012 de la provincia de San Luis es de \$6.530,6 millones; un incremento de 23,7% en relación con el ejercicio anterior³⁹. El Índice de Precios al Consumidor de esa provincia acumuló a noviembre de 2012 una suba de 21,6% respecto del último mes de 2011. Un año atrás, el incremento en el mismo período fue de 21%⁴⁰. La recaudación, por su parte, acumuló, a noviembre de 2012, una suba de 29,69% al registrar ingresos por \$1.024 millones⁴¹.

El mercado de automotores cero kilómetro se comportó de manera disímil en estas dos últimas provincias. En 2012 se patentaron en San Juan 10.175 unidades, 11,18% más que en el año interior; mientras que en San Luis se registraron 7.452 vehículos nuevos, una baja de 1,9%. Cabe señalar que en esa provincia, en 2011 se había registrado una suba interanual de 38,2%⁴.

El panorama electoral de 2013 abre expectativas de oxigenación de las variables macro, lo que podría repercutir en las economías regionales. Una suba del gasto público, implicará una inyección adicional de fondos, que contribuirá a dar impulso a los sectores productivos, la obra pública y el consumo. Sin embargo, la premisa principal en consideración en el plano nacional, debería seguir siendo la contención de la inflación, la estabilización del mercado cambiario, una mejora en las condiciones para la inversión, fundamentalmente en materia de energía, y el crecimiento privado con el acceso a adecuadas líneas de crédito para la producción y el desarrollo inmobiliario.

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.

³⁷ Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (“INDEC”) – Encuesta Permanente de Hogares – Noviembre de 2012.

³⁸ Ministerio de Hacienda y Finanzas – Provincia de San Juan.

³⁹ Gobierno de la Provincia de San Luis.

⁴⁰ Dirección Provincial de Estadística y Censos - Gobierno de San Luis.

⁴¹ Dirección Provincial de Ingresos Públicos – 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, olivo, frutas y hortalizas), se suma la producción de bienes intermedios (destilación de petróleo y ferroaleaciones), el desarrollo de una industria metalmecánica 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. En la economía de San Juan se cuenta con producción minera (oro y cobre) y tanto en Mendoza (desarrollada) como en San Juan (reciente) se destaca la explotación petrolera. Por su parte, San Luis ha sumado a su agricultura y ganadería un sector agroindustrial, la producción de electrodomésticos, plásticos, artículos de papel y cartón, entre otros productos. En las tres provincias también se desarrolla la explotación de canteras de mármoles y piedras calizas. Además de sus recursos naturales y variedad de actividades, toda la región cuyana cuenta con 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 según el ENARGAS en su informe a noviembre de 2012, prestando servicios a un total de 539.709 clientes al 31/12/12.

II.2. Composición accionaria

Al 31/12/12 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Al 31/12/12 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.

ENI es una sociedad donde participa el Estado Italiano en el 30% del capital social a través del Ministerio de Economía y Finanzas y la Caja de Depósitos y Préstamos, el 70% 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, y tan solo considerando la venta de gas, más del 60% se realiza 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 79.000 empleados y presencia en 85 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.

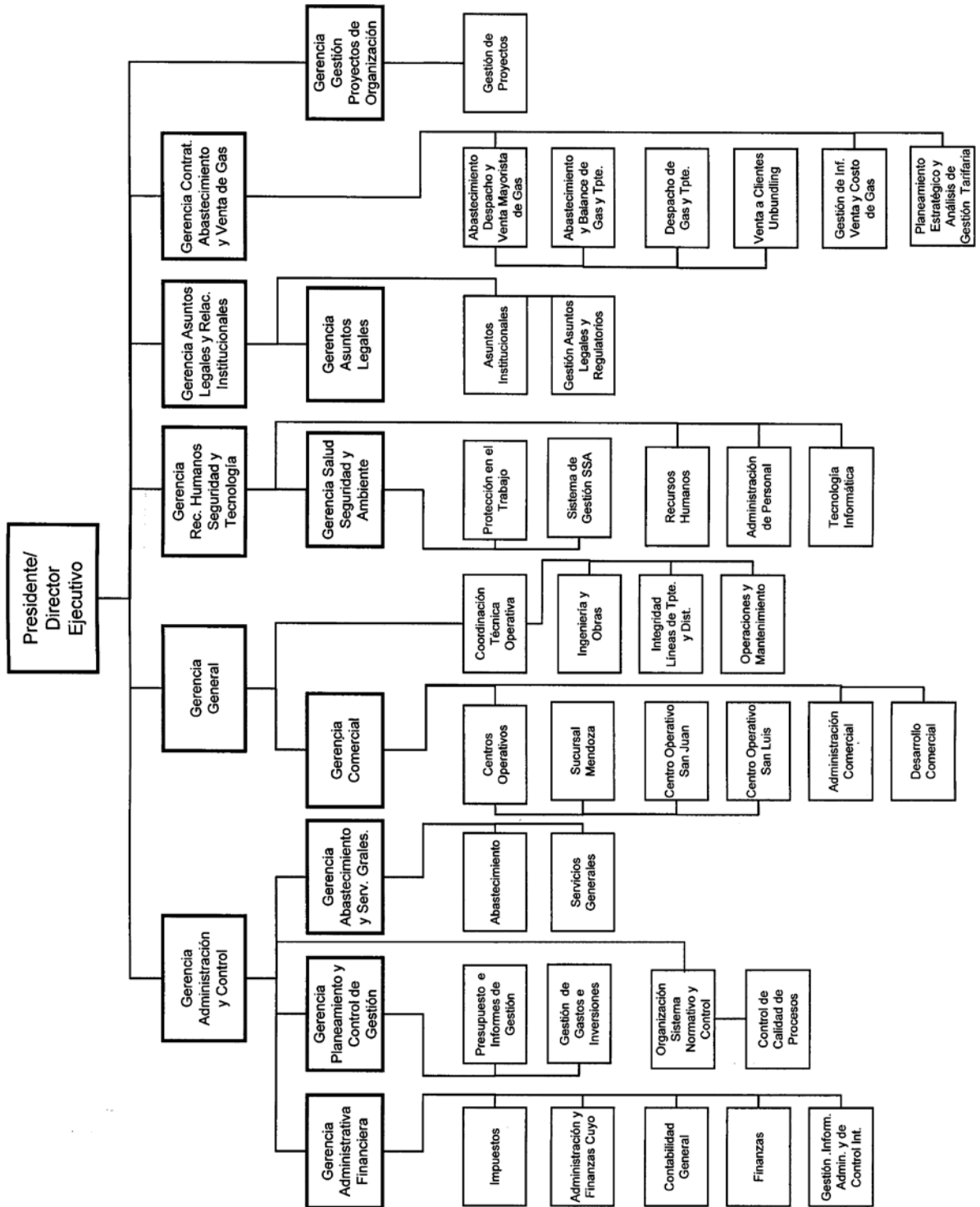
Los procesos de fijación de objetivos, de delegación de autoridad, de toma de decisiones, de evaluación de los resultados y del desempeño gerencial, se basan en una organización y una estructura lógicas, acordes con la naturaleza del negocio administrado, sus particularidades, necesidades y las disposiciones a cumplir. La configuración de un Sistema Normativo Ecogas (“SNE”) 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.

El SNE ha sido desarrollado, tomando como base la amplia y consolidada experiencia de nuestros accionistas, con el objetivo de racionalizar y hacer más eficaz el cuerpo de los documentos que regulan nuestra operatividad empresarial, además de responder con mayor agilidad a los cambios organizativos internos y a la evolución de los contextos normativos en los que se desempeña la Sociedad. Su composición jerárquica se integra por Políticas; Lineamientos Guía para el Management (“MSG”); Procedimientos, Normas y Manuales; e Instructivos.

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 2012 han permitido cumplir con los requerimientos del servicio licenciado, siendo cada vez más relevante la necesidad de que se implemente plenamente lo establecido en el Acuerdo Transitorio (“AT”) y en el Acta Acuerdo (“AA”) a través de los organismos competentes. Al respecto, con fecha 27/11/12 el ENARGAS dictó la Resolución N° I-2.407/12 que autoriza a la Sociedad, en los términos del AT y AA, a aplicar un monto fijo por factura y por usuario conforme se detallará más adelante. La Sociedad espera que este sea el comienzo de la regularización de su situación contractual, que lleva ya más de 13 años postergada.

Sin perjuicio de lo anterior, y 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 abarcativo de todos los aspectos 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 y pleno cumplimiento es constantemente reclamado por la Sociedad dado que resultan esenciales para el normal desarrollo de su actividad en el corto y mediano plazo. Ante tal situación, 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 descritas, 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 2012

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 primer ejercicio, comparados con los correspondientes al periodo inmediato anterior:

Principales indicadores - Datos al 31 de diciembre de cada año	2012	2011
Clientes	539.709	521.535
Incremento acumulado desde 1993	307.129	288.955
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)	5,52	5,52
Volumen anual de gas entregado en millones de m³	2.475,9	2.503,5
Venta bruta anual en millones de \$	266,4	252,7
Utilidad neta después de Impuesto a las Ganancias en millones de \$ ⁽²⁾	7,7	8,7
Utilidad neta después de Impuesto a las Ganancias en millones de \$ históricos	13,9	18,4
Activo fijo total en millones de \$ ⁽²⁾	480,4	491,6
Monto global de inversiones anuales en millones de \$	14,1	21,1
Inversiones de cada año en millones de dólares estadounidenses ⁽³⁾	3,0	5,0
Inversiones desde 1992 en millones de dólares estadounidenses ⁽³⁾	167,7	164,7

(1) Datos estimados según información publicada por el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) a noviembre/2012 y a diciembre/2011.

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

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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Principales indicadores - Datos al 31 de diciembre de cada año	2012	2011
Monto total de impuestos pagados en el año en millones de \$ ⁽⁴⁾	97,5	94,7
Sistema de distribución en kilómetros (kms.)	12.823.-	12.553.-
Incremento del sistema de distribución en kms. respecto del año anterior	270.-	468.-
Incremento del sistema de distribución en kms. desde 1992	6.999.-	6.729.-
Cantidad de empleados	283.-	307.-
Cantidad de clientes por empleado	1.907.-	1.699.-

(4) 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, en él 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 270.343 metros de cañerías de redes y gasoductos y en 8.971 nuevos servicios. En comparación, el sistema se expandió en aproximadamente 2,15% con respecto al total del 31/12/11. Al finalizar 2012, el mismo alcanza una extensión aproximada a los 12.823 kms. de redes y gasoductos. El crecimiento acumulado desde diciembre de 1992 es de 120,18% 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 4.145 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 847 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 1.515 actualizaciones y anteproyectos de suministros para nuevas redes. En el Centro de Atención Telefónica se recibieron y atendieron 112.102 llamadas con un 92% de eficiencia de atención



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

dentro de los 40 segundos. También se realizaron 891 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 3.349.000 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 kms. 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.

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.

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. Finalmente, el 21/06/12 Nación Fideicomisos S.A. informó al BNDS de Brasil el desistimiento del financiamiento ofrecido, y en aceptación de esa nota, la empresa adjudicataria solicitó la devolución de la garantía de la oferta oportunamente presentada, dándose por concluido el proceso licitatorio. Hasta la fecha del presente documento no se ha procedido a la liquidación anticipada del Fideicomiso, ni a la adecuación de la Estructura del Contrato. En octubre de 2012, a solicitud del Organizador, la Sociedad ha procedido a la firma de un proyecto de acta de prórroga por 6 meses del Contrato de Fideicomiso en virtud de la cual, una vez vencido el término antedicho, el Fiduciario estará habilitado para dar inicio a la liquidación anticipada del Fideicomiso Financiero.

▪ 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 del aumento generalizado de precios se han ido reflejando en los costos de la Sociedad pese a la prudencia y austeridad ejercidas, mientras que todavía no hubo reconocimiento de esos mayores costos en las tarifas, sin perjuicio de lo que pueda resultar de la aplicación de la Resolución ENARGAS N° I-2407/2012 emitida el 27/11/12, según se expondrá más adelante. Por otra parte, los incrementos salariales acordados entre los distintos sectores empresariales y sindicales, también tienen consecuencias que afectan las actividades propias y tercerizadas.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Se aplicaron las escalas salariales que tuvieron vigencia hasta el 30/04/12 y las acordadas a partir del 01/05/12 - hasta el 30/04/13-, 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 y autoridades, 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 4.414 horas/hombre.
- Se ejecutaron 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 llevaron a cabo auditorías técnicas, comerciales y administrativas específicas con conocimiento y evaluación de sus resultados. También se dio continuidad a la creación y modificación de formularios, a los cambios de estructura necesarios a partir de la redefinición de la misma y la descripción de los puestos de trabajo, 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 dio a conocer a todo el personal la implementación del nuevo Sistema Normativo, el cual contiene las Políticas, Lineamientos Guía para el Management (“MSG”), procedimientos, manuales e instructivos. Se adoptaron también nuevos MSG (Defensa de la Competencia; Anticorrupción; Relaciones con Inversores; Salud, Seguridad y Ambiente; Finanzas; Impuestos; entre otros) 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: gestión de incidentes IT y requerimientos informáticos; control del sistema SCADA; despacho; tratamiento de denuncias confidenciales y de presuntos comportamientos ilícitos; contratos de intermediación; lineamientos anticorrupción; contratación de consultorías y servicios profesionales; manual de imagen corporativa; gestión del sistema normativo; registros y monitoreo de eventos de seguridad; auditorías internas del Sistema de Gestión de Seguridad, Salud y Ambiente; compra y pago de gas y transporte; gestión de fondos fijos; y sobre la práctica para el control de pruebas de aislación eléctrica en caños camisa, entre otros.

- En el marco del objetivo de mejora continua, se dio inicio en el periodo al desarrollo del programa denominado Meta 2015 enfocado en la modernización y mejora de las distintas actividades que se desarrollan en la Sociedad, con fuerte base tecnológica, promoviendo desde el cumplimiento de la normativa en vigencia, los cambios estructurales y las sinergias operativas posibles para lograr una organización más flexible y moderna con desempeños superadores de estándares operativos de calidad y seguridad en todos los ámbitos.

Se instrumentaron mejoras en el sistema integral de cobranzas a los clientes; se readecuó la flota de vehículos y se dispusieron prácticas para su aprovechamiento pleno en la prestación del servicio; se reformó la estructura y funcionamiento del centro de atención telefónica dotándolo de nueva tecnología; se renovó el equipamiento informático de un importante número de estaciones de trabajo y se dispuso un plan de mayor tecnificación en los sectores operativos; entre otras actividades ejecutadas y a concretar.

- En lo relativo a los sistemas informáticos, se administró la seguridad de las aplicaciones y las operaciones rutinarias de resguardo de datos. Asimismo, se desarrolló la última etapa del sistema de seguimiento de la gestión de proyectos de expansión y extensión de redes; se continuó con la instalación del sistema de lectores biométricos para control de accesos; se operaron cambios en el sistema comercial por modificaciones regulatorias; y se implementaron nueve estaciones de tele-medición para el monitoreo al instante en puntos críticos de la red de distribución. Se comenzó el desarrollo de los proyectos referidos al alta electrónica de clientes; de servicios descentralizados de cobranzas; y la implementación del relativo a mecanismos de monitoreo de costos requerido por el ENARGAS. También se evaluaron y priorizaron los requerimientos para el mantenimiento de los sistemas existentes en apoyo de la gestión de la Sociedad, al tiempo que se realizó una evaluación integral y reestructuración del área de Tecnología de Información con vista a la definición de un plan de eficiencia en la reducción de costos y aprovechamiento de herramientas informáticas.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- En materia de Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se culminó el desarrollo y aprobación de los procedimientos relacionados con requisitos legales; gestión y evaluación de riesgos; gestión e investigación de incidentes; “Observando SSA”; diligenciamiento de planes de emergencia; auditoría interna; revisión por la Dirección, preselección y valoración de contratistas; asimismo, se aprobó el documento final de evaluación de riesgos de la totalidad de los puestos de trabajo de la Sociedad, considerando tanto los riesgos de las instalaciones como los riesgos de las tareas desarrolladas por el personal; se completó la campaña de difusión de SSA; y se realizaron reuniones con los principales contratistas promocionando y explicando el cambio cultural que se espera en materia de SSA. Se realizaron capacitaciones y simulacros de emergencia en Centros Operativos. Se culminó la campaña de vacunación antigripal, se cumplieron los exámenes médicos periódicos previstos del personal expuesto a riesgo y se dio inicio la campaña de vacunación antitetánica para todo el personal.

Se inició la implementación del Sistema Integrado de Gestión de SSA, mediante la capacitación y difusión a todo el personal de los procedimientos que lo componen; en particular la formación comenzó con: Política SSA de la Sociedad; gestión de incidentes; evaluación de riesgos; y riesgos asociados a los puestos de trabajo. También se dio comienzo a las tareas de redistribución de puestos de trabajo con premisas de lograr mayor iluminación, ventilación y seguridad en los ambientes de trabajo. En el ámbito institucional, se realizó la campaña de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono.

IV.2.3. Las inversiones

- Se desarrollaron las actividades relativas al programa 2012 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 por las nueve licitaciones efectuadas. 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. Si bien era incierta la culminación de los trabajos antes del invierno 2012, se definió con las empresas contratistas un ambicioso y riguroso plan de obras en procura de contar con la habilitación y puesta en funcionamiento de las obras con ese objetivo para evitar que se viera afectado el normal abastecimiento del servicio en las áreas de distribución directamente vinculadas a estas ampliaciones. Por imperio de las circunstancias, no atribuibles a las funciones de la Sociedad, a la fecha del presente documento las obras aún se encuentran en ejecución, estimándose que su finalización se producirá durante el transcurso del primer trimestre de 2013.

- La Sociedad elaboró su presupuesto 2012 previendo inversiones por valor de \$18,6 millones. El total de inversiones ejecutadas durante el año fue de \$14,1 millones. Las inversiones pendientes de realizar por aproximadamente \$4,5 millones fueron reprogramadas para desarrollarse en 2013. De ese total, \$3,4 millones están sujetas a la oportunidad de la ejecución de obras de los gobiernos provinciales de San Juan y Mendoza, y la realización de las restantes inversiones depende, entre otros aspectos, de la resolución de factores técnicos-administrativos o del cierre de acuerdos con terceros.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

▪ 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; construcción de ramales de alimentación; potenciamiento y renovación de redes; recambio de servicios; ampliación de plantas reguladoras de presión existentes –Mendoza Sur; Mendoza Sur; San Luis; Pantanillo; Tunuyán–, construcción de nuevas –Ruta N° 143, General Alvear; Calle 5 en San Juan; el Volcán en San Luis– y renovación –Planta La Mora, Mendoza–; 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.

▪ 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 plenamente 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 conforme el siguiente detalle:



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Fecha de la solicitud	Periodo de las variaciones de costos solicitadas
02/12/09	Setiembre de 2008 a Agosto de 2009
24/08/10 - 29/10/10	Setiembre de 2009 a Febrero de 2010
28/01/11	Marzo de 2010 a Agosto de 2010
09/09/11	Setiembre de 2010 a Febrero de 2011
02/02/12	Marzo de 2011 a Agosto de 2011
23/07/12	Setiembre de 2011 a Febrero de 2012

El ENARGAS no ha aplicado plenamente 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.

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 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En este contexto, la Sociedad se encuentra analizando las medidas a implementar para mantener la continuidad del servicio en condiciones de operatividad para los clientes actuales, ante la posibilidad de que persista la demora en la implementación del AT y del AA. Al respecto, tras diversas conversaciones mantenidas con el ENARGAS en el último período, con fecha 16/11/12 la Sociedad emitió una nota dirigida a la autoridad regulatoria solicitándole que en orden a la implementación de la Cláusula 4 del Acta Acuerdo se celebre un “Acuerdo de Implementación”, realizando para ello una proposición de las principales pautas que debería cumplir el mismo. Se dejó también expuesto que lo sugerido no implica para la Sociedad renunciar a los derechos derivados del AT y el AA firmados y aprobados oportunamente por sendos decretos del Poder Ejecutivo Nacional.

Como resultado de las gestiones realizadas, el día 21/11/12 se firmó con el ENARGAS un acta por la cual “Las Partes” (ENARGAS y la Sociedad) acordaron principalmente la aplicación de un monto fijo por factura, diferenciado por categoría de usuarios a percibir por la Sociedad, la creación de un Fideicomiso exclusivo para la Sociedad y la elaboración de un “Plan de Inversiones de Consolidación y Expansión” que requerirá la aprobación de un “Comité de Ejecución” a crearse en el ámbito del Contrato de Fideicomiso. Se estableció además que el Acta firmada tiene plena vigencia y ejecución en tanto los órganos societarios no se expidan en contrario.

El 27/11/12 el ENARGAS emitió la **Resolución N° I-2407/12**, que prevé los aspectos considerados en el acta mencionada, con vigencia a partir de su fecha de emisión.

Como parte de los compromisos asumidos en el Acta mencionada, con fecha 12/12/12 la Sociedad, Nación Fideicomisos S.A. y ENARGAS suscribieron el Contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración Privado “Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución de Gas por Redes” –“FFA FOCEGAS”–.

Son partes del Contrato de Fideicomiso: la Sociedad (como fiduciante), y Nación Fideicomisos S.A. (en calidad de fiduciario), habiendo suscripto también el instrumento el ENARGAS prestando conformidad a sus términos.

El objeto es la celebración de un contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración en cuyas cuentas se depositarán los montos fijos por factura mencionados (que integran el patrimonio fideicomitado), para su afectación al pago de proyectos y obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación, expansión y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución de gas por redes, seguridad, confiabilidad del servicio e integridad de las redes, así como mantenimiento y todo otro gasto conexo necesario para la prestación del servicio público de distribución de gas, hasta el límite de los fondos efectivamente disponibles.

Las citadas afectaciones se integran en un Plan de Inversión que la Sociedad debe formular y someter a un procedimiento de aprobación previa por ante un Comité de Ejecución que se integrará por un representante de la Secretaría de Política Económica del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, dos representantes del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y un representante del ENARGAS. El Comité de Ejecución podrá efectuar modificaciones a los Proyectos presentados y asimismo sugerir Proyectos de Inversión u obras alternativas a las presentadas por el Fiduciante. Son también funciones del Comité de Ejecución la aprobación de los desembolsos para la realización de los pagos que correspondan, y también de las condiciones de financiamiento en aquellos proyectos que contemplen la emisión de deuda.

El Contrato establece y distingue dos categorías de proyectos y obras, **(i)** la denominada “Obras sin Financiamiento”, gestionadas por la Sociedad por su cuenta y orden realizadas mediante desembolsos provenientes del fondo constituido por los montos fijos recaudados, y que forman parte del patrimonio de la licenciataria; y **(ii)** la llamada “Obras con Financiamiento”, son las obras o proyectos incluidos en el plan de inversión, que necesitarán del financiamiento a través de operaciones de financiamiento, y que en consecuencia, ingresan como bien fideicomitado al fideicomiso, sin perjuicio de que su uso y goce será otorgado a la Sociedad y su propiedad le será transferida a la cancelación total del financiamiento obtenido. Estos proyectos y obras serán ejecutados por el fiduciario y éste, previa aprobación del Comité de Ejecución, celebrará con la Sociedad un contrato de Gerenciamiento asumiendo esta última la calidad de Gerente de Proyecto, actuando por cuenta y orden del comitente a título gratuito.

La duración del contrato se mantendrá hasta el cumplimiento de su objeto y la cancelación de la totalidad de la deuda, o en su caso hasta la finalización de la Licencia.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Por su parte, en el transcurso del mes de enero de 2013, las Partes suscribieron el Manual Operativo previsto en el Contrato de Fideicomiso, y con fecha 01/02/13, la Sociedad, no habiendo sido notificada de la constitución del Comité de Ejecución del Fideicomiso que prevé la normativa, presentó al ENARGAS el Plan de Obras 2013 y la documentación requerida sobre el particular.

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 MPFIPyS presentó un pedido de nulidad de todo lo actuado -que la Sociedad ha contestado el 13/10/11- y a su vez interpuso Recurso Extraordinario Federal, lo que fue rechazado por el mencionado tribunal el 23/02/12. En marzo de 2012 el MPFIPyS presentó Recurso de Queja ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación (“CSJN”). Por su parte el ENARGAS también interpuso Recurso Extraordinario ante la CNACAF que fue rechazado el 08/05/12, y también presentó Recurso de Queja ante la CSJN.
- El 27/11/12 se emitió la Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012 por la que se aprueba a partir del 29/11/12 un nuevo cuadro tarifario que: (i) autoriza a las Distribuidoras, en los términos de lo dispuesto en los respectivos acuerdos suscriptos entre dichas empresas con la UNIREN, a aplicar un monto fijo por factura, diferenciado por categoría de usuario, conforme lo definido en el Anexo de dichas Actas y de acuerdo a la metodología que determinó el ENARGAS mediante Nota N° 13.516 de fecha 30/11/12; (ii) determina que los importes resultantes deberán ser depositados por las Distribuidoras en un Fideicomiso, los cuales constituirán un “Fondo para obras de consolidación y expansión” que serán utilizados exclusivamente para los fines expuestos en oportunidad de comentar en el capítulo inmediato anterior el contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración firmado el 12/12/12 entre la Sociedad, Nación Fideicomisos S.A. y ENARGAS; (iii) define que las Distribuidoras deberán someter a la aprobación de un Comité de Ejecución, a ser creado al efecto en el ámbito del Fideicomiso, un “Plan de Inversiones de Consolidación y Expansión”, expresado en términos físicos y monetarios, y cuyos lineamientos serán determinados en el contrato de fideicomiso; (iv) además determina que los montos que perciban las Distribuidoras a efectos de la presente resolución serán considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco de la readecuación tarifaria acordada en las renegociaciones llevadas a cabo; y (v) que la implementación de dicho mecanismo de trato no exime a las Licenciatarias del cumplimiento de las obligaciones previstas en el Marco Normativo vigente.

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, efectuada por la misma autoridad regulatoria, 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

- Entre todos los acuerdos que se encuentran vigentes a la fecha de cierre del presente documento, la Sociedad cuenta con una capacidad Firme de transporte con T.G.N. S.A. de 5.517.000 m³/día.

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.

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.

- A finales de setiembre de 2005, impulsado por la SE bajo el Programa de Fideicomisos de Gas creado por la Resolución N° 185/2004 del MPFIPyS, 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 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 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 un total de 1.407.000 m³/día bajo Prioridad 1 (consumos R, P1 y P2). La Sociedad desconoce los motivos por los cuales el ENARGAS no validó el total de 1,8 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 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 el 29/11/11 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 oportunamente en conocimiento del ENARGAS y de la SE sus observaciones al respecto.

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, responsables de cubrir la demanda prioritaria opera totalmente bajo el esquema de solicitud, confirmación y re-direccionamientos de gas 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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. Adicionalmente la resolución otorga atributos al ENARGAS como Autoridad concentradora de las decisiones pertinentes al despacho de gas, transporte y distribución.

- 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.

- Con fecha 16/12/08 se emitió 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 implica nuevos aumentos de precios del gas para los distintos segmentos de la categoría residencial de mayor consumo (R3). Este incremento del precio del gas es asignable exclusivamente al productor, mientras que el aumento previsto en la Resolución SE N° 1.070/2008 es asignable al Fondo Fiduciario creado por la **Ley N° 26.020**.

Por aplicación de la **Resolución ENARGAS N° I/568/2008** estos incrementos en el precio del gas natural fueron trasladados a la tarifa final de los usuarios.

- Con fecha 08/03/12 se emitió la **Resolución SE N° 55/2012** donde se ratifica la Tercera Addenda al Acuerdo Complementario con los Productores de Gas (“A3”), que tiene por objeto prorrogar desde el 01/01/12 y hasta el 31/12/12 los términos y condiciones del Acuerdo Complementario.

Teniendo en cuenta que existen productores de gas natural que no han firmado la addenda A3 (entre los cuales se encontraba YPF S.A.), dicha Resolución establece que (i) los productores no firmantes del Acuerdo Complementario tendrán la primera prioridad en el abastecimiento con destino a las Categorías de usuarios sin incremento de precios (R1; R2-1; R2-2, y SDB); y (ii) con el objetivo de mantener el equilibrio respecto de los aportes de los Productores al Fondo Fiduciario creado por la **Ley N° 26.020**, las Distribuidoras deberán suplir los aportes que los productores no firmantes dejan de realizar a dicho fondo, en el caso en que sus entregas de gas excedan las categorías sin aumento.

Se destaca que con relación a esta resolución, YPF S.A. ha formulado reservas de derecho de reclamar a la Sociedad las diferencias de precio que se resuelvan en las instancias administrativas y/o judiciales.

- Con fecha 20/03/12 el ENARGAS emitió la **Resolución N° I-2.087/2012**, en el marco de la **Resolución SE N° 55/2012**, que establece un procedimiento para (i) asignar los volúmenes entregados entre los productores firmantes y no firmantes del Acuerdo Complementario; y (ii) que las Distribuidoras ingresen en forma directa al Fondo Fiduciario



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

creado por la Ley N° 26.020 las sumas necesarias para mantener el equilibrio respecto de los aportes de los Productores a dicho fondo.

- La Sociedad ha requerido formalmente al ENARGAS que se aclaren o resuelvan cuestiones de forma y de fondo que imposibilitan el cumplimiento de las pautas establecidas en la **Resolución ENARGAS N° I-2.087/2012**.
- Con fecha 02/05/12 la Sociedad fue notificada, mediante Nota del ENARGAS N° I-4.926 de fecha 25/04/12, que YPF S.A., en su carácter de Productor de Gas Natural, se ha adherido a la addenda A3 mediante un acuerdo individual suscrito entre esa empresa y la SE con fecha 19/04/12, según lo informado por la SE en su Nota SE N° 2.323 del 23/04/12. En virtud de la fecha del acuerdo individual mencionado, los efectos de la addenda A3 tendrán vigencia para YPF S.A. para las entregas de gas que se producen desde el 01/04/12 hasta el 31/12/12.
- Con fecha 12/06/12 se emitió la **Resolución SE N° 277/2012** donde se aprueban la primera y la segunda Addenda al Acuerdo Complementario con los Productores de Gas, que prorrogaron desde el 01/01/10 hasta el 31/12/11 los términos y condiciones del Acuerdo Complementario.
- 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 determinase 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/1.707/2011** del 26/04/11 para el año 2011 y **Resolución N° I-2.200/2012** del 05/06/12 para el año 2012, 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Mediante **Resolución ENARGAS N° I/1.993/2011** 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.

Asimismo, por la **Resolución ENARGAS N° I/1.982/2011**, luego complementada por la Resolución **ENARGAS N° I/1.991/2011** del 24/11/2011, el ENARGAS instruyó a las Licenciatarias a aplicar 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**, a los consumos registrados a partir del 01/01/12 de los usuarios no residenciales cuya actividad principal o secundaria desarrollada en el punto de suministro sea: (i) extracción de minerales, petróleo crudo y gas natural, (ii) servicios para la aeronavegación, (iii) servicios de telecomunicaciones, (iv) servicios de banca y financieros, (v) servicios relacionados a juegos de azar y apuestas, (vi) refinación de petróleo, (vii) procesamiento de gas natural, (viii) elaboración de aceites y grasas vegetales y biocombustibles, (ix) agroquímicos.

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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

▪ El 07/05/12 se publicó la **Ley N° 26.741** que declara de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. También se crea el Consejo Federal de Hidrocarburos, y se declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A.

El 27/07/12 se publicó el **Decreto PEN N° 1.277/12** que reglamenta la Ley N° 26741, y crea la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en la órbita de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo, del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, que elaborará anualmente el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, y crea el Registro Nacional de esas inversiones.

▪ 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 pudiese 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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. El tribunal rechazó el referido pedido de nulidad. En contra de dicha resolución el MPFIPyS interpuso recurso extraordinario. Los recursos extraordinarios del ENARGAS y del MPFIPyS fueron rechazados. Ambos organismos interpusieron recurso de queja ante la CSJN.

- 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.

Hasta el mes de junio de 2012 los productores estaban asignando las cantidades confirmadas por el ENARGAS, coincidentes con las solicitadas por la Sociedad y que surgen del Acuerdo de Abastecimiento de GLP entre productores y la SE para el periodo mayo 2010–abril 2011. Para julio de 2012 los productores confirmaron para dicho mes solo las cantidades solicitadas oportunamente por la Sociedad para la demanda prioritaria, no así las cantidades correspondientes al abastecimiento de los servicios SGP3, aspecto este último que fue debidamente reclamado por la Sociedad. A partir de agosto de 2012 los productores comenzaron a confirmar las cantidades mensuales oportunamente solicitadas por la Sociedad para la demanda prioritaria y los servicios SGP3.

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 18.174 clientes, lo que significa un total al cierre del mismo de 539.709, un incremento aproximado de 3,5% respecto de 2011, y un crecimiento acumulado de aproximadamente 132,1% 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 2012 totalizan 214, 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 2012, adecuándose los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de unbundling de gas y disponibilidad de transporte y distribución, particularmente en el marco de de los **Decretos PEN N° 180 y 181** de 2004, de las **Resoluciones SE N° 752/2005, SE N° 2.020/2005, SE N° 275/2006, ENRG N° 1.410/2010**, y normativa complementaria.

- 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.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.

▪ 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	
	31/12/12	31/12/11	Mm ³ (*)	%
Residenciales	683,4	644,5	38,9	6,0
Grandes clientes	1.176,6	1.250,0	(73,4)	(5,9)
GNC	295,7	291,2	4,5	1,6
Otros (pequeñas y medianas industrias, comercios y subdistribuidores)	320,2	317,8	2,4	0,8
Total del volumen de gas entregado	2.475,9	2.503,5	(27,6)	(1,1)

(*) Millones de metros cúbicos de gas.

El volumen total de gas entregado disminuyó en 1,1% con respecto a 2011. La menor demanda obedece a distintos factores que incidieron en diferente sentido. En 2012 el clima de la región presentó un invierno caracterizado como cálido respecto del correspondiente a 2011, que se consideró entre los de frío promedio, levemente más cálido que las crónicas promedio históricas registradas en el periodo 1993-2010. No obstante, en el presente ejercicio el crecimiento de la demanda prioritaria estuvo en el orden de 5,2% por encima de los consumos de 2011, explicado principalmente por el incremento del total de clientes servidos, y en menor medida por el 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. El consumo de las GNC en 2012 ha confirmado el proceso de crecimiento verificado en 2011 con un aumento de 1,6%. Mientras tanto, los Grandes Usuarios muestran en 2012 un menor volumen de consumo con una baja de 5,9%. En primer orden se destaca la importante caída en el consumo de las usinas, en un segundo escalón - pero con un promedio de caída también importante- se encuentra el consumo de las industrias cementeras y petroleras, reflejando también una caída menor las industrias ceramista y alimenticia. Esta caída en el consumo fue compensada parcialmente por un importante incremento en el consumo del rubro “varios” y de la industria vidriera.

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	
	31/12/12	31/12/11	M\$	%
Residenciales	176,0	161,1	14,9	9,3
Grandes clientes	29,1	28,0	1,1	3,9
GNC	13,0	12,4	0,6	4,8
Otros (pequeñas y medianas industrias, comercios y subdistribuidores)	40,2	39,3	0,9	2,3
Total de ventas	258,3	240,8	17,5	7,7

En 2012 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. Las ventas a Residenciales se incrementaron entre los ejercicios comparados (2012 versus 2011) 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. Específicamente, la venta a residenciales se incrementó 9,3% con respecto al 2011, guarismo que incluye una suba de aproximadamente de 2,2 % en la facturación por aplicación de la Resolución ENARGAS N° I-2407/12. La venta en pesos se mantiene afectada por la aplicación de las resoluciones ENARGAS N°



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 moderada, que es producto de un incremento importante en las ventas a las industrias vidrieras, ceramistas, alimenticias y del segmento de “varios”, seguido de un aumento moderado en lo facturado a cementeras y caleras. En contra partida, las ventas correspondientes a las petroleras sufrieron un retroceso moderado y las de usinas una disminución moderada alta que, por su importancia relativa, reduce el efecto del incremento de los otros rubros. Las GNC, al igual que los comercios y las pequeñas y medianas industrias consolidan su recuperación con una suba más moderada a la registrada en 2011.

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	31/12/12	31/12/11	Variaciones
Activo Corriente	155.079	127.406	27.673
Activo No Corriente	495.960	493.344	2.616
Total Activo	651.039	620.750	30.289
Pasivo Corriente	78.463	62.149	16.314
Pasivo No Corriente	94.704	85.698	9.006
Total Pasivo	173.167	147.847	25.320
Patrimonio Neto	477.872	472.903	4.969
Total Pasivo más Patrimonio Neto	651.039	620.750	30.289

El incremento del Activo Corriente entre ambos cierres por \$27,7 millones obedece principalmente a un incremento del total disponible en Inversiones por \$25 millones, un aumento de Créditos por Ventas por \$7,7 y una disminución de Caja y Bancos de \$3,7 millones y de Otros Créditos de \$1,4 millones.

El incremento del Activo No Corriente por \$2,6 millones tiene su origen fundamentalmente en la evolución del rubro Bienes de Uso que registra una disminución de \$11,2 millones, por efecto de la suma neta entre el total de las altas de bienes de uso en 2012 (\$14 millones), el total de depreciaciones anuales (\$23,9 millones) y el valor residual de las bajas del ejercicio (\$1,3 millones). Los Otros Créditos a largo plazo aumentaron en \$14,1 millones y las Inversiones a largo plazo disminuyeron \$0,3 millón por la compra de títulos privados. Los Activos Intangibles se incrementaron en un valor de escasa representatividad.

El Pasivo Corriente aumentó en \$16,3 millones por el efecto de aumentos de diferentes proporciones en los rubros que los componen. Fundamentalmente, debido a que las Cuentas a Pagar se incrementaron en \$6,2 millones (\$3,3 millones más por el suministro de gas y transporte y \$2,7 millones de mayores saldos a pagar por bienes y servicios; con un aumento menor en Partes Relacionadas); las Cargas Fiscales crecieron casi en \$6,8 millones (básicamente por incremento de \$4,8 millones en el Impuesto a las Ganancias a pagar, y \$2,2 millones en el IVA a pagar); las Remuneraciones y Cargas Sociales crecieron \$0,5 millón; los Otros Pasivos subieron \$2,2 millones por el efecto neto entre aumentos y disminuciones de sus componentes (fundamentalmente por un aumento de \$2,2 millones del Cargo Gasoducto Norte Nación Fideicomiso S.A.), y finalmente, las Previsiones por Juicios y contingencias crecieron poco más de \$0,6 millón.

El Pasivo No Corriente acusa una suba de \$9 millones originada en el incremento Otros Pasivos por \$10,6 millones (de los cuales \$10,5 millones corresponden a una reclasificación de provisión parcial de impuesto a las ganancias 2011 por una acción de certeza e inconstitucionalidad iniciada por la Sociedad, sujeta a resolución judicial) y en una reducción de las Cargas Fiscales de \$1,6 millones que corresponde al pasivo por impuesto a las ganancias diferido. Ver Nota 5.g a los Estados Contables de Publicación al 31/12/12.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

Rubros	31/12/12	31/12/11	Variaciones
Ventas netas	266.354	252.733	13.621
Costos operativos (sin amortizaciones y depreciaciones)	(248.739)	(221.315)	(27.424)
EBITDA (*)	17.615	31.418	(13.803)
Amortizaciones y depreciaciones del activo fijo	(23.908)	(23.245)	(663)
Resultado operativo ordinario - Ganancia	(6.293)	8.173	(14.466)
Resultados financieros y por tenencia - Ganancias	16.443	10.626	5.817
Otros ingresos netos	3.931	198	3.733
Utilidad ordinaria antes del impuesto a las ganancias	14.081	18.997	(4.916)
Impuesto a las ganancias (Nota 5.g) a los estados contables)	(6.364)	(6.717)	353
Utilidad neta	7.717	12.280	(4.563)
Utilidad neta por acción (Nota 4.f) a los estados contables)	0,038	0,061	0,023

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

- El EBITDA acusa una disminución aproximada a 44% con respecto a 2011. Aunque esa reducción resulta muy significativa, su caída con respecto a 2001 (a consecuencia del congelamiento de tarifas desde 1999 y pese al incremento generalizado de precios sufrido en todos estos años) continúa siendo más relevante llegando al 82,5% (\$82,7 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 31/12/12 es una utilidad de \$7,7 millones, lo que implica alcanzar una diferencia de \$4,6 millón -pérdida- con respecto a la utilidad registrada al 31/12/11, que ascendió a \$12,3 millones (corregida en comparativo por efecto del impuesto a las ganancias diferido).

El mayor impacto entre ambos resultados está dado por el efecto neto entre:

- el menor impuesto a las ganancias expuesto en el resultado comparativo del ejercicio 2011 por considerarse el ajuste que corresponde a ese año en el impuesto a las ganancias por la reexpresión a moneda constante de activos no monetarios (\$3,6 millones);
- el aumento de 5,4% en las ventas en pesos con respecto al 31/12/11, originado conjuntamente y con distintos efectos, por una disminución de 1,1% en el volumen de gas operado entre ambos ejercicios, el incremento del número de clientes (3,5%); por una diferente distribución de la venta por segmentos de clientes (9,2% más de venta a residenciales); y por un incremento de aproximadamente de 2,2 % en la facturación por aplicación de la Resolución ENARGAS N° I-2407/12;
- el incremento en el costo de ventas más los gastos de administración y comercialización, que en conjunto aumentaron 11,5% al 31/12/12 respecto del 31/12/11. El costo de ventas creció 6,6%, fundamentalmente por el efecto neto entre: el incremento de 5,6% en el costo de la compra del gas; una demanda prioritaria mayor que la registrada para el ejercicio 2011; el aumento de 4,9% en el costo del transporte y de 8,6% en los gastos de distribución. Los gastos de administración y comercialización aumentaron en conjunto aproximadamente 23,2%, 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;
- la mayor ganancia neta de los resultados financieros netos obtenidos al 31/12/12 de \$16,4 millones (54,8%) respecto de los correspondientes al 31/12/11, como consecuencia, principalmente, de un incremento de casi \$2,5 millones en la variación -ganancia- por intereses generados por activos y pasivos; el incremento -ganancia- de los resultados por tenencia de \$0,12 millón, y la mayor ganancia neta de casi \$3,2 millones entre las diferencias de cotización activas y pasivas (derivada, principalmente, por ganancias generadas por activos en dólares estadounidenses al 31/12/12 pese a que se redujeron en 3,3% con respecto al 31/12/11, y con diferentes diferenciales de cotización del peso argentino frente al dólar estadounidense entre épocas -con una paridad al 31/12/12 de \$4,878 por US\$, frente a \$4,264 por US\$ al 31/12/11, versus \$3,94 al 31/12/10-); y
- el aumento de \$3,7 millones al 31/12/12 en los otros ingresos netos con respecto al 31/12/11 como consecuencia principalmente, del aumento en el recupero de provisiones y contingencias con resultado favorable.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- El impuesto a las ganancias disminuyó en casi \$0,4 millón comparativamente con el correspondiente a 2011, a su vez corregido por la aplicación de las normas contables de comparación para mostrar los efectos de la contabilización del impuesto a las ganancias diferido. De esta forma, la incidencia efectiva del impuesto a las ganancias sobre el resultado antes del impuesto es de 45,2% en 2012 y a 35,4% en 2011. Ver Nota 5.g a los Estados Contables de Publicación al 31/12/12.
- Comparativamente con el resultado neto esperado –pérdida– de \$2,3 millones según el presupuesto aprobado para el ejercicio 2012, el resultado real –utilidad– de \$7,7 millones, se establece una diferencia –ganancia– de \$10 millones, que tiene como principal origen el efecto neto entre aumentos de las ventas netas (\$7 millones), de los resultados financieros y por tenencia (\$3,7 millones), de otros ingresos (\$3,9 millones), de otros gastos (1,2 millones), de otros impuestos y tasas (\$1 millón), y del impuesto a las ganancias (\$2,6 millones), todos mayores a los esperados. Las principales causas de variación de los ingresos por ventas se han explicado en el apartado “IV.2.8. Los clientes” Mientras que en los resultados financieros la diferencia se explica básicamente por diferenciales de cotización de la moneda extranjera entre el tipo de cambio real y el estimado (menor), los otros ingresos obedecen a reversiones de provisiones y gastos.

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

Rubros	31/12/12	31/12/11	Variaciones
Activo Corriente Financiero	118.733	97.428	21.305
Activo No Corriente Financiero	1.023	1.279	(256)
Total Activo Financiero	119.756	98.707	21.049
Total Pasivo Financiero	-	-	-
Posición Financiera Neta	119.756	98.707	21.049

La Posición Financiera Neta al cierre de 2012 es positiva en \$119,7 millones, lo que muestra un incremento de \$21 millones (aproximadamente 21,3%) con respecto al ejercicio anterior (\$98,7 millones). La Sociedad no ha tenido endeudamiento financiero en los ejercicios comparados.

V.1.4. Índices

Tipo de índice	31/12/12	31/12/11	Variaciones
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	1,98	2,05	(0,07)
Liquidez inmediata ((Caja y Bcos. + Inv. y Créd. ctes.) / Pas. cte.)	1,95	2,01	(0,06)
Solvencia (Patrimonio neto / Pasivo total)	2,76	3,20	(0,44)
Endeudamiento (Pasivo total / Patrimonio neto)	0,36	0,31	0,05
Razón del Patrimonio neto / Activo total	0,73	0,76	(0,03)
Inmovilización del capital (Activo no corriente / Activo total)	0,76	0,79	(0,03)
Rentabilidad (Res. del ejercicio / Pat. Neto promedio)	0,02	0,02	-
Leverage financiero ((Rtdo. Neto Ord. / PN) / ((RNO + Int. Perd.) / Activo))	1,36	1,31	0,05
Rotación de activos (Ventas / Activo)	0,41	0,41	-
Rotación de inventarios (Costo / Exist. promedio de Bs. de Cbio.)	1,46	1,51	(0,05)

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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Los saldos de créditos y deudas al 31 de diciembre de 2012 y 2011 son los siguientes:

Rubro:	OTROS CRÉDITOS		
Denominación	31/12/12	31/12/11	Variaciones
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 - Corrientes			
ENI S.p.A.	165	190	(25)
Total Sociedades Art. 33	165	190	(25)
Partes relacionadas:			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	405	110	295
Directores y Personal Gerencial	-	40	(40)
Total Partes relacionadas	405	150	255
Total	570	340	230

Rubro:	CUENTAS A PAGAR		
Denominación	31/12/12	31/12/11	Variaciones
Partes relacionadas:			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	979	881	98
Total Partes Relacionadas	979	881	98
Total	979	881	98

Rubro:	OTROS PASIVOS		
Denominación	31/12/12	31/12/11	Variaciones
Partes relacionadas:			
Directores	287	82	205
Total Partes Relacionadas	287	82	205
Total	287	82	205

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, 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	31/12/12	31/12/11	Variaciones
Prestación de servicios				
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(11.398)	(9.033)	(2.365)
Total		(11.398)	(9.033)	(2.365)
Remuneraciones				
Directores y Personal Gerencial	Relacionada	(6.216)	(5.952)	(264)
Total		(6.216)	(5.952)	(264)
Gastos operativos				
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(2.600)	(2.045)	(555)
Total		(2.600)	(2.045)	(555)
Recupero de costos y otros				
Inversora de Gas Cuyana S.A.	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	1	-	1
ENI S.p.A.	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	1	1	-
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	193	88	105
Total		195	89	106
Total de operaciones		(20.019)	(16.941)	(3.078)



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 2012 fue una utilidad neta de Impuesto a las Ganancias de \$ 7.716.851,52 con una utilidad de aproximadamente \$0,038 por acción, lo que implica una disminución de 37,7% en el rendimiento por acción respecto del año 2011 (resultado comparativo corregido). A su vez, este valor se encuentra muy por debajo del promedio de los últimos 20 años. Esta situación 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, el congelamiento de las tarifas, la devaluación y la subsecuente inflación que incrementaron y luego mantuvieron altos los costos operativos en 2012, no compensados debidamente en las tarifas por imperio de la Ley de Emergencia, y la aún pendiente plena 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.

Los resultados obtenidos por la Sociedad al cabo del ejercicio 2012 superaron lo previsto en el presupuesto como consecuencia de un mayor consumo registrado por los clientes de la demanda prioritaria a pesar del impacto provocado por un invierno más cálido que en 2011, las acciones comerciales encaradas que agregaron un mayor margen, a lo que se sumó, a partir del mes de diciembre, la aplicación de los montos fijos por categoría de usuario creados por la Resolución I-2407/12 del ENARGAS. La relevancia de los resultados financieros sobre el resultado final y respecto del resultado operativo ordinario no hace más que corroborar los efectos de la evolución general de los precios sobre la tarifa y que la Sociedad sin deudas financieras y con un adecuado manejo del flujo de fondos y disponibilidades ha podido sostener su liquidez al máximo posible. La puesta en vigencia de la Resolución I-2407/12 permite observar una mejora en el estado de situación aunque se hace necesaria la plena aplicación de los cuadros tarifarios previstos en el marco del AT y del AA. En ese sentido y en un marco de prudencia, en estima de los intereses de los accionistas y de la situación de la Sociedad expuesta en la presente Memoria, el Directorio recomienda 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 2012, 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 31/12/12:



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Total de Resultados acumulados al cierre del ejercicio – Utilidad, según el Estado de Evolución del Patrimonio Neto al 31/12/12 (1)	\$ 4.170.255,13
Propuesta de distribución:	
a Reserva Legal (calculada como el 5% de la utilidad del ejercicio)	\$ 385.842,58
a Dividendos en efectivo	\$ 3.784.412,55

(1) Este resultado incluye en concepto de provisión, \$529.200,00 como Honorarios de Directores, \$226.800,00 como Honorarios de Comisión Fiscalizadora y \$ 38.778,15 como Bonos de Participación al Personal, conceptos todos ellos que también deben ser aprobados por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

VIII. Perspectivas para el próximo ejercicio

VIII.1. El contexto

Cuatro años después del inicio de la crisis financiera, la economía mundial sigue siendo frágil y los países de ingresos altos muestran un crecimiento magro. Las naciones en desarrollo, responsables principales del crecimiento del PIB Global, deben concentrarse en mejorar el potencial de sus propias economías y al mismo tiempo fortalecer sus reservas para enfrentar los riesgos provenientes de la zona del euro y de las políticas fiscales adoptadas por Estados Unidos, según el recientemente publicado informe del Banco Mundial (“BM”), “Perspectivas económicas mundiales”.

El mismo informe del BM expone que algunos de los riesgos que enfrenta la economía mundial son: la paralización del avance en la crisis de la zona del euro, problemas fiscales y de la deuda en Estados Unidos, la posibilidad de un recorte abrupto de las inversiones en China y la interrupción en el suministro mundial de petróleo. Sin embargo, se ha aminorado la probabilidad de que ocurran estos eventos y sus posibles impactos y han mejorado las perspectivas de una recuperación más fuerte que la esperada en los países de ingresos altos.

Aunque la sostenibilidad fiscal en la mayoría de los países en desarrollo no es un problema, el déficit y la deuda pública son mucho mayores hoy que en 2007.

Se espera que un entorno normativo más flexible, flujos de capital más estables (principalmente de inversión extranjera directa) y un alza en la demanda externa impulsen el crecimiento del PIB de América Latina y el Caribe a un promedio de 3,8% durante el período 2013-15. Las reformas laborales y tributarias iniciadas en algunas de sus principales economías y la determinación de aumentar la inversión en infraestructura ayudarán a hacer frente a parte de los problemas estructurales que han dificultado el desarrollo en la zona.

Argentina, en ese contexto y como en 2012, enfrenta una situación particular donde la inflación, la cotización del dólar y las cuentas públicas –incluida la deuda– tendrán aún mayor protagonismo, requiriéndose esfuerzos concentrados en revertir las tendencias actuales para evitar mayores complicaciones a futuro. En ese sentido, con la expectativa de una cosecha récord (condicionada por cuestiones climáticas) y el alto precio de las materias primas, junto con una recuperación de la demanda de Brasil, el país cuenta con aspectos positivos que podrían atemperar los efectos de las políticas que se apliquen para resolver los puntos centrales mencionados.

El sector energético, factor clave para el desarrollo económico y social, sigue reclamando mayores esfuerzos para lograr un sostenido abastecimiento. Las importaciones de energía y los subsidios afectan sensiblemente a las cuentas públicas. Iniciar el camino hacia la adecuación de tarifas que den sustentabilidad a las inversiones necesarias en materia de producción, transporte y distribución de petróleo, gas y energía eléctrica, genera expectativas respecto de la aplicación de políticas 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

VIII.2. Principales actividades previstas para el 2013 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 2013 la suma de \$24,2 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 y también en particular con la aplicación de la Resolución ENARGAS I-2407/12 con el programa FFA FOCEGAS, 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 la Sociedad y de terceros interesados.

Respecto del crecimiento de la extensión de redes y gasoductos disponibles, se estima que durante 2013 se mantendrá el comportamiento que se experimentó en 2012, dependiendo esta situación de las inversiones propias y de terceros cuyos activos son transferidos a la Sociedad.

▪ Entre otras inversiones, se finalizarán las obras de renovación de cámaras reductoras de presión como La Mora, en Mendoza; se proseguirá con las obras de renovación de redes y servicios en distintas zonas del área licenciada; el potenciamiento de redes; interconexiones de media y baja presión; con la interconexión de gasoductos de alta presión; se instalarán sistemas de tele-medición de caudales en cámaras reguladoras de presión y en instalaciones de grandes usuarios; se operarán mejoras en la seguridad electrónica; 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; 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-; y se realizarán trabajos de digitación de planos. telemetría en plantas reguladoras aisladas; incorporación de un sistema de filtrado; construcción de ramal de alimentación a estación de regulación; instalación de equipos rectificadores y renovación de dispersores en materia de protección catódica; se realizarán trabajos de digitación de planos; la puesta en marcha de un nuevo software para cálculo de líneas de transmisión y redes; e inversiones menores en equipamiento.

▪ Continuar con las gestiones iniciadas ante la SE, el ENARGAS y/o los Gobiernos Provinciales para incluir la ejecución de las obras de distribución propuestas para satisfacer el crecimiento de la demanda en el área licenciada dentro de los Programas de Fideicomisos de Gas y/o acuerdos específicos.

▪ En el marco de la Resolución ENARGAS N° I-2407/12, se dará continuidad a las actividades administrativas y técnicas que se requieran en cumplimiento de los objetivos establecidos.

▪ 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 3,2% con todas las previsiones que en tal sentido deben ser tomadas, incluyendo el análisis de las factibilidades técnicas y económicas. Se proyecta que el volumen total de gas operado durante el año 2013, determinado para temperaturas promedio históricas, podría alcanzar aproximadamente los 2.635 millones de metros cúbicos.

▪ Concretar las tareas programadas para el año 2013 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- 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. Asimismo, la Sociedad analizará las medidas a implementar para mantener la continuidad del servicio en condiciones de operatividad para los clientes actuales, ante la posibilidad de que persista la demora en la plena implementación del AT y del AA.
- 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 octavo y noveno 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.
- Proseguir 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.
- 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 2013, 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. Desarrollar un nuevo proceso de optimización de los sistemas informáticos, y administrar la seguridad de los mismos conforme las necesidades de la gestión. Proseguir con la implementación de mejoras a los procesos comerciales y técnicos –en especial, con la implementación del proyecto de emisión de la factura digital y con la incorporación de una nueva herramienta informática en el sector de despacho–. Concretar la implementación del proyecto de los servicios descentralizados de cobranzas; del sistema de lectores biométricos para el control de acceso de personas a las oficinas; y de los colectores de datos para la lectura de consumos de grandes clientes. Se continuará con los proyectos de eficiencia de corto plazo en el ámbito de la tecnología de información –en particular el de optimización del centro de cómputos–; 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 continuará con el Plan de Acción 2011/2013, avanzando en la definición e implementación de los procesos necesarios para alcanzar el objetivo de cumplir con las condiciones que permitan una futura certificación de normas internacionales en el ámbito de SSA. Se iniciarán trabajos de redistribución de puestos en las oficinas, que conllevan a una mejora de los espacios de trabajo, la ventilación e iluminación de los mismos. Se llevarán a cabo exámenes de evaluación médica a la tercera parte de la plantilla del personal. Se establecerán estándares de evaluación de indicadores medioambientales relacionados con la emisión de metano, dióxido de carbono y desechos. Asimismo, se llevará a cabo, entre otros aspectos, la campaña anual de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono.
- Llevar a cabo las negociaciones previstas en el Convenio Colectivo vigente.
- Desarrollar el programa de capacitación previsto para el personal con un total de aproximadamente 4.500 horas/hombre para todo el año 2013 sobre la base del proyecto interanual previsto, abarcando temas de formación técnica, profesional, actitudinal y complementaria a las competencias adquiridas.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

IX. Consideraciones finales

Tal lo expresado en pasados ejercicios, 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 a la Sociedad, han permitido que la gestión continuase cumpliéndose con alto grado de eficiencia, aunque en este ejercicio ya se muestre comprometido el resultado operativo, cuyo déficit se compensó con resultados financieros.

Con plena vigencia, 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.

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, 26 de febrero de 2013.

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 2012.**

Informe sobre el grado de cumplimiento del Código de Gobierno Societario (Anexo IV de la Resolución General Nº 606/2012 de la Comisión Nacional de Valores).

INTRODUCCIÓN

El presente capítulo tiene como objetivo exponer la estructura normativa interna con la que se rige Distribuidora de Gas Cuyana S.A. (la "Sociedad" o "Ecogas"), -además del compendio de códigos, leyes, decretos, resoluciones y cualquier otra disposición o norma general o particular a cuyo cumplimiento se encuentra sujeta como ente jurídico de naturaleza y condiciones específicas-, a los efectos de lograr una mejor comprensión del presente Informe.

El Cuerpo Normativo de Ecogas es un grupo integrado de normas que ha sido desarrollado, tomando como base la amplia y consolidada experiencia de los accionistas de la Sociedad, con el objetivo de racionalizar y hacer más eficaz el cuerpo de los documentos que regulan nuestra operatividad empresarial, además de responder con mayor agilidad a los cambios organizativos internos y a la evolución de los contextos normativos en los que se desempeña la Sociedad.

El citado Cuerpo Normativo está integrado por los siguientes documentos:

- **Código Ético.**
El Código Ético adoptado por Distribuidora de Gas Cuyana S.A. (Sociedad del Grupo ENI S.p.A.) expresa los principios, valores y responsabilidades, que en su conjunto orientan su comportamiento.
- **Modelo 231. Actividades de riesgo y estándares de control.**
El Modelo 231 adoptado por Distribuidora de Gas Cuyana S.A. y basado en el generado por ENI S.p.A., contiene modelos de organización, gestión y control, que orientan su funcionamiento dentro de un adecuado nivel de seguridad y previsibilidad.
- **Reglamento del Personal.**
Este documento se considera la norma rectora de toda política y procedimiento interno de la Compañía.
- **Políticas:**
Son principios fundamentales que rigen la actuación de la Compañía en el cumplimiento de sus objetivos. Son inderogables e inspiran sus actividades, considerando los riesgos y oportunidades del contexto en los que opera.
- **Lineamientos Guía para el Management (MSG):**
Son lineamientos guía para la adecuada gestión del proceso al que refieren, identifican roles, flujos informativos y principios de control. Existen MSG de Procesos y MSG de Compliance (definen reglas de referencia para asegurar la observancia de leyes y reglamentos) o de Governance (definen los lineamientos para la adecuada gestión de cada proceso). Son transversales a todos los procesos identificando el estándar de control que deben alcanzar los mismos.



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 2012.

- Normas, Procedimientos y Manuales:

Las Normas son la descripción analítica que regula la implementación de las políticas de la Organización a las que se ajustan los procedimientos.

Los Procedimientos son la descripción analítica de un proceso o parte de un proceso, actividades o rutinas, de carácter específico, ordenado y secuencial, basada en las disposiciones establecidas en la norma correspondiente. Definen roles y responsabilidades para las áreas y funciones que intervienen en su desarrollo. Adicionalmente se constituyen en un mecanismo de control para definir el buen uso de los recursos de la Compañía.

Los Manuales se constituyen en la compilación de diferentes procedimientos en los que se hace referencia a las aplicaciones informáticas utilizadas en cada caso. Específicamente, el Manual Corporativo constituye un conjunto de normas de carácter institucional.

- Instructivos:

Son la descripción detallada de los pasos a seguir para realizar una actividad específica o no, incluida en un procedimiento y ejecutada por un área o departamento de la Compañía, estableciendo claramente las tareas para ejecutar dicha actividad.

Todos los integrantes de la organización se han notificado por escrito del contenido del Modelo 231 que incluye el Código Ético y del Reglamento del Personal.

Todos los documentos arriba descriptos se encuentran incluidos en la Intranet de Ecogas siendo de aplicación obligatoria para todos los integrantes de la Empresa. Esta estructura brinda el marco normativo bajo el cual la Sociedad desarrolla sus actividades y establece las pautas básicas del Gobierno Corporativo de la misma. Tanto el Modelo 231, que incluye el Código Ético, como así también las Políticas y los Lineamientos Guía para el Management (MSG) y sus actualizaciones han sido aprobados oportunamente por el Directorio de la Sociedad.

PRINCIPIO I: TRANSPARENTAR LA RELACION ENTRE LA EMISORA, EL GRUPO ECONÓMICO QUE ENCABEZA Y/O INTEGRA Y SUS PARTES RELACIONADAS

Recomendación I.1: Garantizar la divulgación por parte del Órgano de Administración de políticas aplicables a la relación de la Emisora con el grupo económico que encabeza y/o integra y con sus partes relacionadas.

Cumplimiento: Total.

La Sociedad es parte integrante del Grupo ENI y ello se expone en la Memoria y los Estados Contables de Publicación. En Nota a estos últimos documentos se describen los saldos y las operaciones efectuadas con partes relacionadas relativas al periodo de que se trate, conforme la normativa vigente.

En cumplimiento de las normas vigentes el Comité de Auditoría evalúa que las condiciones de las operaciones por montos relevantes celebradas entre partes relacionadas puedan considerarse razonablemente adecuadas a las condiciones normales y habituales de mercado.

La normativa referida precedentemente establece como requisito para la realización de transacciones con Partes Relacionadas de monto relevante (entendiendo como tal a transacciones cuyo monto sea superior al 1% del patrimonio neto de la Sociedad según último balance aprobado) contar con: (i) pronunciamiento del Comité de Auditoría acerca de sí las condiciones de la transacción entre Partes Relacionadas pueden



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 2012.

considerarse adecuadas a las condiciones normales y habituales de mercado; o (ii) el informe de dos firmas evaluadoras independientes, las cuales deberán haberse expedido sobre las condiciones de la transacción. No obstante, según las prácticas habitualmente seguidas por la Sociedad, previa a la aprobación de una transacción entre Partes Relacionadas por monto relevante, el Directorio de la Sociedad requiere al Comité de Auditoría opinión sobre las condiciones de las mismas en cuanto a si pueden considerarse normales y habituales de mercado. El Comité de Auditoría emite su opinión en base a los informes que haya requerido de especialistas independientes, cuando lo estime necesario.

El Directorio aprobó la Línea Guía para el Management “Operaciones con intereses de Administradores, Síndicos y con terceras partes relacionadas”, y siguiendo estos lineamientos, la Sociedad emitió internamente un procedimiento relativo a Operaciones con intereses de los Administradores, Síndicos y con partes relacionadas, tiene como objetivo establecer los fundamentos y reglas a los cuales la Sociedad debe atenerse, a fin de asegurar transparencia y rigurosidad sustancial y procedimental en las operaciones con terceras partes relacionadas, minimizando los riesgos asociados.

Recomendación I.2: Asegurar la existencia de mecanismos preventivos de conflictos de interés.

Cumplimiento: Total.

Además del cumplimiento de lo establecido por la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 y concordantes, el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 677/2001, las normas de la Comisión Nacional de Valores, y lo prescripto por el Estatuto Social, el Código Ético de la Sociedad asegura que en todos los casos, los miembros de los órganos de administración y control, las gerencias y los empleados de la Sociedad deben evitar cualquier situación y actividad donde pueda surgir un conflicto con los intereses de la Compañía, o que pueda interferir con su habilidad para tomar decisiones correctas en el mejor interés de la Sociedad y plenamente de acuerdo con los principios y contenidos del Código Ético, o en general, con su habilidad para cumplir plenamente con sus funciones y responsabilidades. Cualquier situación que pueda constituir o dar origen a un conflicto de intereses deberá ser reportada de inmediato a los responsables indicados para dar curso a las acciones pertinentes. Además el Comité de Auditoría, en su informe anual, expone sobre la eventual existencia de conflictos de interés.

Asimismo, el Directorio ha adoptado como práctica societaria la de requerir el tratamiento en Asamblea de Accionistas la autorización a Directores y Síndicos en los términos del Art. 273 de la Ley de Sociedades Comerciales (LSC), para aquellos que desempeñen iguales funciones en otras sociedades de la industria del gas, siempre que no se afecte de ninguna forma la normal administración de la empresa y/o el cumplimiento de los deberes y tareas de los órganos de administración y/o fiscalización.

Recomendación I.3: Prevenir el uso indebido de información privilegiada.

Cumplimiento: Total.

La Sociedad, sin perjuicio de la normativa vigente, cuenta con disposiciones y procesos establecidos para prevenir el uso indebido de información privilegiada -aún no divulgada públicamente- por parte de cualquier persona que en razón de su cargo o actividad, o por la influencia significativa que pueda ejercer, de manera tal que pudiera afectar la colocación o el curso de la negociación que se realice con valores negociables con oferta pública autorizada u otros instrumentos.

El “Código Ético” exige el debido manejo de la información privilegiada, así como el cumplimiento de los procedimientos corporativos relativos a abuso del mercado. Los negocios basados en información interna que no es del conocimiento público y cualquier conducta que pueda promover los negocios basados en dicha información interna quedan expresamente prohibidos.

La Sociedad está comprometida y compromete a los terceros que se vinculen con ella, con la protección de la información relativa a sus colaboradores y a terceros, ya sea generada u obtenida dentro de la Sociedad



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 2012.

o en la realización de los negocios de la misma, y a evitar el uso indebido de tal información por parte de cualquier persona que se relacione con la misma.

La Sociedad tiene vigente el procedimiento de Prevención contra el abuso de mercado que tiene por objeto definir las modalidades operativas y el ámbito de aplicación de las prohibiciones, en periodos de tiempo determinados (Blocking Period), para efectuar operaciones con instrumentos financieros que cotizan en los mercados de valores en el marco de la normativa contra el abuso de mercado. Su principal finalidad es la de asegurar la integridad de los mercados financieros y acrecentar la confianza de los inversores en los mismos.

PRINCIPIO II: SENTAR LAS BASES PARA UNA SÓLIDA ADMINISTRACIÓN Y SUPERVISIÓN DE LA EMISORA

Recomendación II. 1: Garantizar que el Órgano de Administración asuma la administración y supervisión de la Emisora y su orientación estratégica.

II.1.1 El Órgano de Administración aprueba:

II.1.1.1 el plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuestos anuales.

Cumplimiento: Total.

El Directorio da tratamiento y aprueba el presupuesto anual incluyendo las premisas utilizadas para su elaboración –y a sus posteriores seguimientos y análisis final- donde se plasman los aspectos relevantes de su plan estratégico así como sus objetivos de gestión. Ambos se enuncian además en la Memoria anual y en los principales puntos de la Reseña Informativa trimestral.

II.1.1.2 la política de inversiones (en activos financieros y en bienes de capital), y de financiación.

Cumplimiento: Total.

El Directorio aprueba las políticas de inversiones y financiación, en el marco de la definición del plan estratégico de la Sociedad, que se plasma en su presupuesto anual, en la Memoria y las Reseñas Informativas.

II.1.1.3 la política de gobierno societario (cumplimiento Código de Gobierno Societario).

Cumplimiento: Total.

El “Modelo 231”, su Código Ético, las Políticas y Lineamientos Guía para el Management, todas aprobadas por el Directorio, conforman un conjunto de disposiciones que confluyen a establecer para la Sociedad las mejores prácticas de Gobierno Societario, acorde a la estructura y posibilidades de la misma.

El Directorio, el Comité de Auditoría y la Comisión Fiscalizadora actúan y velan por el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que son temas de su incumbencia.

II.1.1.4 la política de selección, evaluación y remuneración de los gerentes de primera línea.

Cumplimiento: Total.

En el marco del Cuerpo Normativo de Ecogas, la Sociedad se rige por la Política “Nuestra Gente” y el Lineamiento Guía para el Management “Recursos Humanos” (ambos aprobados por el Directorio), y por el



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 2012.**

Procedimiento de “Contratación de Personal”, en lo relativo a la selección, evaluación y remuneración de todo el personal, incluidos los gerentes de primera línea. El citado procedimiento prevé asimismo, la aprobación formal del Director Ejecutivo para los nombramientos y/o incorporaciones de Gerentes.

La difusión de las designaciones de los gerentes de primera línea se realiza conforme a las normas de los organismos de control societario, regulatorio y de mercado.

II.1.1.5 la política de asignación de responsabilidades a los gerentes de primera línea.

Cumplimiento: Parcial.

El Directorio aprueba la macro estructura organizativa y la correspondiente actualización de la misma, como así también la estructura de poderes y las facultades otorgadas a los ejecutivos de la Sociedad.

La enunciación de las funciones correspondientes a cada Gerencia se encuentra publicada en la Intranet para conocimiento de todo el personal.

II.1.1.6 la supervisión de los planes de sucesión de los gerentes de primera línea.

Cumplimiento: Incumplido.

La Dirección Ejecutiva de la Sociedad ejerce la supervisión de las evaluaciones de todo el personal de los principales niveles de la Sociedad que incluye eventuales mecanismos de reemplazo de los puestos de conducción. y el Directorio convalida las asignaciones de nivel gerencial conforme la estructura aprobada.

II.1.1.7 la política de responsabilidad social empresaria.

Cumplimiento: Total.

Con “La Sustentabilidad” como política adoptada por el Directorio, la Sociedad propuso por escrito su modelo práctico de creación de valor para las partes interesadas y de utilización de los recursos de modo tal que no comprometan las necesidades de generaciones futuras, respetando las personas, el ambiente y la sociedad en su integridad.

Definió, entre otras cuestiones, que la atención y el involucramiento de las partes interesadas constituyen un pre-requisito para la sustentabilidad y la construcción de valor recíproco; que el respeto por los derechos humanos son el fundamento para un desarrollo inclusivo (incluido el crecimiento) de las sociedades y territorios y de productividad de las empresas que operan en éstos; que el diálogo, el respeto de las comunidades locales y la evaluación de los impactos, son los presupuestos para una eficaz cooperación orientada a la creación de valor para los territorios; que la Sociedad asume un rol activo en el cuidado del medioambiente y de la biodiversidad, asumiendo que los ecosistemas constituyen un interés imprescindible para la humanidad.

II.1.1.8 las políticas de gestión integral de riesgos y de control interno, y de prevención de fraudes.

Cumplimiento: Total

El Directorio aprobó el “Modelo 231” siendo uno de sus objetivos prevenir la comisión de ciertos delitos y regular 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.



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 2012.

En el punto III.1 del presente documento se explica en forma detallada la normativa aprobada por el Directorio para la gestión integral de riesgos empresariales

Asimismo el Directorio, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto 677/2001 y la 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 opinión independiente, ha constituido, conforme el artículo 31º bis del Estatuto Social, un Comité de Auditoría para asistirlo en sus funciones de control interno.

La normativa citada 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 da tratamiento al informe anual del Comité de Auditoría.

II.1.1.9 la política de capacitación y entrenamiento continuo para miembros del Órgano de Administración y de los gerentes de primera línea.

Cumplimiento: Total

En el “Código Ético” aprobado se otorga rango de valor fundamental al desarrollo y protección de los recursos humanos, con el compromiso de desarrollar sus habilidades y destrezas, generando las condiciones apropiadas que promuevan el desarrollo de la personalidad y el profesionalismo.

Esos principios quedan expuestos en las políticas “Nuestra Gente” y “Excelencia Operativa”, en el Lineamiento Guía “Recursos Humanos”, todos aprobados por el Directorio, y en un procedimiento específico de “Contratación de Personal”. En éste último se definen los criterios, procesos y controles relativos a la capacitación, dentro de las pautas estratégicas definidas anualmente por la Dirección Ejecutiva de la Sociedad. Estas pautas se plasman en un programa anual de capacitación que se complementa con la cobertura de necesidades específicas surgidas fuera de su campo de planificación, todo lo cual está sujeto a la medición del cumplimiento de los objetivos previstos luego de ejecutadas las actividades correspondientes.

No existe una política de capacitación y entrenamiento continuo exclusiva para miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea, aunque les son aplicables las disposiciones mencionadas en los párrafos precedentes.

II.1.2 De considerar relevante, agregar otras políticas aplicadas por el Órgano de Administración que no han sido mencionadas y detallar los puntos significativos.

No existen otros aspectos relevantes a considerar que no hayan sido mencionados.

II.1.3 La Emisora cuenta con una política tendiente a garantizar la disponibilidad de información relevante para la toma de decisiones de su Órgano de Administración y una vía de consulta directa de las líneas gerenciales, de un modo que resulte simétrico para todos sus miembros (ejecutivos, externos e independientes) por igual y con una antelación suficiente, que permita el adecuado análisis de su contenido. Explicitar.

Cumplimiento: Total.



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 2012.

En la Sociedad tiene en vigencia la política "Gestión de la Información" aprobada por el Directorio, tendiente a garantizar la disponibilidad de información relevante para la toma de decisiones, estableciendo premisas sobre las características de la información a generar, los sistemas informativos involucrados (tecnología, estructura organizativa y procedimientos) y los mecanismos para la comunicación adecuada. En particular, la Sociedad cuenta con un sistema informativo basado en el uso de aplicaciones contables y otras de uso habitual, que generan y ponen a disposición de los órganos y miembros de la organización información útil, confiable y oportuna para la toma de decisiones.

En la práctica societaria el Director Ejecutivo y los Gerentes de primera línea, se reúnen recurrentemente para tratar los hechos, la información y los planes relevantes para la toma de decisiones. Las directivas se transfieren a los restantes funcionarios en reuniones también periódicas y conforme las necesidades que se planteen. Los resultados de las acciones emprendidas son medidos, comparados y evaluados con respecto a los esperados. Sus representaciones en grado de significatividad son expuestas finalmente al Órgano de Administración en los tiempos previstos para permitir, en primer lugar, el debido análisis de su contenido por parte de sus miembros con la antelación suficiente, y posteriormente, el tratamiento en reunión de Directorio.

II.1.4 Los temas sometidos a consideración del Órgano de Administración son acompañados por un análisis de los riesgos asociados a las decisiones que puedan ser adoptadas, teniendo en cuenta el nivel de riesgo empresarial definido como aceptable por la Emisora. Explicitar.

Cumplimiento: Total.

El Director Ejecutivo, Directores y Gerentes, en su caso, exponen sobre los temas sometidos a consideración de Órgano de Administración de cuyas reuniones, en su caso, participan. Para ello cuentan con los soportes necesarios (informes, cuadros, documentos, etc.) y las presentaciones e informes de los expertos en cada cuestión o disciplina, explicitándose las particularidades de lo que se trate, y los efectos y riesgos involucrados en la toma de decisiones. En particular, y según la materia o aspecto bajo atención, se tendrán también en especial consideración los informes, opiniones u observaciones de la Comisión Fiscalizadora, del Comité de Auditoría y del Organismo de Vigilancia. En Secretaría de Directorio se archiva copia de la documentación relevante tratada en cada reunión del Órgano de Administración.

Recomendación II.2: Asegurar un efectivo Control de la Gestión empresarial.

II.2.1 El Órgano de Administración verifica el cumplimiento del presupuesto anual y del plan de negocios

Cumplimiento: Total.

El Directorio analiza periódicamente, en oportunidad del tratamiento de los balances trimestrales de publicación, el cumplimiento del presupuesto anual oportunamente aprobado. El presupuesto ya ejecutado es también motivo de su consideración al momento de aprobación de la Memoria y Estados Contables de cierre de ejercicio.

Mensualmente la Gerencia de Administración y Control emite reportes económico-financieros para informar a todos los miembros del Directorio y trimestralmente este Órgano analiza el avance del presupuesto efectuándose las comparaciones pertinentes con los Estados Contables Trimestrales que emite la Sociedad.

II.2.2 El Órgano de Administración verifica el desempeño de los gerentes de primera línea y su cumplimiento de los objetivos a ellos fijados (el nivel de utilidades previstas versus el de utilidades logradas, calificación financiera, calidad del reporte contable, cuota de mercado, etc.). Hacer una



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 2012.

descripción de los aspectos relevantes de la política de Control de Gestión de la Emisora detallando técnicas empleadas y frecuencia del monitoreo efectuado por el Órgano de Administración

Cumplimiento: Parcial.

En ocasión de la aprobación del presupuesto anual por parte del Directorio se fijan las premisas que resultan base del cumplimiento de objetivos por parte de los gerentes de primera línea.

Cabe indicar que el Director Ejecutivo y Gerentes reunidos mensualmente realizan el seguimiento de la evolución del negocio. La revisión de resultados tanto económico-financieros como de cumplimiento de las actividades previstas, con medición de los grados de avance y calidad de logros, se realiza trimestralmente.

Si bien la Sociedad no cuenta con una Política estructurada de Control de Gestión, tal como queda demostrado en el presente documento, la misma tiene establecidas prácticas recurrentes de generación, emisión, análisis, evaluación y monitoreo de la información económico-financiera, que cumplen con dicho objetivo.

Recomendación II.3: Dar a conocer el proceso de evaluación del desempeño del Órgano de Administración y su impacto.

II.3.1 Cada miembro del Órgano de Administración cumple con el Estatuto Social y, en su caso, con el Reglamento del funcionamiento del Órgano de Administración. Detallar las principales directrices del Reglamento. Indicar el grado de cumplimiento del Estatuto Social y Reglamento.

Cumplimiento: Total.

Cada miembro del Directorio cumple con lo prescrito por el Estatuto Social. La Sociedad no cuenta con un reglamento para el funcionamiento del Directorio. Durante la vida de la Sociedad no se han producido objeciones a la actuación de los Directores, tal como puede verificarse de las Actas de Asamblea respectivas.

II.3.2 El Órgano de Administración expone los resultados de su gestión teniendo en cuenta los objetivos fijados al inicio del período, de modo tal que los accionistas puedan evaluar el grado de cumplimiento de tales objetivos, que contienen tanto aspectos financieros como no financieros. Adicionalmente, el Órgano de Administración presenta un diagnóstico acerca del grado de cumplimiento de las políticas mencionadas en la Recomendación II, ítems II.1.1. y II.1.2. Detallar los aspectos principales de la evaluación de la Asamblea General de Accionistas sobre el grado de cumplimiento por parte del Órgano de Administración de los objetivos fijados y de las políticas mencionadas en la Recomendación II, puntos II.1.1. y II.1.2, indicando la fecha de la Asamblea donde se presentó dicha evaluación.

Cumplimiento: Total.

Tal como lo establece la Ley de Sociedades Comerciales y normas complementarias, el Directorio prepara y emite, conjuntamente con los Estados Contables Anuales de Publicación, 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 o previamente a él, cuando se elabora y aprueba el presupuesto anual, todo en el marco de los términos señalados en los puntos relativos a la Recomendación II.2 del presente Informe.

La Asamblea Anual de Accionistas considera la documentación presentada por el Directorio relativa al ejercicio económico de que se trate, los Informes de la Comisión Fiscalizadora y de la Firma Auditora de los



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 2012.

Estados Contables de Publicación, y lo examinado por el Comité de Auditoría. La Memoria expone entre otros aspectos, las condiciones económicas generales; los riesgos del negocio; la estrategia definida; las comparaciones de resultados, de posiciones financieras, de indicadores económicos-financieros, de saldos y las operaciones con partes relacionadas; las perspectivas; la política de dividendos y la propuesta de asignación de resultados elaborada por el Directorio. Las notas a los estados contables exponen los aspectos centrales y necesarios para considerar en la evaluación general de la situación económico-financiera de la Sociedad junto con los estados básicos y anexos presentados. De la consideración de estos documentos y las exposiciones que se dieran lugar en el acto asambleario se infieren y materializan los elementos necesarios para completar una evaluación de la gestión del Directorio. La misma es finalmente sometida a consideración de la Asamblea así como previamente lo es toda la documentación presentada.

En el Acta de Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria realizada el 26/04/12 se consideró y aprobó entre otros aspectos la aprobación de la información mencionada así como la gestión del Directorio.

Recomendación II.4: Que el número de miembros externos e independientes constituyan una proporción significativa en el Órgano de Administración.

II.4.1 La proporción de miembros ejecutivos, externos e independientes (éstos últimos definidos según la normativa de esta Comisión) del Órgano de Administración guarda relación con la estructura de capital de la Emisora. Explicitar:

Cumplimiento: Total.

Teniendo en cuenta que de los nueve miembros Titulares que componen el Directorio de la Sociedad, las minorías están representadas por tres Directores Titulares (dos por los Accionistas tenedores de acciones que cotizan en el mercado de capitales -30% del capital- y uno por el Programa de Propiedad Participada – accionistas empleados con el 10% del capital-) y que la mayoría cuenta con cuatro Directores Titulares - 60% del capital-, los dos Directores Titulares Independientes presentan una proporción razonable que guarda relación con la estructura de capital de la Sociedad. Cabe indicar que la designación de Directores es una atribución específica de la Asamblea de Accionistas y que la Sociedad cumple con la normativa vigente en cuanto al número de Directores Independientes.

II.4.2 Durante el año en curso, los accionistas acordaron a través de una Asamblea General una política dirigida a mantener una proporción de al menos 20% de miembros independientes sobre el número total de miembros del Órgano de Administración. Hacer una descripción de los aspectos relevantes de tal política y de cualquier acuerdo de accionistas que permita comprender el modo en que miembros del Órgano de Administración son designados y por cuánto tiempo. Indicar si la independencia de los miembros del Órgano de Administración fue cuestionada durante el transcurso del año y si se han producido abstenciones por conflictos de interés.

Cumplimiento: Parcial.

Durante el ejercicio los Accionistas no acordaron a través de la Asamblea General una política dirigida a mantener una proporción de al menos 20% de miembros independientes sobre el número total de miembros del Directorio. Tal como se ha explicado en el punto precedente, los Directores Titulares externos e independientes son dos sobre un total de nueve que actualmente integran el Directorio, por lo que ellos constituyen una proporción razonable en el Órgano de Administración que supera el porcentaje mencionado.

La independencia de los miembros del Órgano de Administración no fue cuestionada durante el año y no se han producido abstenciones por conflictos de interés por parte de los miembros independientes. Sólo existió



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 2012.

una abstención por conflicto de intereses en el caso de un Director con funciones similares en otra sociedad de la industria del gas.

Recomendación II.5: Comprometer a que existan normas y procedimientos inherentes a la selección y propuesta de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea.

Cumplimiento: Parcial.

En cuanto a las normas y procedimientos inherentes a la selección de los Gerentes de primera línea, aplica lo explicado en el punto II.1.1.4 del presente documento.

La Sociedad no cuenta con normas y procedimientos inherentes a la selección y propuesta de los miembros del Directorio, aspecto este que es de exclusiva incumbencia de los Accionistas de la Sociedad que así lo manifiesten en las Asambleas pertinentes.

II.5.1 La Emisora cuenta con un Comité de Nombramientos:

Cumplimiento: Incumplido.

Considerando lo expuesto en el punto II.5 precedente, la Sociedad entiende que sus políticas, lineamientos y procedimientos en materia de selección y propuesta de gerentes de primera línea son acordes a su estructura y posibilidades, siendo asimismo consistentes con el marco legal y reglamentario vigente, no previendo por lo tanto, la existencia de un Comité específico de Nombramientos.

Los restantes ítems que integran los puntos II.5.1, II.5.2 y II.5.3 no resultan aplicables en función de lo expuesto en el presente punto, omitiéndose por ello su transcripción

Recomendación II.6: Evaluar la conveniencia de que miembros del Órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia desempeñen funciones en diversas Emisoras. La emisora establece un límite a los miembros del órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia para que desempeñen funciones en otras entidades que no sean del grupo económico, que encabeza y/o integra la Emisora. Especificar dicho límite y detallar si en el transcurso del año verificó alguna violación a tal límite.

Cumplimiento: Incumplido.

La Sociedad no ha definido un límite a los Directores y/o Síndicos para que 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 y Síndicos aceptan y conservan el cargo cuando consideran poder dedicar al desarrollo diligente de sus tareas el tiempo necesario, aún teniendo en cuenta el número de cargos de director o síndico que ellos ocupan en otras sociedades.

Recomendación II.7: Asegurar la Capacitación y Desarrollo de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora.

Cumplimiento: Total.

En el punto II.1.1.9 se ha citado la política de capacitación y entrenamiento para miembros del Órgano de Administración y de los gerentes de primera línea.

II.7.1 La Emisora cuenta con Programas de Capacitación continua vinculado a las necesidades existentes de la Emisora para los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera



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 2012.

línea, que incluyen temas acerca de su rol y responsabilidades, la gestión integral de riesgos empresariales, conocimientos específicos del negocio y sus regulaciones, la dinámica de la gobernanza de empresas y temas de responsabilidad social empresaria. En el caso de los miembros del Comité de Auditoría, normas contables internacionales, de auditoría y de control interno y de regulaciones específicas del mercado de capitales. Describir los programas que se llevaron a cabo en el transcurso del año y su grado de cumplimiento.

Cumplimiento: Parcial.

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.

Los integrantes del Comité de Auditoría actualizan sus conocimientos en todas las materias de su competencia en las que resulte necesario para el adecuado desempeño de sus funciones tal como surge de su Informe anual.

En materia de capacitación durante el año 2012, el programa estuvo decididamente limitado por la situación económica por la que atraviesa la Sociedad, no obstante se continuó con su desarrollo, y particularmente, se llevaron a cabo las actividades de capacitación sobre evaluación del riesgo, concretándose con los gerentes de la Sociedad la evaluación de los riesgos propios de los puestos de trabajo. Asimismo, se desarrollaron actividades de capacitación en materia de Salud, Seguridad y Ambiente distribuyendo los recursos para atender las actividades de entrenamiento mínimas necesarias para un seguro desempeño de las actividades.

II.7.2 La Emisora incentiva, por otros medios no mencionadas en II.7.1, a los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea mantener una capacitación permanente que complemente su nivel de formación de manera que agregue valor a la Emisora. Indicar de qué modo lo hace.

Cumplimiento: Incumplido.

La Sociedad considera que los medios de capacitación citados en el punto II.7.1 son suficientes para mantener la capacitación permanente de los gerentes de la misma.

PRINCIPIO III: AVALAR UNA EFECTIVA POLÍTICA DE IDENTIFICACIÓN, MEDICIÓN, ADMINISTRACIÓN Y DIVULGACIÓN DEL RIESGO EMPRESARIAL

Recomendación III: El Órgano de Administración debe contar con una política de gestión integral del riesgo empresarial y monitorea su adecuada implementación.

III.1 La Emisora cuenta con políticas de gestión integral de riesgos empresariales (de cumplimiento de los objetivos estratégicos, operativos, financieros, de reporte contable, de leyes y regulaciones, otros). Hacer una descripción de los aspectos más relevantes de las mismas.

Cumplimiento: Total.

El "Modelo 231", los Lineamientos Guía para el Management "Sistema de Control Interno sobre la Información Societaria" y "Definición de la estructura y competencias del Organismo de Vigilancia" y las Políticas de "Gobierno Corporativo" y "El cumplimiento global" (Compliance), aprobados por el Directorio, sirven de marco para la gestión integral de riesgos empresariales.



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 2012.

La Sociedad ha emitido asimismo, diferentes procedimientos en la materia que integran junto a la normativa señalada en el punto precedente, el Sistema de Control Interno de la Sociedad.

El "Modelo 231", establece la metodología de análisis de los riesgos, previéndose la individualización de las actividades empresariales relevantes de riesgo y para cada una de ellas, las modalidades operativas, gestionales y los elementos de control existentes. Cada procedimiento empresarial específico, tiene su referente a los efectos del cumplimiento de la metodología. El modelo establece como componentes del Sistema de Control Interno: a) el ambiente de control, b) la evaluación de los riesgos (Risk Assessment), c) la información y comunicación, d) la actividad de control y e) el monitoreo, tomando en cuenta en su definición el COSO Report, Internal Control. La actividad de análisis se focaliza sobre los aspectos de diseño del ambiente de control, con el relevamiento de los casos de las actividades sensibles y la verificación de los estándares previstos para cada caso.

El Lineamiento Guía para el Management "Sistema de Control Interno sobre la Información Societaria", define las normas y metodologías para la proyección, institución y mantenimiento en el tiempo del sistema de control interno sobre la información societaria, y también para la evaluación de su eficacia. El proceso de evaluación e identificación del riesgo se efectúa a nivel de diseño y operatividad de los procesos. Los riesgos se clasifican de acuerdo a su impacto y probabilidad de verificación, aplicándose la técnica de control más apropiada de acuerdo a la citada clasificación.

La aplicación de este procedimiento recae en el nivel gerencial, utilizando para ello un sistema informático específico denominado CELC (Company/Entity Level Control).

La supervisión y auditoría de las conclusiones del trabajo desarrollado por los responsables es realizada por el Organismo de Vigilancia (OdV) cuya estructura y funcionamiento se explica en forma detallada en el punto IV. 2 del presente documento.

III.2 Existe un Comité de Gestión de Riesgos en el seno del Órgano de Administración o de la Gerencia General. Informar sobre la existencia de manuales de procedimientos y detallar los principales factores de riesgos que son específicos para la Emisora o su actividad y las acciones de mitigación implementadas. De no contar con dicho Comité, corresponderá describir el papel de supervisión desempeñado por el Comité de Auditoría en referencia a la gestión de riesgos. Asimismo, especificar el grado de interacción entre el Órgano de Administración o de sus Comités con la Gerencia General de la Emisora en materia de gestión integral de riesgos empresariales.

Cumplimiento: Parcial.

La Sociedad no tiene constituido un Comité de Gestión de Riesgos, no obstante la Dirección Ejecutiva y los gerentes se reúnen semanalmente para evaluar la evolución de la gestión y el análisis de los riesgos asociados dirigidos a cubrir los aspectos relevantes del negocio.

Dentro del marco del "Modelo 231", la Sociedad elabora los documentos de evaluación de riesgos (Risk Assessment), con el soporte de información de todos los gerentes de la empresa bajo la supervisión del OdV. Dichos documentos contienen una lista de Actividades de Riesgo para la Sociedad y los estándares de control específicos que resultan aplicables sobre cada actividad. Cabe destacar que la última actualización de la Lista de Actividades de Riesgo para la Sociedad fue aprobada en reunión de Directorio de fecha 07/11/2012.

El Comité de Auditoría, tal como lo señala en su informe anual, referido al ejercicio finalizado el 31/12/2012, evaluó trimestralmente en el ámbito del Directorio y en las reuniones con las distintas gerencias de la organización, las actividades de la Sociedad, los factores de riesgo operativo y los controles asociados a cada riesgo.



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 2012.

De las tareas desarrolladas por el Comité de Auditoría surge tal como lo señala en el citado informe, que los aspectos relevantes en materia de riesgo de los que han tomado conocimiento, han sido informados a los mercados y la CNV, ya sea por su inclusión en la Memoria, Reseña Informativa e información adicional requerida por el Art. 68 de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, los Estados Contables trimestrales y anual, como en las comunicaciones realizadas a los mercados de acuerdo a la normativa vigente.

III.3 Hay una función independiente dentro de la Gerencia General de la Emisora que implementa las políticas de gestión integral de riesgos (función de Oficial de Gestión de Riesgo o equivalente). Especificar.

Cumplimiento: Parcial.

La Sociedad efectúa un monitoreo constante del sistema de control interno que se encuentra a cargo de la Gerencia Administrativa Financiera. Asimismo el área de organización, que se encuentra a cargo de la Gerencia de Administración y Control, implementa procedimientos en coherencia con el modelo de control interno de la Sociedad.

La responsabilidad por la implementación y cumplimiento de la normativa corresponde a cada Gerencia de la Sociedad, quedando comprendida dentro de este esquema de funciones y responsabilidades, la implementación de las políticas de gestión integral de riesgos.

La Sociedad confeccionará un procedimiento para formalizar la gestión integral de riesgo desarrollada.

La Sociedad no cuenta con una función específica de Oficial de Gestión de Riesgos.

III.4 Las políticas de gestión integral de riesgos son actualizadas permanentemente conforme a las recomendaciones y metodologías reconocidas en la materia. Indicar cuáles (Enterprise Risk Management, de acuerdo al marco conceptual de COSO – Committee of sponsoring organizations of the Treadway Commission –, ISO 31000, norma IRAM 17551, sección 404 de la Sarbanes-Oxley Act, otras).

Cumplimiento: Total.

El ya citado "Modelo 231", ha tenido sucesivas actualizaciones, habiendo sido la última de ellas tratada y aprobada por el Directorio con fecha 07/11/2012.

El Lineamiento Guía para el Management "Sistema de Control Interno sobre la Información Societaria" define, como se ha explicado en los puntos precedentes, la metodología y normas para la proyección, institución y mantenimiento en el tiempo del sistema de control interno sobre la información financiera. Dichas normas son articuladas sobre la base del Control Interno – Integrated Framework ("COSO Report") elaborado por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.

Por último cabe destacar que el Cuerpo Normativo de Ecogas se encuadra dentro de un Proceso de Mejora Continua, de acuerdo a lo contemplado en el Procedimiento de "Gestión del Sistema Normativo de Ecogas". De acuerdo al mismo, ante la identificación de una oportunidad de mejora, la Gerencia responsable efectúa el análisis de detalle de la solución y la propuesta del plan de implementación y una vez aprobada la mejora por los niveles requeridos, se procede a su implementación.

III.5 El Órgano de Administración comunica sobre los resultados de la supervisión de la gestión de riesgos realizada conjuntamente con la Gerencia General en los estados financieros y en la Memoria anual. Especificar los principales puntos de las exposiciones realizadas.

Cumplimiento: Total.



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 2012.

La Sociedad expone los riesgos en la Memoria Anual, en las Reseñas Informativas trimestrales y en las Notas a los Estados Contables anuales y trimestrales, cumpliendo lo requerido por las normas contables profesionales vigentes.

Las exposiciones realizadas sobre los riesgos respecto del ejercicio finalizado el 31-12-2012 se exponen en la Memoria Anual y Notas a los Estados Contables que acompañan el presente Informe.

PRINCIPIO IV: SALVAGUARDAR LA INTEGRIDAD DE LA INFORMACION FINANCIERA CON AUDITORÍAS INDEPENDIENTES

Recomendación IV: Garantizar la independencia y transparencia de las funciones que le son encomendadas al Comité de Auditoría y al Auditor Externo.

IV.1 El Órgano de Administración al elegir a los integrantes del Comité de Auditoría teniendo en cuenta que la mayoría debe revestir el carácter de independiente, evalúa la conveniencia de que sea presidido por un miembro independiente.

Cumplimiento: Total.

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.

El Comité de Auditoría considera que la vinculación de su presidente con la gestión facilita las actividades del mismo y que como el presidente no tiene un voto calificado, no condiciona las evaluaciones independientes del citado Comité.

IV.2 Existe una función de auditoría interna que reporta al Comité de Auditoría o al Presidente del Órgano de Administración y que es responsable de la evaluación del sistema de control interno. Indicar si el Comité de Auditoría o el Órgano de Administración hace una evaluación anual sobre el desempeño del área de auditoría interna y el grado de independencia de su labor profesional, entendiéndose por tal que los profesionales a cargo de tal función son independientes de las restantes áreas operativas y además cumplen con requisitos de independencia respecto a los accionistas de control o entidades relacionadas que ejerzan influencia significativa en la Emisora. Especificar, asimismo, si la función de auditoría interna realiza su trabajo de acuerdo a las normas internacionales para el ejercicio profesional de la auditoría interna emitidas por el Institute of Internal Auditors (IIA).

Cumplimiento: Incumplido.

Si bien la Sociedad no cuenta específicamente con un Área de Auditoría Interna, las funciones de auditoría interna se cumplen como se indica a continuación:

El área de Organización del Sistema Normativo y Control, perteneciente a la Gerencia de Administración y Control realiza controles de cumplimientos de procesos y procedimientos.

Dentro del marco del "Modelo 231" aprobado por el Directorio, la Sociedad a partir de junio de 2009 ha adoptado el modelo "COSO Report" para evaluar la eficacia del sistema de control interno de la empresa. A través de la metodología CELC (Company/Entity Level Control) los Responsables Funcionales (Management) definidos por área de actividad, efectúan evaluaciones del sistema de control interno, de acuerdo a lo explicado en el punto III.1. del presente documento. Las evaluaciones se plasman en informes



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 2012.

semestrales y son supervisadas por el Organismo de Vigilancia (OdV), quien reporta el Informe final a Presidencia

El Directorio ha aprobado el Lineamiento Guía "Definición de la estructura y competencias del Organismo de Vigilancia" y las sucesivas modificaciones sobre el mismo. Asimismo, el Directorio asignó al OdV la responsabilidad de ser Garante del Código Ético.

Las principales actividades del OdV se orientan a verificar, mediante técnicas de auditoría, el cumplimiento de lo establecido en el "Modelo 231" específicamente en lo relacionado al cumplimiento de los estándares de control sobre las actividades de riesgo y de los procedimientos internos relacionados con las citadas actividades.

El OdV posee una composición colegiada de tres miembros designados por el Directorio: uno externo (funcionario de ENI S.p.A.) y dos internos (Gerente de Asuntos Legales, Regulatorios e Institucionales y Gerente de Recursos Humanos, Seguridad y Tecnología de la Información de la Sociedad). Uno de ellos asume funciones como Presidente del OdV, habiéndose designado por Directorio al miembro externo.

La autonomía y la independencia del OdV están garantizadas por su posicionamiento en la estructura organizativa empresarial y el profesionalismo de sus integrantes.

El OdV remite al Presidente de la Sociedad un informe semestral relativo a las actividades desarrolladas y el resultado de las mismas. Los señores Directores y Síndicos toman conocimiento de dicho informe en la reunión de Directorio pertinente.

IV.3 Los integrantes del Comité de Auditoría hacen una evaluación anual de la idoneidad, independencia y desempeño de los Auditores Externos, designados por la Asamblea de Accionistas. Describir los aspectos relevantes de los procedimientos empleados para realizar la evaluación.

Cumplimiento: Total.

El Comité de Auditoría realiza anualmente una evaluación de la idoneidad, independencia y desempeño de los Auditores Externos designados por la Asamblea de Accionistas, incluyendo las tareas desarrolladas y las conclusiones alcanzadas en su Informe Anual de Comité de Auditoría.

Los Procedimientos relevantes aplicados en la evaluación son: a) consideración de la información relativa a la propuesta de servicios, estructura asignada al desarrollo de la auditoría, metodología, trabajo, enfoque y planes de auditoría; b) políticas de independencia aplicadas para la estructura del Estudio de Auditoría, dentro del marco de las normas profesionales vigentes y presentación de Declaraciones Juradas de Independencia de los auditores ante la CNV; c) evaluación de los planes de trabajo de los auditores, en el marco de las normas profesionales vigentes; d) desempeño y cumplimiento de los planes de trabajo a través de la revisión de los papeles de trabajo de las auditorías trimestrales y anual y seguimiento de las conclusiones derivadas de las distintas etapas del trabajo; e) análisis de los honorarios facturados por el auditor en los servicios brindados e importancia relativa de los mismos; f) solicitud a los Auditores de la confirmación de la existencia o no de divergencias con la información contenida en los Estados Contables de la Sociedad; g) evaluación de la continuidad en la presentación de los servicios profesionales del auditor para el siguiente ejercicio económico, en el marco del punto III.9.4 de la Resolución General N°. 400/2002 de la CNV; y h) verificación de la inscripción del/ de los socio/s firmante/s y de la firma Auditora en los registros creados por la Resolución General N°. 504/2007 de la CNV "Registro de Auditores Externos y Registro de Asociaciones de Profesionales Universitarios".

IV.4 La Emisora cuenta con una política referida a la rotación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora y/o del Auditor Externo; y a propósito del último, si la rotación incluye a la firma de



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 2012.

auditoría externa o únicamente a los sujetos físicos.

Cumplimiento: Incumplimiento.

La Sociedad no cuenta con una Política específica, referida a la rotación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora y/o el Auditor Externo. Anualmente es potestad de la Asamblea designar a los miembros de la Comisión Fiscalizadora.

La Asamblea de Accionistas decide la contratación de la Firma de Auditoría Externa y el o los ejercicios económicos que abarca su desempeño.

PRINCIPIO V: RESPETAR LOS DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS

Recomendación V.1: Asegurar que los accionistas tengan acceso a la información de la Emisora.

Cumplimiento: Total.

De acuerdo a lo establecido en el Código Ético, la Sociedad considera necesario que los accionistas puedan participar de las decisiones que están dentro de los límites de su competencia y hacer elecciones informadas.

Por lo tanto, se compromete a garantizar la máxima transparencia y oportunidad en la información comunicada a los accionistas y al mercado, y a darle la debida consideración a los legítimos comentarios de los Accionistas en las Asambleas.

V.1.1 El Órgano de Administración promueve reuniones informativas periódicas con los accionistas coincidiendo con la presentación de los estados financieros intermedios. Explicitar indicando la cantidad y frecuencia de las reuniones realizadas en el transcurso del año.

Cumplimiento: Parcial.

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 Ley de Sociedades Comerciales (LSC), el Decreto N°. 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.

A través de lo expresado en el punto siguiente mantiene un contacto disponible para que los accionistas puedan aclarar las dudas que les pueda generar la información puesta a disposición.

Bajo esas pautas, el Directorio no considera necesario efectuar reuniones informativas periódicas con los accionistas coincidentes con los estados financieros intermedios

V.1.2 La Emisora cuenta con mecanismos de información a inversores y con un área especializada para la atención de sus consultas. Adicionalmente cuenta con un sitio web que puedan acceder los accionistas y otros inversores, y que permita un canal de acceso para que puedan establecer contacto entre sí. Detallar.

Cumplimiento: Total.



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 2012.

En el marco de lo establecido en el inciso a) del artículo 5º del Decreto N° 677/2001, el Directorio ha designado desde el 10/12/2001 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.

Recomendación V.2: Promover la participación activa de todos los accionistas.

V.2.1 El Órgano de Administración adopta medidas para promover la participación de todos los accionistas en las Asambleas Generales de Accionistas. Explicitar, diferenciando las medidas exigidas por ley de las ofrecidas voluntariamente por la Emisora a sus accionistas.

Cumplimiento: Parcial.

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.

La Sociedad, una vez aprobados por el Directorio, presenta en la Autopista de Información Financiera de la CNV y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, así como también en la Caja de Valores, la Memoria, Estados Contables e Información Complementaria a ser tratados en la Asamblea convocada, información que también queda disponible en la página web de la Sociedad, para el conocimiento del público inversor.

El Directorio considera que las normas legales, estatutarias y de los organismos de control vigentes, a las cuales la Sociedad ajusta su comportamiento son suficientes y por ello no ha considerando necesaria la promoción de mecanismos adicionales.

V.2.2 La Asamblea General de Accionistas cuenta con un Reglamento para su funcionamiento que asegura que la información esté disponible para los accionistas, con suficiente antelación para la toma de decisiones. Describir los principales lineamientos del mismo.

Cumplimiento: Incumplido.

La Asamblea de Accionistas no cuenta con un Reglamento para su funcionamiento, El Directorio de la Sociedad no considera necesario proponérselo a los Accionistas, dado que cumple con todos los requisitos legales establecidos para la celebración de las Asambleas de Accionistas, conforme la normativa en vigencia. Es el Directorio de la Sociedad quien asegura que la información esté disponible para los accionistas, en los términos y tiempos que establece la normativa vigente, de manera tal que permita la adecuada toma de decisiones. Desde el inicio de actividades la Sociedad no ha recibido quejas de los Accionistas ni de los Organismos de Control vinculadas al funcionamiento de sus asambleas.

V.2.3 Resultan aplicables los mecanismos implementados por la Emisora a fin que los accionistas minoritarios propongan asuntos para debatir en la Asamblea General de Accionistas de conformidad con lo previsto en la normativa vigente. Explicitar los resultados.

Cumplimiento: Total.



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 2012.

A partir de mecanismos explicados en el punto V.2.1 precedente la Sociedad facilita a los accionistas minoritarios la participación y propuesta de los asuntos a debatir en la Asamblea, dentro de los términos de la normativa vigente.

V.2.4 La Emisora cuenta con políticas de estímulo a la participación de accionistas de mayor relevancia, tales como los inversores institucionales. Especificar.

Cumplimiento: Incumplido.

La Sociedad presenta en la Memoria, Estados Contables e Información complementaria, en los Balances trimestrales y a través de la publicación de documentación e información prevista por la normativa vigente, la información necesaria, clara y oportuna que los Inversores requieren para decidir y/o proponer su participación en la Sociedad.

La Sociedad no evalúa necesario contar con políticas destinadas a estimular la participación de accionistas de mayor relevancia, ya que cumple con la normativa legal vigente en la materia y considera que la misma es suficiente para todos los accionistas y considera, además, que debe dar similar tratamiento a todos los accionistas.

V.2.5 En las Asambleas de Accionistas donde se proponen designaciones de miembros del Órgano de Administración se dan a conocer, con carácter previo a la votación: (i) la postura de cada uno de los candidatos respecto de la adopción o no de un Código de Gobierno Societario; y (ii) los fundamentos de dicha postura.

Cumplimiento: Incumplido.

La Sociedad no da a conocer actualmente, con carácter previo a la votación la postura de cada candidato a miembro del Órgano de Administración respecto de la adopción o no del Código de Gobierno Societario.

Recomendación V.3: Garantizar el principio de igualdad entre acción y voto. La Emisora cuenta con una política que promueva el principio de igualdad entre acción y voto. Indicar cómo ha ido cambiando la composición de acciones en circulación por clase en los últimos tres años.

Cumplimiento: Total.

El capital de la Sociedad se compone solamente de acciones ordinarias y escriturales de valor nominal \$1 (uno) con derecho a un voto por acción, de manera que desde su constitución ha garantizado el principio de igualdad entre acción y voto.

Recomendación V.4: Establecer mecanismos de protección de todos los accionistas frente a las tomas de control. La Emisora adhiere al régimen de oferta pública de adquisición obligatoria. Caso contrario, explicitar si existen otros mecanismos alternativos, previstos estatutariamente, como el tag along u otros.

Cumplimiento: Incumplido.

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.

La Sociedad no cuenta con otros mecanismos alternativos.

Recomendación V.5: Incrementar el porcentaje acciones en circulación sobre el capital. La Emisora cuenta con una dispersión accionaria de al menos 20 por ciento para sus acciones ordinarias. Caso contrario, la Emisora cuenta con una política para aumentar su dispersión accionaria en el mercado.



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 2012.

Indicar cuál es el porcentaje de la dispersión accionaria como porcentaje del capital social de la Emisora y cómo ha variado en el transcurso de los últimos tres años.

Cumplimiento: Total.

La dispersión accionaria como porcentaje del capital de la Sociedad es del 30%, que corresponde a los tenedores de las acciones ofrecidas a la venta mediante oferta pública.

Recomendación V.6: Asegurar que haya una política de dividendos transparente.

V.6.1 La Emisora cuenta con una política de distribución de dividendos prevista en el Estatuto Social y aprobada por la Asamblea de Accionistas en las que se establece las condiciones para distribuir dividendos en efectivo o acciones. De existir la misma, indicar criterios, frecuencia y condiciones que deben cumplirse para el pago de dividendos.

Cumplimiento: Parcial.

El Estatuto de la Sociedad define en sus Artículos 36 a 40, conforme a las normas legales vigentes y las características particulares de la Sociedad, los aspectos relativos a la distribución de ganancias líquidas y realizadas que incluyen el pago de dividendos.

En la Memoria a los Estados Contables anuales de la Sociedad, 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, en su propuesta de asignación de resultados el Directorio 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.

Considerando lo establecido en el estatuto y la práctica societaria respecto de la distribución de dividendos, la Sociedad no ha considerado necesario incluir una política específica de distribución de dividendos en su Estatuto Social.

V.6.2 La Emisora cuenta con procesos documentados para la elaboración de la propuesta de destino de resultados acumulados de la Emisora que deriven en constitución de reservas legales, estatutarias, voluntarias, pase a nuevo ejercicio y/o pago de dividendos. Explicitar dichos procesos y detallar en que Acta de Asamblea General de Accionistas fue aprobada la distribución (en efectivo o acciones) o no de dividendos, de no estar previsto en el Estatuto Social.

Cumplimiento: Parcial.

El Directorio realiza la propuesta de destino de resultados, tal como se mencionó, con la propuesta de distribución de dividendos, basándose en las Normas Legales y regulatorias vigentes, en su Estatuto Social y considerando la situación económico-financiera de la Sociedad. Tal como también se indicó ello se expone detalladamente en la Memoria Anual.

Los Accionistas de la Sociedad consideraron el destino a dar al resultado del ejercicio finalizado el 31/12/2011, la distribución de dividendos y constitución de reservas legal, facultativas para futura distribución de dividendos, y para cubrir necesidades económico-financieras, en Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de fecha 26/04/2012. En el Acta correspondiente a dicha reunión queda formalizado lo explicado respecto de la metodología utilizada.



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 2012.

PRINCIPIO VI: MANTENER UN VÍNCULO DIRECTO Y RESPONSABLE CON LA COMUNIDAD

Recomendación VI: Suministrar a la comunidad la revelación de las cuestiones relativas a la Emisora y un canal de comunicación directo con la empresa.

VI.1 La Emisora cuenta con un sitio web de acceso público, actualizado, que no solo suministre información relevante de la empresa (Estatuto Social, grupo económico, composición del Órgano de Administración, estados financieros, Memoria anual, entre otros) sino que también recoja inquietudes de usuarios en general.

Cumplimiento: Total.

La Sociedad dispone de su propio sitio Web, de libre y fácil acceso, para sus clientes y la comunidad en general.

En ella se suministra información relevante tal como: Memoria y Estados Contables anuales, Estados Contables trimestrales, Código Ético, "Modelo 231", Reglamento de Servicio, Gestión Ambiental, entre otra información comercial, técnica y normativa de interés para la empresa.

Adicionalmente, el sitio Web cuenta con un link de acceso a la información que en función de lo requerido por la normativa vigente, ha sido publicada por la Sociedad en la página web de la Comisión Nacional de Valores.

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.

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.

VI.2 La Emisora emite un Balance de Responsabilidad Social y Ambiental con frecuencia anual, con una verificación de un Auditor Externo independiente. De existir, indicar el alcance o cobertura jurídica o geográfica del mismo y dónde está disponible. Especificar que normas o iniciativas han adoptado para llevar a cabo su política de responsabilidad social empresaria (Global Reporting Initiative y/o el Pacto Global de Naciones Unidas, ISO 26.000, SA8000, Objetivos de Desarrollo del Milenio, SGE 21-Foretica, AA 1000, Principios de Ecuador, entre otras)

Cumplimiento: Incumplido.

La Sociedad no emite actualmente un Balance de Responsabilidad Social y Ambiental.

Dentro de su planificación de actividades a mediano plazo, la Sociedad tiene prevista la emisión de un Balance de Responsabilidad Social y Ambiental, con frecuencia anual y verificación de un Auditor Externo Independiente.

PRINCIPIO VII: REMUNERAR DE FORMA JUSTA Y RESPONSABLE

Recomendación VII: Establecer claras políticas de remuneración de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea, con especial atención a la consagración de limitaciones convencionales o estatutarias en función de la existencia o inexistencia de ganancias.



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 2012.

Cumplimiento: Parcial.

En el Lineamiento Guía para el Management de “Recursos Humanos” y en la Política “Nuestra Gente” aprobados por el Directorio, se establecen los elementos fundamentales de los sistemas de remuneración aplicables al personal, incluyendo los Gerentes de primera línea. El responsable de llevar a cabo éstas políticas en éste tema es el Responsable de Recursos Humanos quien reporta directamente al Director Ejecutivo.

La política de remuneraciones de los Directores de la Sociedad es establecida por los Accionistas dentro del marco normativo vigente y en tales términos ejecutada por el Directorio.

El Comité de Auditoría en su informe anual, opina sobre la razonabilidad de la remuneración a los Directores y Ejecutivos, siendo dicho informe considerado por el Directorio en oportunidad del tratamiento de los Estados Contables Anuales.

VII.1 La Emisora cuenta con un Comité de Remuneraciones:

Cumplimiento: Incumplido.

Considerando lo explicado en el punto VII precedente, la estructura y las posibilidades de la Sociedad, la misma no ha considerado necesario constituir un Comité de Remuneraciones.

Los restantes ítems que integran los puntos VII.1, VII.2 y VII.3 no resultan aplicables en función de lo expuesto en el presente punto, omitiéndose por ello su transcripción.

VII.4 En caso de no contar con un Comité de Remuneraciones, explicar cómo las funciones descritas en VII. 2 son realizadas dentro del seno del propio Órgano de Administración.

Cumplimiento: Total.

En Particular, y en referencia al punto VII.2.1 **“asegura que exista una clara relación entre el desempeño del personal clave y su remuneración fija y variable, teniendo en cuenta los riesgos asumidos y su administración”**: el Directorio ha aprobado el Lineamiento Guía de Management de “Recursos Humanos” que establece como principio la adopción de un sistema de remuneración que procura balancear el mix retributivo entre componentes fijos y variables de corto y mediano plazo, con el objetivo de asegurar una remuneración coherente con respecto a las responsabilidades del puesto cubierto, a los resultados alcanzados y con relación a los mercados retributivos de referencia.

En referencia al punto VII.2.2 **“supervisa que la porción variable de la remuneración de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea se vincule con el rendimiento a mediano y/o largo plazo de la Emisora”**: históricamente la Sociedad ha asumido una remuneración fija para aquellos Directores que la Asamblea aprobó remunerar. En cuanto a los Gerentes de primera línea resulta aplicable lo expuesto en el párrafo precedente.

Con respecto al punto VII.2.3 **“revisa la posición competitiva de las políticas y prácticas de la Emisora con respecto a remuneraciones y beneficios de empresas comparables, y recomienda o no cambios”**: el Directorio conforme el Lineamiento Guía de “Recursos Humanos” aprobado, adopta instrumentos para el monitoreo continuo de las tendencias retributivas y de las mejoras prácticas y define y actualiza periódicamente las propias políticas retributivas, inspiradas en criterios de mérito y equidad interna.



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 2012.

En relación con el punto VII.2.4 "**define y comunica la política de retención, promoción, despido y suspensión de personal clave**": el Directorio ha aprobado y difundido las Políticas "Nuestra Gente", "Excelencia Operativa" el Lineamiento Guía "Recursos Humanos" que dan marco y disponen específicamente los lineamientos y políticas de selección, retención, despido y suspensión del personal, incluyéndose el personal clave.

Conforme el punto VII.2.5 "**informa las pautas para determinar los planes de retiro de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora**": dentro de las políticas y Lineamientos Guía aprobadas, no se han adoptado pautas que permitan aplicar planes de retiro a los miembros del Directorio y Gerentes de primera línea.

PRINCIPIO VIII: FOMENTAR LA ÉTICA EMPRESARIAL

Recomendación VIII: Garantizar comportamientos éticos en la Emisora.

VIII.1 La Emisora cuenta con un Código de Conducta Empresaria. Indicar principales lineamientos y si es de conocimiento para todo público. Dicho Código es firmado por al menos los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea. Señalar si se fomenta su aplicación a proveedores y clientes.

Cumplimiento: Total.

La Sociedad cuenta con un Código Ético aprobado por el Directorio. El mismo es conocido por todo el personal y firmado tanto por los miembros del Órgano de Administración como por los gerentes de primera línea y todos los empleados de la Sociedad.

Dicho Código fue publicado tanto en la Intranet, como la página Web de la Sociedad, siendo por tanto de conocimiento público.

Los principales lineamientos del Código Ético se orientan a principios generales de sostenibilidad y responsabilidad corporativa, ética, transparencia, corrección y profesionalismo y asimismo reglas de conducta y relaciones con partes interesadas. En cuanto a las Relaciones con accionistas y con el mercado se ocupa de: valor para los accionistas, eficiencia y transparencia, código de autodisciplina, información societaria, información privilegiada y medios de comunicación. Trata las relaciones entre la Gerencia, empleados y colaboradores, contemplando el desarrollo y promoción de los recursos humanos, la gestión de conocimientos, la seguridad corporativa y la prohibición de las conductas indebidas.

En cuanto a la relación con clientes la Sociedad se compromete a respetar el derecho de los mismos a no recibir servicios dañinos para su salud e integridad física y a disponer de información completa acerca del servicio ofrecido.

En lo relativo a proveedores, la Sociedad se compromete a buscar proveedores y colaboradores externos con profesionalismo adecuado y comprometidos a compartir los principios y contenido del Código. Los mismos deben expresar que han tomado conocimiento de las disposiciones del Código Ético en todas las prestaciones que efectúen a la misma.

VIII.2 La Emisora cuenta con mecanismos para recibir denuncias de toda conducta ilícita o anti ética, en forma personal o por medios electrónicos garantizando que la información transmitida responda a altos estándares de confidencialidad e integridad, como de registro y conservación de la información. Indicar si el servicio de recepción y evaluación de denuncias es prestado por personal de la Emisora o por profesionales externos e independientes para una mayor protección hacia los denunciantes.



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 2012.

Cumplimiento: Total.

La Sociedad cuenta con un Procedimiento vigente denominado “Tratamiento de denuncias confidenciales y de presuntos comportamientos ilícitos”, en el que se formalizan los mecanismos para recibir y evaluar las denuncias recibidas respecto de conductas ilícitas o anti-éticas.

Existen dos canales de Denuncia: a) Canal Interno: las denuncias confidenciales pueden ser reportadas a una dirección de e-mail genérica establecida a ese efecto y b) Canal directo a la sociedad ENI S.p.A que ejerce el control final de Distribuidora de Gas Cuyana S.A.: en cuyo caso pueden utilizarse la dirección de e-mail, el número de teléfono y de fax puestos a disposición por ENI S.p.A a tal efecto.

La Sociedad constituyó un Equipo de Tratamiento de Denuncias Anónimas (ETDA) integrado por la Gerencia de Administración y Control (GAC), la Gerencia de Asuntos Legales, Regulatorios e Institucionales (GALRI), la Gerencia de Recursos Humanos, Seguridad y Tecnología Informática (GRHSyTI) y la Gerencia General (GG). El ETDA es el sujeto Receptor de las Denuncias para la Sociedad (Canal Interno). El receptor en el caso del Canal Externo es la Dirección de Auditoría Interna (DINAU) de ENI S.p.A.

El Sujeto Receptor es el encargado de registrar la denuncia, comprobar la documentación y antecedentes, efectuar las investigaciones complementarias necesarias obteniendo la adecuada evidencia documental, definir el plan de acción para la eliminación de las eventuales criticidades encontradas y realizar el seguimiento. El Sujeto Receptor es también el encargado de guardar copia de la documentación que garantice la trazabilidad de todo lo actuado, asegurando además la conservación de la documentación original en archivos físicos o electrónicos con los más elevados niveles de seguridad y confidencialidad. Es el responsable, por lo tanto, de mantener actualizado el sistema de gestión, monitoreo y reporte de denuncias.

La normativa dispone asimismo que todos los empleados involucrados en el tratamiento de denuncias deben garantizar la absoluta reserva sobre los sujetos y hechos denunciados y denunciantes, utilizando para esto criterios y modalidad de comunicación idóneos para la protección de los datos y de la honorabilidad de las personas mencionadas en la denuncia, así como el anonimato y la protección de quien efectúa la denuncia con el fin de preservar la eficacia de la investigación.

VIII.3 La Emisora cuenta con políticas, procesos y sistemas para la gestión y resolución de las denuncias mencionadas en el punto VIII.2. Hacer una descripción de los aspectos más relevantes de las mismas e indicar el grado de involucramiento del Comité de Auditoría en dichas resoluciones, en particular en aquellas denuncias asociadas a temas de control interno para reporte contable y sobre conductas de miembros del Órgano de Administración y gerentes de la primera línea.

Cumplimiento: Total.

Los mecanismos y procedimientos con que cuenta la Sociedad para el “Tratamiento de denuncias confidenciales y de presuntos comportamientos ilícitos” fueron descriptos en el punto VIII.2 precedente.

La GRHSyTI emite Reportes trimestrales con información: a) General: sobre las principales informaciones contenidas en el sistema de gestión, monitoreo y reporte de las denuncias, con evidencia de todas las denuncias recibidas y del estado de avance de los trabajos; b) Específico sobre acciones disciplinarias: conteniendo el origen de la causa, el tipo de comportamiento irregular, empleados involucrados, medidas aplicadas y acciones ejecutadas o en proceso y el estado de las mismas; y c) Específico sobre acciones prejudiciales o judiciales, con el mismo contenido que el expresado en b). Semestralmente genera información confidencial estadística de las denuncias.



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 2012.

Los reportes son transmitidos al Soporte Legal Anticorrupción Ecogas (que funciona dentro de la GALRI), la Dirección Ejecutiva, el ETDA o la DINAU (según el equipo que lo confeccione) y al Organismo de Vigilancia.

Por su parte, el Comité de Auditoría incluye dentro de sus tareas periódicas, la evaluación final con la Dirección Ejecutiva, del cumplimiento del Reglamento Interno y del Código Ético vigente. De acuerdo a lo expresado en su último informe anual, el Comité de Auditoría no tiene objeciones sobre el cumplimiento por parte de la Dirección Ejecutiva y de las Gerencias de las normas establecidas por el Reglamento interno y el Código Ético.

PRINCIPIO IX: PROFUNDIZAR EL ALCANCE DEL CÓDIGO

Recomendación IX: Fomentar la inclusión de las previsiones que hacen a las buenas prácticas de buen gobierno en el Estatuto Social. El Órgano de Administración evalúa si las previsiones del Código de Gobierno Societario deben reflejarse total o parcialmente en el Estatuto Social, incluyendo las responsabilidades generales y específicas del Órgano de Administración. Indicar cuáles previsiones están efectivamente incluidas en el Estatuto Social desde la vigencia del Código hasta el presente.

Cumplimiento: Parcial.

El Estatuto Social de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. se adecua a las disposiciones de la LSC, a las normas emitidas por la CNV y al marco regulatorio en que la Sociedad se debe desenvolver.

Dicho Estatuto contiene asimismo las previsiones relativas a la integración y funcionamiento del Directorio, de la Comisión Fiscalizadora y del Comité de Auditoría.

Tal como fuera explicado anteriormente en el presente documento, el “Modelo 231” y su Código Ético, las Políticas y Lineamientos Guía para el Management, todas aprobadas por el Directorio, conforman un conjunto de principios y disposiciones que confluyen a establecer para la Sociedad las mejores prácticas de Gobierno Societario acorde a la Estructura y posibilidades de la misma. Ante la extensión, diversidad de contenido y permanente actualización requerida por el citado cuerpo normativo y dentro del contexto dinámico de un proceso de mejora continua, la Sociedad no considera conveniente incluirlo en el Estatuto Social.

Buenos Aires, 26 de febrero de 2013.

EL DIRECTORIO.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Domicilio Legal: Suipacha 1067, 5° piso, frente - Buenos Aires

**EJERCICIOS ECONOMICOS N° 21 y 20
INICIADOS EL 1° DE ENERO DE 2012 y 2011**

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

Actividad principal de la Sociedad: Prestación del servicio público de distribución de gas natural por cuenta propia, o de terceros o asociada 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): 1° de junio de 2012; inscrita en la Inspección General de Justicia el 18 de diciembre de 2012.

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 2012
(expresado en pesos)**

Clases de Acciones	Suscripto, integrado e inscripto (Nota 10)
<hr/>	
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	<u>202.351.288</u>

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

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

1 de 2

	<u>31 de diciembre de 2012</u>	<u>31 de diciembre de 2011</u>
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE		
Caja y bancos (Nota 6.a)	1.801	5.541
Inversiones (Anexos C y D)	116.932	91.887
Créditos por ventas (Nota 6.b)	29.026	21.278
Otros créditos (Nota 6.c)	5.004	6.442
Bienes de cambio	1.267	1.209
Otros activos (Nota 6.d)	1.049	1.049
Total del activo corriente	<u>155.079</u>	<u>127.406</u>
ACTIVO NO CORRIENTE		
Inversiones (Anexo C)	1.023	1.279
Créditos por ventas (Nota 6.e)	-	-
Otros créditos (Nota 6.f)	14.505	438
Bienes de uso (Anexo A)	480.400	491.605
Activos intangibles (Anexo B)	32	22
Total del activo no corriente	<u>495.960</u>	<u>493.344</u>
TOTAL DEL ACTIVO	<u>651.039</u>	<u>620.750</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 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

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

2 de 2

	<u>31 de diciembre de 2012</u>	<u>31 de diciembre de 2011</u>
PASIVO		
PASIVO CORRIENTE		
Cuentas a pagar (Nota 6.g)	35.911	29.744
Cargas fiscales (Nota 5.g)	11.430	4.648
Remuneraciones y cargas sociales (Nota 6.h)	9.136	8.590
Otros pasivos (Nota 6.i)	9.349	7.170
Previsiones (Anexo E)	12.637	11.997
Total del pasivo corriente	<u>78.463</u>	<u>62.149</u>
PASIVO NO CORRIENTE		
Cargas fiscales (Nota 5.g)	70.172	71.798
Otros pasivos (Nota 6.j)	24.532	13.900
Total del pasivo no corriente	<u>94.704</u>	<u>85.698</u>
TOTAL DEL PASIVO	173.167	147.847
PATRIMONIO NETO (según estado respectivo)	477.872	472.903
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO NETO	<u><u>651.039</u></u>	<u><u>620.750</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 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE RESULTADOS

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011

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

	31 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2011
Ventas (Nota 6.k)	266.354	252.733
Costo de ventas (Anexo F)	(183.106)	(171.852)
Utilidad bruta	83.248	80.881
Gastos de administración (Anexo H)	(38.153)	(29.496)
Gastos de comercialización (Anexo H)	(51.388)	(43.212)
Resultado operativo	(6.293)	8.173
Resultados financieros y por tenencia generados por activos:		
Intereses	10.930	8.413
Diferencias de cotización	4.603	1.398
Otros resultados por tenencia	997	874
Resultados financieros y por tenencia generados por pasivos (Anexo H):		
Intereses	(12)	(21)
Diferencias de cotización	(75)	(38)
Resultados financieros y por tenencia	16.443	10.626
Otros ingresos netos (Nota 6.l)	3.931	198
Utilidad antes del impuesto a las ganancias	14.081	18.997
Impuesto a las ganancias (Nota 5.g)	(6.364)	(6.717)
Utilidad neta del ejercicio	7.717	12.280
Resultado neto por acción (Nota 4.f)	0,038	0,061

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 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CONCEPTO	CAPITAL SOCIAL			RESULTADOS ACUMULADOS					TOTAL DEL PATRIMONIO NETO	
	VALOR NOMINAL	AJUSTE DEL CAPITAL	TOTAL	RESERVA LEGAL	RESERVAS FACULTATIVAS		RESULTADOS NO ASIGNADOS	TOTAL	Al 31 de diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2011
					PARA FUTURAS DISTRIBUCIONES DE DIVIDENDOS	PARA CUBRIR NECESIDADES ECONOMICOFINANCIERAS				
Saldos al inicio del ejercicio	202.351	290.480	492.831	29.189	-	-	27.481	56.670	549.501	546.895
Modificación del saldo (Nota 5.g)	-	-	-	-	-	-	(76.598)	(76.598)	(76.598)	(80.201)
Saldos al inicio del ejercicio modificados	202.351	290.480	492.831	29.189	-	-	(49.117)	(19.928)	472.903	466.694
Disposición de la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 26/04/2012 (Nota 13)										
- Reserva Legal	-	-	-	433	-	-	(433)	-	-	-
- Reservas Facultativas	-	-	-	-	18.804	5.496	(24.300)	-	-	-
- Distribución de dividendos en efectivo	-	-	-	-	-	-	(2.748)	(2.748)	(2.748)	(6.071)
Disposición Asamblea (Nota 5.g)	-	(73.052)	(73.052)	-	-	-	73.052	73.052	-	-
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	7.717	7.717	7.717	12.280
Saldos al cierre del ejercicio	202.351	217.428	419.779	29.622	18.804	5.496	4.171	58.093	477.872	472.903

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 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

	31/12/2012	31/12/2011
VARIACIONES DEL EFECTIVO		
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	96.564	90.276
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio (Nota 4.c)	97.438	96.564
Aumento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	874	6.288
CAUSAS DE LAS VARIACIONES DE EFECTIVO		
ACTIVIDADES OPERATIVAS		
Resultado neto del ejercicio	7.717	12.280
Impuesto a las ganancias	6.364	6.717
Intereses ganados y perdidos en el ejercicio	(10.918)	(8.392)
Ajuste por resultados financieros y por tenencia del efectivo y sus equivalentes	(5.654)	(2.301)
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:		
Depreciación de bienes de uso	23.900	23.231
Amortización de activos intangibles	8	14
Bajas de bienes de uso por desafectación y consumo	1.290	891
(Disminución) Aumento neta de la previsión para deudores de cobro dudoso y de otros créditos	(765)	325
Aumento neto de la previsión para desvalorización de otros créditos	412	-
Aumento neto de la previsión para juicios y contingencias	1.308	2.304
Resultado por venta bienes de uso	(49)	51
Resultados por tenencia títulos públicos y bienes de cambio	55	29
Diferencia de cotización generados por pasivo	75	38
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Aumento de inversiones	(20.223)	(1.977)
(Aumento) Disminución de créditos por ventas	(6.722)	3.526
Aumento de otros créditos	(2.801)	(947)
Aumento de bienes de cambio	(65)	(310)
Aumento de otros activos	-	(2)
Aumento (Disminución) de cuentas por pagar	7.153	(4.747)
Aumento de remuneraciones y cargas sociales	546	1.067
Aumento de cargas fiscales	2.361	259
Aumento (Disminución) de otros pasivos	2.412	(3.817)
Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta pagados	(3.569)	(6.366)
Intereses Cobrados	2.264	1.109
Intereses Pagados	(12)	(21)
Pago de juicios (a)	(668)	(2.799)
FLUJO NETO DE EFECTIVO GENERADO POR LAS ACTIVIDADES OPERATIVAS	4.419	20.162
ACTIVIDADES DE INVERSION		
Pago por adquisición de bienes de uso	(15.209)	(17.430)
Pago por adquisición de activos intangibles	(18)	(1)
Cobros por venta de bienes de uso	110	23
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE INVERSION	(15.117)	(17.408)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Pago de dividendos	(2.748)	(6.071)
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(2.748)	(6.071)
RESULTADOS FINANCIEROS Y POR TENENCIA GENERADOS POR EFECTIVO O SUS EQUIVALENTES		
Intereses	8.666	7.304
Diferencia de Cotización	4.603	1.398
Otros resultados por tenencia	1.051	903
Aumento neto de efectivo o equivalentes de efectivo	874	6.288

(a) Incluye (668) de pagos previsionados imputados en el Anexo E al 31 de diciembre de 2012, y (2.794) de pagos previsionados imputados en el Anexo E y (5) de pagos directos no previsionados al 31 de diciembre de 2011.

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 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio

Contador Público U.B.A.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011

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.	24
5	Criterios de valuación.	30
6	Detalle de los principales rubros de los estados contables.	37
7	Apertura por plazos de colocaciones de fondos, créditos y pasivos.	39
8	Concentración de operaciones.	40
9	Sociedad Controlante. Saldos y operaciones con Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 y Partes Relacionadas.	41
10	Capital Social.	42
11	Contratos y obligaciones asumidos por la Sociedad para el abastecimiento de gas y transporte.	44
12	Medio ambiente.	49
13	Restricciones a la distribución de los resultados no asignados.	49
14	Contingencias.	50

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011

(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 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:

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- 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 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
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 efectuada por la misma entidad reguladora de los cuadros tarifarios actualizados por variación en el precio del gas con vigencia a partir del 1° de julio de 2005. Por este motivo 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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

SE, que implican un aumento para los distintos segmentos de la categoría residencial de mayor consumo (R3).

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 licenciarios, 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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- (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.
- (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 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
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.

- **Acuerdos de Transporte de Gas.** Las Licencias de las transportistas fijan las tarifas a abonar por la Sociedad en dólares estadounidenses que se convertirían 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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 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. 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 de ese año, 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 1° 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 1° de setiembre de 2008, mediante la segmentación de la

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

demanda residencial de gas natural (R1; R2 -1° a 3° escalón-; y R3 -1° a 4° 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.

Con fecha 16 de diciembre de 2008 se emitió la **Resolución SE N° 1.417/2008**, en el marco del Acuerdo Complementario con los Productores de Gas ratificado por la Resolución SE N° 1.070/2008, que implica nuevos aumentos de precios del gas para los distintos segmentos de la categoría residencial de mayor consumo (R3). Este incremento del precio del gas es asignable exclusivamente al productor, mientras que el aumento previsto en la Resolución SE 1070/2008 es asignable al Fondo Fiduciario creado por la Ley N° 26.020.

Por aplicación de la **Resolución ENARGAS N° I/568/2008** estos incrementos en el precio del gas natural fueron trasladados a la tarifa final de los usuarios.

Con fecha 08 de marzo de 2012 se emitió la **Resolución SE N° 55/2012** donde se ratifica la Tercera Addenda al Acuerdo Complementario con los Productores de Gas, que tiene por objeto prorrogar desde el 1° de enero de 2012 y hasta el 31 de diciembre de 2012 los términos y condiciones del Acuerdo Complementario.

Teniendo en cuenta que existen productores de gas natural que no han firmado dicha Addenda (entre los cuales se encontraba YPF S.A.), dicha Resolución establece que (i) los productores no firmantes del Acuerdo Complementario tendrán la primera prioridad en el abastecimiento con destino a las Categorías de usuarios sin incremento de precios (R1; R2-1; R2-2, y SDB); y (ii) con el objetivo de mantener el equilibrio respecto de los aportes de los Productores al Fondo Fiduciario creado por la Ley N° 26.020, las Distribuidoras deberán suplir los aportes que los productores no firmantes dejan de realizar a dicho Fondo, en el caso en que sus entregas de gas excedan las categorías sin aumento.

Se destaca que con relación a ésta Resolución, YPF S.A. ha formulado reservas del derecho de reclamar a la Sociedad las diferencias de precio que se resuelvan en las instancias administrativas y/o judiciales.

Con fecha 20 de marzo de 2012 el ENARGAS emitió la **Resolución N° I-2087/2012**, en el marco de la **Resolución SE N° 55/2012**, que establece un procedimiento para (i) asignar los volúmenes entregados entre los productores firmantes y no firmantes del Acuerdo Complementario; y (ii) que las Distribuidoras ingresen en forma directa al Fondo Fiduciario creado por la Ley N° 26.020 las sumas necesarias para mantener el equilibrio respecto de los aportes de los Productores a dicho fondo.

La Sociedad ha requerido formalmente al ENARGAS que se aclaren o resuelvan cuestiones de forma y de fondo que imposibilitan el cumplimiento de las pautas establecidas en la Resolución ENARGAS N° I-2087/2012.

Con fecha 2 de mayo de 2012 la Sociedad fue notificada, mediante nota del ENARGAS N° I-4926 de fecha 25 de abril de 2012, que YPF S.A. en su carácter de Productor de Gas Natural, se ha adherido a la Tercera Addenda al Acuerdo Complementario con los Productores de Gas, mediante Acuerdo individual suscripto entre esa empresa y la SE con fecha 19 de abril de 2012, según lo informado por Nota SE N° 2.323 del 23 de abril de 2012. En virtud de la fecha del Acuerdo individual mencionado, los efectos de la Tercera Addenda al Acuerdo Complementario con los Productores de Gas, para YPF S.A., tendrán vigencia para las entregas de gas que se producen desde el 01 de Abril de 2012 hasta el 31 de diciembre de 2012.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- 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 determinase 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 1° 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 1° y R3 2° 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 3° pertenecientes a las provincias beneficiarias de las excepciones establecidas por la Resolución ENARGAS N° I/730/2009. La Sociedad actúa 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.

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° 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 incremento de las consultas y reclamos de clientes, modificaciones importantes en los sistemas de facturación y 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 y **Resolución N° I-2.200/2012** del 5 de junio de 2012 para el año 2012, 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 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 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.

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

soliciten el mantenimiento del subsidio, el Formulario de "Declaración Jurada de la necesidad del subsidio" que la resolución dispone en un segundo anexo.

Asimismo, por la **Resolución ENARGAS N° I/1.982/2011**, luego complementada por la **Resolución ENARGAS N° I/1.991/2011** del 24 de noviembre de 2011, el ENARGAS instruyó a las Licenciatarias a aplicar 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, a los consumos registrados a partir del 1 de enero de 2012 de los usuarios no residenciales cuya actividad principal o secundaria desarrollada en el punto de suministro sea: (i) extracción de minerales, petróleo crudo y gas natural, (ii) servicios para la aeronavegación, (iii) servicios de telecomunicaciones, (iv) servicios de banca y financieros, (v) servicios relacionados a juegos de azar y apuestas, (vi) refinación de petróleo, (vii) procesamiento de gas natural, (viii) elaboración de aceites y grasas vegetales y biocombustibles, (ix) agroquímicos.

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:

(i) 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 destinados al repago de obras de ampliación de gasoductos pertenecientes al sistema de T.G.N. S.A. 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.

(ii) 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.

(iii) 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El 7 de mayo de 2012 se publicó la Ley N° 26.741 que declara de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. También se crea el Consejo Federal de Hidrocarburos, y se declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A.

El 27 de julio de 2012 se publicó el Decreto PEN N° 1.277/12 que reglamenta la Ley N° 26.741, y crea la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en la órbita de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo, del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, que elaborará anualmente el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, y crea el Registro Nacional de esas inversiones.

3.2.3) 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 MPFIPyS, requirió a la SE y al 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-Pantanillo Etapa I, que no fueron incluidas en ningún programa de fideicomisos.

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.

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 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 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 Específico Gas I se compensa exactamente con el incremento del Cargo Específico Gas II.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Luego de gestiones llevadas a cabo por la Sociedad con distintas Autoridades Provinciales, el 10 de noviembre de 2010 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 7 de junio de 2011, la Provincia de Mendoza adjudicó la construcción de las obras correspondientes por las nueve licitaciones efectuadas. 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. Si bien era incierta la culminación de los trabajos antes del invierno 2012, se definió con las empresas contratistas un ambicioso y riguroso plan de obras en procura de contar con la habilitación y puesta en funcionamiento de las obras con ese objetivo para evitar que se viera afectado el normal abastecimiento del servicio en las áreas de distribución directamente vinculadas a estas ampliaciones. Por imperio de las circunstancias, no atribuibles a las funciones de la Sociedad, a la fecha del presente documento las obras aún se encuentran en ejecución, estimándose que su finalización se producirá durante el transcurso del primer trimestre de 2013.

El 27 de noviembre de 2012 se emitió la Resolución ENARGAS N° 2407/2012 por la que se aprueba a partir del 29 de noviembre de 2012 un nuevo cuadro tarifario que: (i) autoriza a las Distribuidoras, en los términos de lo dispuesto en los respectivos acuerdos suscriptos entre dichas empresas con la UNIREN, a aplicar un monto fijo por factura, diferenciado por categoría de usuario, conforme lo definido en el Anexo de dichas Actas y de acuerdo a la metodología que determinó el ENARGAS mediante nota N°13.516 con fecha 30 de noviembre de 2012; (ii) determina que los importes resultantes deberán ser depositados por las Distribuidoras en un Fideicomiso los cuales constituirán un “Fondo para obras de consolidación y expansión”; (iii) define que las Distribuidoras deberán someter a la aprobación de un Comité de Ejecución, a ser creado al efecto en el ámbito del Fideicomiso, un “Plan de Inversiones de Consolidación y Expansión”, expresado en términos físicos y monetarios, y cuyos lineamientos serán determinados en el contrato de fideicomiso; (iv) además determina que los montos que perciban las Distribuidoras a efectos de la presente resolución serán considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco de la readecuación tarifaria acordada en las renegociaciones llevadas a cabo; y (v) que la implementación de dicho mecanismo de trato no exime a las Licenciatarias del cumplimiento de las obligaciones previstas en el Marco Normativo vigente. Nota 2.b) y 3.3).

En este marco, de acuerdo a lo establecido a la Res. ENARGAS N° 2407/2012, con fecha 28 de enero de 2013, se transfirió al Fideicomiso creado al efecto, los montos percibidos en el mes de diciembre 2012 que ascienden a la suma de \$1.533.

3.2.4) 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- 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”).

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 plenamente 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 comenzare 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 conforme el siguiente detalle:

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Fecha de la solicitud	Periodo de las variaciones de costos solicitadas
02/12/09	Setiembre de 2008 a Agosto de 2009
24/08/10 - 29/10/10	Setiembre de 2009 a Febrero de 2010
28/01/11	Marzo de 2010 a Agosto de 2010
09/09/11	Setiembre de 2010 a Febrero de 2011
02/02/12	Marzo de 2011 a Agosto de 2011
23/07/12	Setiembre de 2011 a Febrero de 2012

El ENARGAS no ha aplicado plenamente 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.

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 1° 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.
- 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 septiembre de 2009, a la fecha 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, 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 3 de junio de 2009, 5 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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 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.

En este contexto, la Sociedad se encuentra analizando las medidas a implementar para mantener la continuidad del servicio en condiciones de operatividad para los clientes actuales, ante la posibilidad de que persista la demora en la implementación del AT y del AA. Al respecto, tras diversas conversaciones mantenidas con el ENARGAS en el último período, con fecha 16 de noviembre de 2012 la Sociedad emitió una nota dirigida a la entidad reguladora solicitándole que en orden a la implementación de la Cláusula 4 del Acta Acuerdo, se celebre un “Acuerdo de Implementación”, realizando para ello una proposición de las principales pautas que debería cumplir el mismo. Se dejó también expuesto que lo sugerido no implica para la Sociedad renunciar a los derechos derivados del AT y el AA firmados y aprobados oportunamente por sendos decretos del Poder Ejecutivo Nacional.

Como resultado de las gestiones realizadas, el día 21 de noviembre de 2012 se firmó con el ENARGAS un acta por la cual “Las Partes” (ENARGAS y la Sociedad) acordaron principalmente la aplicación de un monto fijo por factura, diferenciado por categoría de usuarios a percibir por la Sociedad, la creación de un Fideicomiso exclusivo para la Sociedad y la elaboración de un “Plan de Inversiones de Consolidación y Expansión” que requerirá la aprobación de un “Comité de Ejecución” a crearse en el ámbito del Contrato de Fideicomiso. Se estableció además que el Acta firmada tiene plena vigencia y ejecución en tanto los órganos societarios no se expidan en contrario.

El 27 de noviembre de 2012 el ENARGAS emitió la **Resolución N° I-2407/12**, que prevé los aspectos considerados en el acta mencionada, con vigencia a partir de su fecha de emisión y el 12 de diciembre de 2012 la Sociedad, Nación Fideicomisos S.A. y ENARGAS suscribieron el Contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración Privado “Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución de Gas por Redes” –“FFA FOCEGAS”–.

Son partes del Contrato de Fideicomiso: la Sociedad (como fiduciante), y Nación Fideicomisos S.A. (en calidad de fiduciario), habiendo suscripto también el instrumento el ENARGAS prestando conformidad a sus términos.

El objeto es la celebración de un contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración en cuyas cuentas se depositarán los montos fijos por factura mencionados (que integran el patrimonio fideicomitado), para su afectación al pago de proyectos y obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación, expansión y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución de gas por redes, seguridad, confiabilidad del servicio e integridad de las redes, así como mantenimiento y todo otro gasto conexo necesario para la prestación del servicio público de distribución de gas, hasta el límite de los fondos efectivamente disponibles.

Las citadas afectaciones se integran en un Plan de Inversión que la Sociedad debe formular y someter a un procedimiento de aprobación previa ante un Comité de Ejecución que se integrará por un representante de la Secretaría de Política Económica del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, dos representantes del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y un representante del ENARGAS. El Comité de Ejecución podrá efectuar modificaciones a los Proyectos presentados y asimismo sugerir Proyectos de Inversión u obras alternativas a las presentadas por el Fiduciante. Son también funciones del Comité de Ejecución la aprobación de los desembolsos para la realización de los pagos que correspondan, y también de las condiciones de financiamiento en aquellos proyectos que contemplen la emisión de deuda.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El Contrato establece y distingue dos categorías de proyectos y obras (i) la denominada “Obras sin Financiamiento”, gestionada por la Sociedad por su cuenta y orden realizadas mediante desembolsos provenientes del fondo constituido por los montos fijos recaudados, y que forman parte del patrimonio de la licenciataria; y (ii) la llamada “Obras con Financiamiento”, son las Obras o Proyectos incluidos en el Plan de Inversión, que necesitarán del financiamiento a través de operaciones de financiamiento, y que en consecuencia, ingresan como bien fideicomitado al Fideicomiso, sin perjuicio de que su uso y goce será otorgado a la Sociedad y su propiedad le será transferida al momento de la cancelación total del financiamiento obtenido. Estos proyectos y obras serán ejecutados por el fiduciario y éste, previa aprobación del Comité de Ejecución, celebrará con la Sociedad un contrato de Gerenciamiento asumiendo esta última la calidad de Gerente de Proyecto, actuando por cuenta y orden del comitente a título gratuito.

La duración del contrato se mantendrá hasta el cumplimiento de su objeto y la cancelación de la totalidad de la deuda, o en su caso hasta la finalización de la Licencia.

Por su parte, en el transcurso del mes de enero de 2013, las Partes suscribieron el Manual Operativo previsto en el Contrato de Fideicomiso, y con fecha 1° de febrero de 2013, la Sociedad, no habiendo sido notificada de la constitución del Comité de Ejecución del Fideicomiso que prevé la normativa, presentó al ENARGAS el Plan de Obras 2013 y la documentación requerida sobre el particular.

- Los impactos descriptos sobre los estados contables de la Sociedad al 31 de diciembre de 2012 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.

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 01 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

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI

**Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233**

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 estados contables al 31 de diciembre de 2011, 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.

Con fecha 20 de diciembre de 2012 la CNV emitió la Resolución General N° 613/2012 referida a la aplicación de las NIIF en los Estados Financieros de las Sociedades Transportistas y Distribuidoras de Gas y sus Controlantes. Dicha disposición establece que conforme fuera trasladada la consulta efectuada el 25 de noviembre de 2011 a la Comisión Interinstitucional creada por la CNV junto con la FACPCE y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires ("BCBA") para el análisis de consultas relativas a la implementación de las NIIF, se concluyó que la Interpretación N° 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios" ("CINIIF 12") no es de aplicación a los estados financieros de las licenciatarias de prestación de servicios públicos de transporte y distribución de gas, teniendo en cuenta las condiciones actuales de los contratos. En esas condiciones, estas emisoras deberán presentar sus estados financieros preparados sobre la base de las NIIF, para los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2013, debiendo incorporar como nota informativa en los presentes estados financieros preparados sobre la base de las normas profesionales vigentes (excluyendo la Resolución Técnica N° 26 y su modificatoria la Resolución Técnica N° 29), una conciliación del patrimonio neto, de los resultados y de los flujos de efectivo con los que surgirían de aplicar las NIIF.

En Nota 4.h) a los estados contables individuales al 31 de Diciembre de 2012, se expone el impacto cuantitativo del cambio a las NIIF, mediante una conciliación entre el patrimonio y el resultado determinados de acuerdo con las normas aplicadas en la preparación de dichos estados y el determinado de acuerdo con las NIIF a la fecha de transición hacia las NIIF (1° de enero de 2012) y al cierre del ejercicio 2012.

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 2012. 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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:

	Al 31 de diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2011
Caja y bancos	1.801	5.541
Inversiones	116.932	91.887
Inversiones no consideradas efectivo o equivalente de efectivo	(21.295)	(864)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	97.438	96.564

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.

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 2012 y 2011, 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".

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

Adicionalmente, dichos saldos fueron modificados para dar efecto retroactivo a la registraci3n del pasivo por impuesto diferido originado por las diferencias temporarias entre el valor contable de los bienes de uso y otros activos no monetarios de la Sociedad y su base fiscal, conforme lo descrito en la Nota 5g) a los estados contables.

h) Nuevas normas contables profesionales – NIIF

h.1) informaci3n requerida para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012:

De acuerdo con lo requerido por el apartado 16 (b) de la RT N° 26 (y su modificatoria), esta Nota explica los principales ajustes de la transici3n a las NIIF, as3 como tambi3n presenta las siguientes conciliaciones relacionadas con dicha transici3n entre:

(i) El patrimonio neto determinado de acuerdo con las pol3ticas contables descriptas en la Nota 5 y el patrimonio neto determinado de acuerdo con las NIIF, al 1° de enero de 2012 (fecha de transici3n a las NIIF) y al 31 de diciembre de 2012;

(ii) El resultado neto determinado de acuerdo con las pol3ticas contables descriptas en la Nota 5 correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012 y el resultado integral total determinado de acuerdo con las NIIF a la misma fecha;

En la preparaci3n de estas conciliaciones, la Sociedad ha considerado aquellas NIIF que estima ser3n aplicables en la preparaci3n de los primeros estados financieros anuales presentados de acuerdo con las NIIF, correspondientes al ejercicio que finalizar3 el 31 de diciembre de 2013. Sin embargo, las partidas y los importes incluidos en estas conciliaciones podr3an modificarse en la medida en que, cuando se preparen esos primeros estados financieros de acuerdo con las NIIF, se emitan nuevas normas o se modifiquen las actuales, con aplicaci3n obligatoria o anticipada admitida a esa fecha, o se opte por cambiar la elecci3n de alguna de las exenciones previstas en la NIIF 1 “Adopci3n por Primera vez de las Normas Internacionales de Informaci3n Financiera”.

h.2) Excepciones obligatorias a la aplicaci3n retroactiva de ciertas NIIF - Estimaciones

Los juicios, estimaciones y supuestos contables significativos realizados por la Sociedad para determinar los importes seg3n las NIIF al 1° de enero de 2012 (fecha de transici3n a las NIIF) y al 31 de diciembre de 2012 fueron consistentes con los realizados a las mismas fechas de conformidad con las Normas Contables Profesionales (“NCP”) vigentes.

h.3) Exenciones utilizadas en la aplicaci3n retroactiva de ciertas NIIF

La NIIF 1 permite a las entidades que adoptan por primera vez las NIIF considerar determinadas exenciones al principio de aplicaci3n retroactiva de las NIIF. La Sociedad aplic3 las siguientes exenciones:

- Utilizaci3n del costo atribuido en elementos de propiedades, planta y equipo (bienes de uso)

Tal como se describe en la nota 5.e) de los presentes estados contables, las partidas de propiedades, planta y equipo se han registrado al 1° de enero de 2012 (fecha de transici3n a las NIIF) sobre la base de revaluaciones contables realizadas al 28 de febrero de 2003 seg3n las NCP vigentes. La Sociedad ha optado por tomar estos valores como costo atribuido de estos activos a la fecha de la revaluaci3n, por cuanto se ha considerado que esos valores eran sustancialmente comparables con el costo depreciado de

Firmado a efectos de su identificaci3n
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador P3blico U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisi3n Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

los mismos según las NIIF, ajustado para reflejar los cambios en un índice general de precios a esa misma fecha.

Con posterioridad a las fechas de las respectivas revaluaciones, las mediciones de las propiedades, planta y equipo se realizaron de conformidad con la NIC 16 (Propiedades, planta y equipo). Con este propósito, la Sociedad ha optado por el modelo de costo previsto en esta norma.

h.4) Explicación de la transición a las NIIF

(i) Conciliación del patrimonio neto al 1° de enero de 2012 (fecha de transición a las NIIF)

	Patrimonio neto atribuible a los propietarios y patrimonio neto total (1)
Saldos al 1° de enero de 2012 según NCP vigentes	472.903
Ajustes y reclasificaciones de transición:	
A. Valuación de inventarios	(10)
B. Impuesto a las ganancias diferido	4
Total de ajustes y reclasificaciones de transición	(6)
Saldos al 1° de enero de 2012 según NIIF	472.897

(1) No existen participaciones no controladoras.

(ii) Conciliación del patrimonio neto al 31 de diciembre de 2012

	Patrimonio neto atribuible a los propietarios y patrimonio neto total (1)
Saldos al 31 de diciembre de 2012 según NCP vigentes	477.872
Ajustes y reclasificaciones de transición:	
A. Valuación de inventarios	7
B. Impuesto a las ganancias diferido	(2)
Total de ajustes y reclasificaciones de transición	5
Saldos al 31 de diciembre de 2012 según NIIF	477.877

(1) No existen participaciones no controladoras.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

(iii) Conciliación del resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012

	Ganancia neta del ejercicio (1)	Otro resultado integral	Resultado integral total
Según NCP vigentes	7.717	-	7.717
Ajustes y reclasificaciones de transición:			
A. Valuación de inventarios	17	-	17
B. Impuesto a las ganancias diferido	(6)	-	(6)
Total de ajustes y reclasificaciones de transición	11	-	11
Según NIIF	7.728	-	7.728

(1) No existen participaciones no controladoras.

h.5) Notas a las conciliaciones del patrimonio al 1° de enero de 2012 y al 31 de diciembre de 2012, y del resultado integral total correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012:

A continuación se explican, resumidamente, los principales ajustes y reclasificaciones de la transición a las NIIF que afectan el patrimonio neto al 1° de enero de 2012 (fecha de la transición a las NIIF) y al 31 de diciembre de 2012 y al resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado en esta última fecha, y que surgen de comparar las NCP vigentes actualmente aplicadas por la Sociedad en la preparación de los presentes estados financieros tal como se las describe en las Nota 5, y las políticas contables que corresponderán ser aplicadas en la preparación de los primeros estados financieros presentados de acuerdo con las NIIF, correspondientes al ejercicio que finalizará el 31 de diciembre de 2013, y de los primeros estados financieros de período intermedio presentados de acuerdo con las NIIF, correspondientes al trimestre que finalizará el 31 de marzo de 2013.

A. Valuación de inventarios

En virtud de las NCP vigentes, las existencias se valúan a sus costos respectivos de reposición al cierre de cada ejercicio, los cuales no superan su respectivo valor recuperable. Conforme a la NIC 2 (Inventarios), dichas existencias se deben medir al costo de adquisición o valor neto realizable, el menor.

B. Impuesto a las ganancias diferido

El ajuste relacionado con la transición a las NIIF origina diferencias temporarias que deben ser consideradas en el cálculo del impuesto a las ganancias diferido de la Sociedad. El ajuste por el efecto del impuesto a las ganancias diferido de esas diferencias se han reconocido de manera consistente con las transacciones subyacentes con las que se relacionan.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

(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. 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.

Obligaciones Negociables (YPF Clase VI): Por el monto de capital más los intereses devengados. La intención de la Sociedad es mantenerlos hasta su vencimiento. Los intereses se cobran trimestralmente. El detalle respectivo se expone en el Anexo C.

Obligaciones Negociables en moneda extranjera (YPF Clase IX): 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 trimestralmente. El detalle respectivo se expone en el Anexo C.

Fideicomiso Financiero (Megabono Crédito 90): Por el monto de capital más los intereses devengados. La intención de la Sociedad es mantenerlos hasta su vencimiento. El capital más los intereses se cobran mensualmente 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).

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.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 ejercicio 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 2012 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 establecido por la CNV en su dictamen de fecha 28 de julio 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 determinaran realizar. Si bien estos cálculos efectuados por el ENARGAS arrojaron valores similares al promedio calculado por la Sociedad en su 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 2012 y 2011 en las condiciones anteriormente descriptas, ascienden a 423 y 694, respectivamente.

Con fecha 9 de octubre de 2009, el ENARGAS emitió la Resolución N° I/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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Nº 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, aplicación de la Res. 2407 y de la 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 Nº 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.

El saldo del impuesto a las ganancias, neto de anticipos pagados y retenciones practicadas por clientes, ascendió a 4.835 a pagar y 1.802 saldo a favor al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

El Gobierno Nacional con fecha 8 de abril de 1992, promulgó la Ley Nº 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 Nº 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 y 13 de abril de 2012 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 y 2011, respectivamente, conforme el mecanismo del ajuste por inflación y abone el impuesto bajo esa modalidad.

Adicionalmente, la Sociedad solicitó el dictado de medidas cautelares para presentar la Declaración Jurada aplicando el ajuste por inflación por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010 y 2011,

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 13

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 163 - Fº 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 y 16 de mayo de 2012, respectivamente, la medida cautelar fue concedida, previo otorgamiento de garantías por parte de la Sociedad.

Dado que la Sociedad ha determinado su Declaración Jurada correspondiente al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010 y 2011 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 por un importe de 11.081 y 10.504 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2010 y 2011, respectivamente. Adicionalmente, la presentación de la Declaración Jurada correspondiente al ejercicio fiscal 2011 arrojó un quebranto impositivo, el cual implicó la registración de un activo diferido por el importe de 3.548, el cual ha sido provisionado.

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 2012 y 2011 el pasivo resultante del impuesto diferido ascendió a 70.172 y 71.798 respectivamente, y su composición fue la siguiente:

	<u>Al 31 de diciembre de 2012</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2011</u>
Créditos por ventas	1.717	1.865
Amortizaciones de bienes de uso y activos intangibles	(3.576)	(1.654)
Previsiones	4.423	4.199
Otros pasivos	316	390
Ajuste por inflación de activos no monetarios	(73.052)	(76.598)
Quebranto impositivo	3.548	-
Previsión quebranto impositivo	(3.548)	-
Total	<u>(70.172)</u>	<u>(71.798)</u>

El efecto del impuesto diferido imputado a los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011 ascendió a 1.626 y 4.515 de ganancia, respectivamente.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, 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 2012 y 2011, el impuesto a las ganancias determinado ascendió a 7.990 y 11.232 respectivamente.

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:

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

	Ganancia / (Pérdida)	
	Al 31 de diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2011
Impuesto a las ganancias calculado a la tasa legal (35%) sobre el resultado antes de impuestos	(4.928)	(6.649)
Diferencias permanentes	(1.436)	(68)
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	(6.364)	(6.717)

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.

Teniendo en cuenta lo expresado en el párrafo anterior, la Asamblea de accionistas de fecha 26 de abril de 2012 aprobó diferir la contabilización de dicho pasivo por impuesto diferido dentro del nuevo plazo de finalización del “periodo de transición”.

Con fecha 31 de diciembre de 2012, la Sociedad procedió a reconocer el total del pasivo por impuesto diferido originado en la aplicación del ajuste por inflación sobre los bienes de uso y registró un ajuste a los resultados de ejercicios anteriores por 76.598 y una ganancia de 3.546 en los resultados del ejercicio 2012. De esta forma el patrimonio neto al 31 de diciembre de 2012 se redujo en 73.052. Asimismo, por aplicación de la opción prevista en la RG 576/2010 de la CNV, la Sociedad imputó a la cuenta ajuste de capital el importe de 73.052 para compensar el efecto en resultados acumulados del reconocimiento del pasivo por impuesto diferido antes mencionado.

El impuesto a la ganancia mínima presunta correspondiente a los ejercicios fiscales finalizados al 31 de diciembre de 2010 y 2011 excedió al impuesto a las ganancias determinado en 578 y 4.079. 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 2012 y 2011.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- (iii) **Impuesto al valor agregado:** las posiciones netas ascienden a 2.229 a pagar y 157 a favor al 31 de diciembre de 2012 y 2011 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 2,71% de las mismas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, 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

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 valoraron 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 2012.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

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

Estado de Situación Patrimonial	Al 31 de diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2011
Activo Corriente		
a) Caja y bancos		
Caja y bancos en Moneda Nacional	1.711	5.462
Caja y bancos en Moneda Extranjera (Anexo G)	90	79
	1.801	5.541
b) Créditos por ventas		
Deudores comunes (Nota 8.a) (1)	33.711	28.540
Fondo subsidio Malargüe	2.566	1.348
Previsión para deudores de cobro dudoso (Anexo E)	(7.251)	(8.610)
	29.026	21.278
c) Otros créditos		
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 (Nota 9)	165	190
Partes relacionadas (Nota 9)	405	150
Gastos pagados por adelantado	688	784
Créditos con el personal	734	445
Créditos impositivos	1.053	2.730
Diversos	2.534	2.456
Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	(575)	(313)
	5.004	6.442
d) Otros activos:		
Depósito judicial	627	627
Cuenta corriente especial de disponibilidad restringida	422	422
	1.049	1.049
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	186	371
Créditos con el personal	-	8
Créditos impositivos	12.948	-
Diversos	1.783	59
Previsión desvalorización de créditos (Anexo E)	(412)	-
	14.505	438

(1) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, los saldos se exponen netos de los cargos facturados y no cobrados por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., que ascienden a 76.581 y 7.142 respectivamente.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Pasivo Corriente	Al 31 de diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2011
g) Cuentas a pagar		
Por suministro y transporte de gas (Nota 8.b)	14.422	11.087
Otros proveedores de bienes y servicios	20.510	17.776
Partes relacionadas en Moneda Nacional (Nota 9)	979	881
	35.911	29.744
h) Remuneraciones y cargas sociales		
Sueldos y cargas sociales a pagar	2.881	2.425
Gratificaciones	2.095	2.009
Bono de participación empleados	49	37
Vacaciones	3.616	3.070
Diversos	495	1.049
	9.136	8.590
i) Otros pasivos		
Bonificaciones a otorgar a clientes (Nota 5.e)	959	1.203
Bonificaciones a otorgar a clientes a pagar por la Provincia de Mendoza	419	419
Programa de racionalización del uso del gas	78	78
Cargos Nación Fideicomisos S.A. (1)	7.540	5.352
Partes relacionadas (Nota 9)	287	82
Diversos	66	36
	9.349	7.170
(1) Incluyen los cargos cobrados por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A. pendientes de depósito al cierre de cada ejercicio.		
Pasivo No Corriente		
j) Otros pasivos		
Bonificaciones a otorgar a clientes (Nota 5.e)	2.562	2.420
Deudas por redes cedidas por municipios	385	399
Acción Declarativa – Ajuste por Inflación (Nota 5.g)	21.585	11.081
	24.532	13.900
Estado de resultados	Al 31 de diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2011
k) Ventas		
Ventas brutas (Nota 8.a)	258.285	240.830
Otras ventas	8.069	11.903
	266.354	252.733
l) Otros ingresos netos		
Recupero de provisiones (Anexo E)	1.740	-
Contingencias Ganadas	649	-
Otros	1.542	198
	3.931	198

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

Al 31 de diciembre de 2012 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	21.585
DE PLAZO VENCIDO			
Anteriores a 2000	-	1.259	271
Entre enero y diciembre de 2000	-	494	135
Entre enero y diciembre de 2001	-	1.061	140
Entre enero y diciembre de 2002	-	413	219
Entre enero y diciembre de 2003	-	81	311
Entre enero y diciembre de 2004	-	53	382
Entre enero y diciembre de 2005	-	127	397
Entre enero y diciembre de 2006	-	81	361
Entre enero y marzo de 2007	-	-	103
Entre abril y junio de 2007	-	8	114
Entre julio y setiembre de 2007	-	40	93
Entre octubre y diciembre de 2007	-	42	227
Entre enero y marzo de 2008	-	8	181
Entre abril y junio de 2008	-	25	103
Entre julio y setiembre de 2008	-	62	211
Entre octubre y diciembre de 2008	-	33	198
Entre enero y marzo de 2009	-	-	179
Entre abril y junio de 2009	-	1	187
Entre julio y setiembre de 2009	-	81	281
Entre octubre y diciembre de 2009	-	56	207
Entre enero y marzo de 2010	-	40	202
Entre abril y junio de 2010	-	36	201
Entre julio y setiembre de 2010	-	43	203
Entre octubre y diciembre de 2010	-	74	192
Entre enero y marzo de 2011	-	267	267
Entre abril y junio de 2011	-	32	291
Entre julio y setiembre de 2011	-	67	293
Entre octubre y diciembre de 2011	-	107	292
Entre enero y marzo de 2012	-	46	1.578
Entre abril y junio de 2012	-	202	530
Entre julio y setiembre de 2012	-	3.234	242
Entre octubre y diciembre de 2012	-	5.197	8.415
Total de plazo vencido	-	13.270	17.006
DE PLAZO A VENCER			
Entre enero y marzo de 2013	113.218	27.304	40.331
Entre abril y junio de 2013	156	686	6.169
Entre julio y setiembre de 2013	-	195	414
Entre octubre y diciembre de 2013	3.558	305	1.906
Con posterioridad al 2013	1.023	15.414	73.119
	117.955	43.904	121.939
	(a) 117.955	(b) 57.270	(c) 160.530

(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 54% es susceptible de devengar intereses de acuerdo con las regulaciones descriptas en Nota 2. El resto no devenga intereses.

(c) Aproximadamente un 12% es susceptible de devengar intereses. El resto no devenga intereses.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI

**Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233**

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTA 8 - CONCENTRACION DE OPERACIONES

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 68% y el 65% de las ventas brutas de la Sociedad, en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, 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 pagar a estos proveedores al 31 de diciembre de 2012 y 2011 respectivamente son los siguientes:

	<u>Al 31 de diciembre de 2012</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2011</u>
YPF S.A.	4.187	2.347
T.G.N. S.A.	2.738	2.663
Total	6.925	5.010
% que representa sobre el total de cuentas a pagar	19%	17%

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, la Sociedad ha realizado con ambos proveedores las siguientes operaciones:

	<u>Al 31 de diciembre de 2012</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2011</u>
Compra de gas a YPF S.A.	51.145	50.464
Transporte realizado por T.G.N. S.A.	22.184	21.024
Total	73.329	71.488
% que representa sobre el total de compras y gastos	26%	27%

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
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, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Al 31 de diciembre de 2012 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 2012 y 2011 son los siguientes:

DENOMINACION	OTROS CREDITOS	
	Al 31 de diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2011
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550:		
Corriente		
ENI S.p.A.	165	190
Total Sociedades Art. 33	165	190
Partes relacionadas:		
Corriente		
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	405	110
Directores y Personal Gerencial	-	40
Total Partes Relacionadas	405	150
Total	570	340

DENOMINACION	CUENTAS A PAGAR	
	Al 31 de diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2011
Partes relacionadas:		
Corriente		
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	979	881
Total Partes Relacionadas	979	881
Total	979	881

DENOMINACION	OTROS PASIVOS	
	Al 31 de diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2011
Partes relacionadas:		
Corriente		
Directores	287	82
Total Partes Relacionadas	287	82
Total	287	82

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, 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 2012	31 de diciembre de 2011
Prestación de servicios			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(11.398)	(9.033)
Total		(11.398)	(9.033)
Remuneraciones			
Directores y Personal Gerencial	Relacionada	(6.216)	(5.952)
Total		(6.216)	(5.952)
Gastos operativos			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(2.541)	(2.045)
Total		(2.541)	(2.045)
Recupero de costos y otros			
Inversora de Gas Cuyana S.A.	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	1	-
ENI	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	1	1
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	193	88
Total		195	89
Total operaciones		(19.960)	(16.941)

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 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
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 2012 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 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
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 PARA EL ABASTECIMIENTO DE GAS Y TRANSPORTE

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.), sobre el cual se aplicaron acuerdos de prórroga y se repactaron las opciones para reducir la capacidad contratada.

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 y mantiene vigentes los siguientes acuerdos a mediano y largo plazo:

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

(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” entre productores de gas natural y la SE, 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 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 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 oportunamente en conocimiento del ENARGAS y de la SE sus observaciones al respecto.

En este contexto, con fecha 30 de septiembre de 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 de emisión de los presentes estados contables, el abastecimiento de gas natural a las distribuidoras responsables de cubrir la demanda prioritaria opera totalmente bajo el esquema de solicitud, confirmación y re-direccionamiento de gas previsto 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 vencimiento (31 de diciembre de 2011) del Acuerdo 2007-2011, la SE emitió la Resolución SE N° 172/2011 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 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 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. El tribunal rechazó el referido pedido de nulidad. En contra de dicha resolución el MPFIPyS interpuso recurso extraordinario. Los recursos extraordinarios del ENARGAS y del MPFIPyS fueron rechazados. Ambos organismos interpusieron recurso de queja ante la CSJN.

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

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

mayorista interno- y el precio de ese producto incorporado en las tarifas de distribución de gas por redes aprobadas por el ENARGAS.

Hasta el mes de junio de 2012 los productores estaban asignando las cantidades confirmadas por el ENARGAS, coincidentes con las solicitadas por la Sociedad y que surgen del Acuerdo de Abastecimiento de GLP entre productores y la SE para el período mayo 2010–abril 2011. Para julio 2012 los productores confirmaron para dicho mes solo las cantidades solicitadas oportunamente por la Sociedad para la demanda prioritaria, no así las cantidades correspondientes al abastecimiento de los servicios SGP3, aspecto este último que fue debidamente reclamado por la Sociedad. A partir de agosto de 2012 los productores comenzaron a confirmar las cantidades mensuales oportunamente solicitadas por la Sociedad para la demanda prioritaria y los servicios SGP3.

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

Adicional al contrato de transporte detallado en el inciso a) de la presente Nota 11, la Sociedad ha celebrado y/o renovado desde la toma de posesión y acuerdos de transporte con T.G.N. S.A. sobre gasoducto Centro-Oeste, totalizando entre todos aquellos que se encuentran vigente a la fecha de cierre de los presentes estados contables, una capacidad Firme de transporte con T.G.N. S.A. de 5.517.000 m³/día. 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.

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

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 10 de marzo de 2011 T.G.N. S.A. comunicó el llamado a Concurso Abierto de Capacidad Remanente de Transporte Firme T.G.N. S.A. 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 T.G.N. S.A. 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 T.G.N. S.A. comunicó las adjudicaciones del 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 T.G.N. S.A. iniciaron negociaciones a fin de resolver las divergencias entre las partes, celebrando el 29 de noviembre de 2011 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.

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 88,14 millones entre el 1° de enero de 2013 y el 30 de abril de 2017 (Nota 3), distribuidos en distintos ejercicios medidos en años de la siguiente manera:

2013	2014	2015	2016	2017	Total
20,34	20,34	20,34	20,34	6,78	88,14

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.

(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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

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.

Con fecha 26 de abril de 2012, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas, considerando la utilidad neta del ejercicio de 8.677 y los Resultados no Asignados del ejercicio anterior de 18.804, aprobó la siguiente distribución: a Reserva Legal 433, a dividendos en efectivo 2.748 (los dividendos por acción son de 0,0136), a constituir una Reserva Facultativa para futuras distribuciones de dividendos por el monto correspondiente a los Resultados no Asignados al inicio del ejercicio por 18.804 y a constituir una Reserva Facultativa para cubrir necesidades económicas-financieras por el remanente de la utilidad del ejercicio por 5.496.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

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

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

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)

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 descripta 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.

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 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO A
1 de 2

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

EVOLUCION DE LOS BIENES DE USO

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

CUENTA PRINCIPAL	VALORES DE ORIGEN				
	AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS	BAJAS	TRANS-FERENCIAS	AL CIERRE DEL EJERCICIO
Terrenos	387	-	-	-	387
Edificios y construcciones civiles	2.387	-	-	-	2.387
Instalaciones de edificios	6.811	1.539	-	-	8.350
Gasoductos	197.370	-	-	164	197.534
Ramales de alta presión	117.520	-	-	-	117.520
Conductos y redes de media y baja presión	330.160	2.510	-	322	332.992
Estación de regulación y medición de presión	44.319	3.465	-	319	48.103
Plantas compresoras	382	-	-	-	382
Instalaciones de medición de consumo	77.632	113	(335)	4.254	81.664
Otras instalaciones técnicas	23.414	1.046	-	-	24.460
Maquinarias, equipos y herramientas	4.545	12	-	-	4.557
Sistemas informáticos y de telecomunicación	39.437	716	(754)	-	39.399
Vehículos	5.901	1.043	(172)	-	6.772
Muebles y útiles	2.683	5	(1)	-	2.687
Materiales	2.213	3.259	(1.211)	(2.199)	2.062
Line pack	171	338	-	-	509
Obras en curso	938	-	-	(804)	134
Anticipo a proveedores (Anexo G)	2.056	-	-	(2.056)	-
TOTAL AL 31/12/12	858.326	14.046	(2.473)	-	869.899
TOTAL AL 31/12/11	840.312	21.050	(3.036)	-	858.326

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO A
2 de 2

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

EVOLUCION DE LOS BIENES DE USO

(cifras expresadas 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 2012	Al 31 de diciembre de 2011
			ALICUOTA %	MONTO			
Terrenos	-	-	-	-	-	387	387
Edificios y construcciones civiles	503	-	2	48	551	1.836	1.884
Instalaciones de edificios	2.237	-	2 a 4	184	2.421	5.929	4.574
Gasoductos	70.289	-	2	4.396	74.685	122.849	127.081
Ramales de alta presión	54.885	-	2 a 4	2.892	57.777	59.743	62.635
Conductos y redes de media y baja presión	126.475	-	2 a 25	7.342	133.817	199.175	203.685
Estación de regulación y medición de presión	20.196	-	3 a 5	1.835	22.031	26.072	24.123
Plantas compresoras	175	-	3	13	188	194	207
Instalaciones de medición de consumo	36.275	(272)	3 a 5	3.496	39.499	42.165	41.357
Otras instalaciones técnicas	13.345	-	3 a 7	1.060	14.405	10.055	10.069
Maquinarias, equipos y herramientas	3.270	-	5 a 10	254	3.524	1.033	1.275
Sistemas informáticos y de telecomunicación	32.215	(738)	3 a 33	1.890	33.367	6.032	7.222
Vehículos	4.466	(111)	20	444	4.799	1.973	1.435
Muebles y útiles	2.390	(1)	5 a 20	46	2.435	252	293
Materiales	-	-	-	-	-	2.062	2.213
Line pack	-	-	-	-	-	509	171
Obras en curso	-	-	-	-	-	134	938
Anticipo a proveedores (Anexo G)	-	-	-	-	-	-	2.056
TOTAL AL 31/12/12	366.721	(1.122)	-	23.900	389.499	480.400	-
TOTAL AL 31/12/11	345.561	(2.071)	-	23.231	366.721	-	491.605

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO B

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

EVOLUCION DE ACTIVOS INTANGIBLES

(cifras expresadas 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 2012	Al 31 de diciembre de 2011
					ALICUOTA %	MONTO			
Gastos de organización y otros	8.935	18	8.953	8.913	20	8	8.921	32	22
TOTAL AL 31/12/12	8.935	18	8.953	8.913	-	8	8.921	32	-
TOTAL AL 31/12/11	8.934	1	8.935	8.899	-	14	8.913	-	22

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO C

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

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

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

CUENTA PRINCIPAL	VALOR REGISTRADO	
	Al 31 de diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2011
INVERSIONES CORRIENTES		
Títulos Públicos – BODEN 2013 (Anexo G)	12	21
Títulos Privados – Obligaciones Negociables (Anexo G)	1.484	1
Títulos Privados – Obligaciones Negociables	2.014	-
Títulos Públicos – Títulos vinculados al PBI	81	136
TOTAL CORRIENTES	3.591	158
INVERSIONES NO CORRIENTES		
Títulos Privados – Obligaciones Negociables (Anexo G)	1.023	1.279
TOTAL NO CORRIENTES	1.023	1.279
TOTAL	4.614	1.437

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO D

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

OTRAS INVERSIONES

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

CUENTA PRINCIPAL	VALOR NOMINAL	VALOR REGISTRADO	
	Al 31 de diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2011
INVERSIONES CORRIENTES			
En moneda nacional			
Depósitos a plazo fijo	67.396	67.396	58.023
Fondos comunes de inversión	10.904	10.904	2.641
Fideicomiso Financiero	275	275	706
En moneda extranjera			
Depósitos a plazo fijo (Anexo G)	34.766	34.766	30.359
TOTAL CORRIENTES	113.341	113.341	91.729
TOTAL	113.341	113.341	91.729

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO E

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

EVOLUCION DE LAS PREVISIONES

(cifras expresadas 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	8.610	(1) 387	(1.746)	7.251
- Para otros créditos de cobro dudoso	313	(1) 263	(1)	575
DEDUCIDAS DEL ACTIVO NO CORRIENTE				
- Para deudores de cobro dudoso	497	-	-	497
- Para desvalorización de otros créditos	-	(2) 507	(95)	412
TOTAL AL 31/12/12	9.420	1.157	(3) (1.842)	8.735
TOTAL AL 31/12/11	9.309	(1) 1.657	(4) (1.546)	9.420
INCLUIDAS EN EL PASIVO CORRIENTE				
- Para juicios y contingencias	11.997	4.489	(3.849)	12.637
TOTAL AL 31/12/12	11.997	(5) 4.489	(6) (3.849)	12.637
TOTAL AL 31/12/11	9.026	(7) 6.718	(8) (3.747)	11.997

(1) Imputados a Deudores incobrables del Anexo H.

(2) Imputados a Desvalorización de créditos del Anexo H.

(3) Incluye utilizaciones por (332) y recuperos de provisiones por (1.510).

(4) Incluye pagos por (214) y recuperos de provisiones por (1.332).

(5) Imputados a Juicios y contingencias del Anexo H.

(6) Incluye pagos por (668) y recuperos de provisiones por (3.181) de los cuales se imputaron (1.441) a Juicios y contingencias del anexo H y (1.740) a Otros ingresos netos.

(7) Incluye 3.466 de reclasificaciones y 3.252 imputados a Juicios y contingencias del Anexo H.

(8) Incluye pagos por (2.794) y recuperos de provisiones por (953).

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO F

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

COSTO DE VENTAS

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

	<u>Al 31 de diciembre de 2012</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2011</u>
Existencia de materiales al inicio del ejercicio	1.209	889
Compras de gas	98.702	93.494
Compras de materiales	1.863	1.902
Transporte de gas	22.343	21.300
Gastos de distribución (Anexo H)	60.256	55.476
Menos: Existencia de materiales al cierre del ejercicio	(1.267)	(1.209)
Costo de ventas	<u>183.106</u>	<u>171.852</u>

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO G

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

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

CUENTA PRINCIPAL	Al 31 de diciembre de 2012			Al 31 de diciembre de 2011	
	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 (Nota 4.a)	US\$ 18	4,878	90	US\$ 19	79
INVERSIONES					
Depósitos a plazo fijo (Anexo D)	US\$ 7.127	4,878	34.766	US\$ 7.120	30.359
Títulos públicos - Boden 2013 (Anexo C)	US\$ 3	4,878	12	US\$ 5	21
Títulos privados – ON (Anexo C)	US\$ 304	4,878	1.484	US\$ 0,23	1
TOTAL DEL ACTIVO CORRIENTE			36.352		30.460
ACTIVO NO CORRIENTE					
INVERSIONES					
Títulos privados – ON (Anexo C)	US\$ 210	4,878	1.023	US\$ 300	1.279
BIENES DE USO					
Anticipo a proveedores (Anexo A)	-	-	-	US\$ 479	2.056
TOTAL DEL ACTIVO NO CORRIENTE			1.023		3.335
TOTAL DE ACTIVO			37.375		33.795

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO H

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

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 2012 y 2011
(cifras expresadas 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 31/12/12	TOTAL 31/12/11
Remuneraciones y cargas sociales	20.807	21.808	24.384	-	1.349	68.348	56.061
Honorarios directores y síndicos	-	756	-	-	-	756	630
Honorarios por servicios profesionales	171	2.180	47	-	-	2.398	2.154
Juicios y contingencias	200	2.848	-	-	-	3.048	2.304
Gastos de facturación y cobranzas	322	-	11.013	-	-	11.335	8.973
Alquileres varios	12	291	880	-	-	1.183	1.004
Primas de seguros	1.127	258	68	-	-	1.453	1.326
Viajes y estadías	1.038	584	233	-	-	1.855	1.300
Gastos de correos y telecomunicaciones	73	670	386	-	-	1.129	841
Depreciación de bienes de uso	23.551	61	288	-	-	23.900	23.231
Amortización de activos intangibles	-	-	8	-	-	8	14
Servidumbres de paso	1.570	-	-	-	-	1.570	1.351
Mantenimiento y reparación de bienes de uso	6.393	1.978	808	-	-	9.179	7.585
Impuestos, tasas y contribuciones	78	42	1.056	-	-	1.176	971
Impuesto a los Ingresos Brutos	-	-	7.321	-	-	7.321	6.856
Tasa ENARGAS	2.563	2.488	2.487	-	-	7.538	5.439
Deudores incobrables	-	-	(765)	-	-	(765)	325
Desvalorización de créditos	-	412	-	-	-	412	-
Publicidad y propaganda	-	-	123	-	-	123	228
Limpieza y vigilancia	1.531	292	1.511	-	-	3.334	3.263
Gastos y comisiones bancarias	-	171	-	-	-	171	123
Intereses	-	-	-	12	-	12	21
Diferencias de cotización	-	-	-	75	-	75	38
Servicios y suministros de terceros	535	911	861	-	-	2.307	2.247
Convenios de atención comercial y técnica	124	-	239	-	-	363	266
Gastos diversos	161	2.403	440	-	-	3.004	2.780
TOTAL AL 31/12/12	60.256	38.153	51.388	87	1.349	151.233	-
TOTAL AL 31/12/11	55.476	29.496	43.212	59	1.088	-	129.331

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

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 2012.

1) Comentarios sobre las actividades de la empresa desde el 1º de enero de 2012 hasta el 31 de diciembre de 2012:

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 539.709 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 270.343 metros de cañerías de redes y gasoductos y en 8.971 nuevos servicios, con un crecimiento neto de 18.174 clientes, valor este último, que representa un aumento aproximado de 3,5% con respecto al cierre del ejercicio anterior. En comparación, el sistema se expandió en aproximadamente 2,15% con respecto al total del 31/12/11. Al finalizar el 2012, el mismo cuenta con una extensión aproximada a los 12.823 kms. de redes y gasoductos.
- Se ejecutó el programa de búsqueda y reparación de fugas para el año 2012, por el cual se relevaron aproximadamente 4.145 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 847 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 214 estaciones de GNC conectadas al sistema de distribución.
- Se realizaron 1.515 actualizaciones y anteproyectos de suministro para nuevas redes. En el Centro de Atención Telefónica se recibieron y atendieron 112.102 llamadas con un 92% de eficiencia de atención dentro de los 40 segundos. También se realizaron 891 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 3.349.000 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 kms. 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 26/02/13. 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 31/12/12.



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.

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.

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. Finalmente, el 21/06/12 Nación Fideicomisos S.A. informó al BNDS de Brasil el desistimiento del financiamiento ofrecido, y en aceptación de esa nota, la empresa adjudicataria solicitó la devolución de la garantía de la oferta oportunamente presentada, dándose por concluido el proceso licitatorio. Hasta la fecha del presente documento no se ha procedido a la liquidación anticipada del Fideicomiso, ni a la adecuación de la Estructura del Contrato. En octubre de 2012, a solicitud del Organizador, la Sociedad ha procedido a la firma de un proyecto de acta de prórroga por 6 meses del Contrato de Fideicomiso en virtud de la cual, una vez vencido el término antedicho, el Fiduciario estará habilitado para dar inicio a la liquidación anticipada del Fideicomiso Financiero.

- 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 del aumento generalizado de precios se han ido reflejando en los costos de la Sociedad pese a la prudencia y austeridad ejercidas, mientras que todavía no hubo reconocimiento de esos mayores costos en las tarifas, sin perjuicio de lo que pueda resultar de la aplicación de la **Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012** emitida el 27/11/12, según se expondrá más adelante. 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 y autoridades en diversos temas técnicos, de formación profesional, actitudinal y complementaria a las competencias adquiridas, con una inversión de 4.414 horas/hombre.
- Se aplicaron las escalas salariales que tuvieron vigencia hasta el 30/04/12 y las acordadas a partir del 01/05/12 -hasta el 30/04/13-, 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Se ejecutaron 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 llevaron a cabo auditorías técnicas, comerciales y administrativas específicas con conocimiento y evaluación de sus resultados. También se dio continuidad a la creación y modificación de formularios, a los cambios de estructura necesarios a partir de la redefinición de la misma y la descripción de los puestos de trabajo, 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 dio a conocer a todo el personal la implementación del nuevo Sistema Normativo, el cual contiene las Políticas, Lineamientos Guía para el Management (“MSG”), procedimientos, manuales e instructivos. Se adoptaron también nuevos MSG (Defensa de la Competencia; Anticorrupción; Relaciones con Inversores; Salud, Seguridad y Ambiente; Finanzas; Impuestos; entre otros) 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: gestión de incidentes IT y requerimientos informáticos; control del sistema SCADA; despacho; tratamiento de denuncias confidenciales y de presuntos comportamientos ilícitos; contratos de intermediación; lineamientos anticorrupción; contratación de consultorías y servicios profesionales; manual de imagen corporativa; gestión del sistema normativo; registros y monitoreo de eventos de seguridad; auditorías internas del Sistema de Gestión de Seguridad, Salud y Ambiente; compra y pago de gas y transporte; gestión de fondos fijos; y sobre la práctica para el control de pruebas de aislación eléctrica en caños camisa, entre otros.

- En el marco del objetivo de mejora continua, se dio inicio en el periodo al desarrollo del programa denominado Meta 2015 enfocado en la modernización y mejora de las distintas actividades que se desarrollan en la Sociedad, con fuerte base tecnológica, promoviendo desde el cumplimiento de la normativa en vigencia, los cambios estructurales y las sinergias operativas posibles para lograr una organización más flexible y moderna con desempeños superadores de estándares operativos de calidad y seguridad en todos los ámbitos.

Se instrumentaron mejoras en el sistema integral de cobranzas a los clientes; se readecuó la flota de vehículos y se dispusieron prácticas para su aprovechamiento pleno en la prestación del servicio; se reformó la estructura y funcionamiento del centro de atención telefónica dotándolo de nueva tecnología; se renovó el equipamiento informático de un importante número de estaciones de trabajo y se dispuso un plan de mayor tecnificación en los sectores operativos; entre otras actividades ejecutadas y a concretar.

- En lo relativo a los sistemas informáticos, se administró la seguridad de las aplicaciones y las operaciones rutinarias de resguardo de datos. Asimismo, se desarrolló la última etapa del sistema de seguimiento de la gestión de proyectos de expansión y extensión de redes; se continuó con la instalación del sistema de lectores biométricos para control de accesos; se operaron cambios en el sistema comercial por modificaciones regulatorias; y se implementaron nueve estaciones de tele-medición para el monitoreo al instante en puntos críticos de la red de distribución. Se comenzó el desarrollo de los proyectos referidos al alta electrónica de clientes; de servicios descentralizados de cobranzas; y la implementación del relativo a mecanismos de monitoreo de costos requerido por el ENARGAS. También se evaluaron y priorizaron los requerimientos para el mantenimiento de los sistemas existentes en apoyo de la gestión de la Sociedad, al tiempo que se realizó una evaluación integral y reestructuración del área de Tecnología de Información con vista a la definición de un plan de eficiencia en la reducción de costos y aprovechamiento de herramientas informáticas.
- En materia de Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se culminó el desarrollo y aprobación de los procedimientos relacionados con requisitos legales; gestión y evaluación de riesgos; gestión e investigación de incidentes; “Observando SSA”; diligenciamiento de planes de emergencia; auditoría interna; revisión por la Dirección, preselección y valoración de contratistas; asimismo, se aprobó el documento final de evaluación de riesgos de la totalidad de los puestos de trabajo de la Sociedad, considerando tanto los riesgos de las instalaciones como los riesgos de las tareas desarrolladas por el personal; se completó la campaña de difusión de SSA; y se realizaron reuniones con los principales contratistas promocionando y explicando el cambio cultural que se espera en materia de SSA. Se realizaron capacitaciones y



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

simulacros de emergencia en Centros Operativos. Se culminó la campaña de vacunación antigripal, se cumplimentaron los exámenes médicos periódicos previstos del personal expuesto a riesgo y se dio inicio la campaña de vacunación antitetánica para todo el personal.

Se inició la implementación del Sistema Integrado de Gestión de SSA, mediante la capacitación y difusión a todo el personal de los procedimientos que lo componen; en particular la formación comenzó con: Política SSA de la Sociedad; gestión de incidentes; evaluación de riesgos; y riesgos asociados a los puestos de trabajo. También se dio comienzo a las tareas de redistribución de puestos de trabajo con premisas de lograr mayor iluminación, ventilación y seguridad en los ambientes de trabajo. En el ámbito institucional, se realizó la campaña de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono.

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-Pantanillo 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 por las nueve licitaciones efectuadas. 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. Si bien era incierta la culminación de los trabajos antes del invierno 2012, se definió con las empresas contratistas un ambicioso y riguroso plan de obras en procura de contar con la habilitación y puesta en funcionamiento de las obras con ese objetivo para evitar que se viera afectado el normal abastecimiento del servicio en las áreas de distribución directamente vinculadas a estas ampliaciones. Por imperio de las circunstancias, no atribuibles a las funciones de la Sociedad, a la fecha del presente documento las obras aún se encuentran en ejecución, estimándose que su finalización se producirá durante el transcurso del primer trimestre de 2013.

- 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; construcción de ramales de alimentación; potenciamiento y renovación de redes; recambio de servicios; ampliación de plantas reguladoras de presión existentes –Mendoza Sur; Mendoza Sur; San Luis; Pantanillo; Tunuyán–, construcción de nuevas –Ruta N° 143, General Alvear; Calle 5 en San Juan; el Volcán en San Luis– y renovación –Planta La Mora, Mendoza–; 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 \$14,1 millones.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 plenamente 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 comenzare 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 conforme el siguiente detalle:

Fecha de la solicitud	Periodo de las variaciones de costos solicitadas
02/12/09	Setiembre de 2008 a Agosto de 2009
24/08/10 - 29/10/10	Setiembre de 2009 a Febrero de 2010
28/01/11	Marzo de 2010 a Agosto de 2010
09/09/11	Setiembre de 2010 a Febrero de 2011
02/02/12	Marzo de 2011 a Agosto de 2011
23/07/12	Setiembre de 2011 a Febrero de 2012

El ENARGAS no ha aplicado plenamente aún los ajustes correspondientes.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

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 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.

En este contexto, la Sociedad se encuentra analizando las medidas a implementar para mantener la continuidad del servicio en condiciones de operatividad para los clientes actuales, ante la posibilidad de que persista la demora en la implementación del AT y del AA. Al respecto, tras diversas conversaciones mantenidas con el ENARGAS en el último período, con fecha 16/11/12 la Sociedad emitió una nota dirigida a la autoridad regulatoria solicitándole que en orden a la implementación de la Cláusula 4 del Acta Acuerdo, se celebre un “Acuerdo de Implementación”, realizando para ello una proposición de las principales pautas que debería cumplir el mismo. Se dejó también expuesto que lo sugerido no implica para la Sociedad renunciar a los derechos derivados del AT y el AA firmados y aprobados oportunamente por sendos decretos del Poder Ejecutivo Nacional.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Como resultado de las gestiones realizadas, el día 21/11/12 se firmó con el ENARGAS un acta por la cual “Las Partes” (ENARGAS y la Sociedad) acordaron principalmente la aplicación de un monto fijo por factura, diferenciado por categoría de usuarios a percibir por la Sociedad, la creación de un Fideicomiso exclusivo para la Sociedad y la elaboración de un “Plan de Inversiones de Consolidación y Expansión” que requerirá la aprobación de un “Comité de Ejecución” a crearse en el ámbito del Contrato de Fideicomiso. Se estableció además que el Acta firmada tiene plena vigencia y ejecución en tanto los órganos societarios no se expidan en contrario.

El 27/11/12 el **ENARGAS** emitió la **Resolución N° I-2.407/12**, que prevé los aspectos considerados en el acta mencionada, con vigencia a partir de su fecha de emisión.

Como parte de los compromisos asumidos en el Acta mencionada, con fecha 12/12/12 la Sociedad, Nación Fideicomisos S.A. y ENARGAS suscribieron el Contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración Privado “Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución de Gas por Redes” –“FFA FOCEGAS”–.

Son partes del Contrato de Fideicomiso: la Sociedad (como fiduciante), y Nación Fideicomisos S.A. (en calidad de fiduciario), habiendo suscripto también el instrumento el ENARGAS prestando conformidad a sus términos.

El objeto es la celebración de un contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración en cuyas cuentas se depositarán los montos fijos por factura mencionados (que integran el patrimonio fideicomitado), para su afectación al pago de proyectos y obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación, expansión y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución de gas por redes, seguridad, confiabilidad del servicio e integridad de las redes, así como mantenimiento y todo otro gasto conexo necesario para la prestación del servicio público de distribución de gas, hasta el límite de los fondos efectivamente disponibles.

Las citadas afectaciones se integran en un Plan de Inversión que la Sociedad debe formular y someter a un procedimiento de aprobación previa por ante un Comité de Ejecución que se integrará por un representante de la Secretaría de Política Económica del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, dos representantes del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y un representante del ENARGAS. El Comité de Ejecución podrá efectuar modificaciones a los Proyectos presentados y asimismo sugerir Proyectos de Inversión u obras alternativas a las presentadas por el Fiduciante. Son también funciones del Comité de Ejecución la aprobación de los desembolsos para la realización de los pagos que correspondan, y también de las condiciones de financiamiento en aquellos proyectos que contemplen la emisión de deuda.

El Contrato establece y distingue dos categorías de proyectos y obras, **(i)** la denominada “Obras sin Financiamiento”, gestionadas por la Sociedad por su cuenta y orden realizadas mediante desembolsos provenientes del fondo constituido por los montos fijos recaudados, y que forman parte del patrimonio de la licenciataria; **(ii)** y la llamada “Obras con Financiamiento”, son las obras o proyectos incluidos en el plan de inversión, que necesitarán del financiamiento a través de operaciones de financiamiento, y que en consecuencia, ingresan como bien fideicomitado al fideicomiso, sin perjuicio de que su uso y goce será otorgado a la Sociedad y su propiedad le será transferida a la cancelación total del financiamiento obtenido. Estos proyectos y obras serán ejecutados por el fiduciario y éste, previa aprobación del Comité de Ejecución, celebrará con la Sociedad un contrato de Gerenciamiento asumiendo esta última la calidad de Gerente de Proyecto, actuando por cuenta y orden del comitente a título gratuito.

La duración del contrato se mantendrá hasta el cumplimiento de su objeto y la cancelación de la totalidad de la deuda, o en su caso hasta la finalización de la Licencia.

Por su parte, en el transcurso del mes de enero de 2013, las Partes suscribieron el Manual Operativo previsto en el Contrato de Fideicomiso, y con fecha 01/02/13, la Sociedad, no habiendo sido notificada de la constitución del Comité de Ejecución del Fideicomiso que prevé la normativa, presentó al ENARGAS el Plan de Obras 2013 y la documentación requerida sobre el particular.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 MPFIPyS presentó un pedido de nulidad de todo lo actuado -que la Sociedad ha contestado el 13/10/11- y a su vez interpuso Recurso Extraordinario Federal, lo que fue rechazado por el mencionado tribunal el 23/02/12. En marzo de 2012 el MPFIPyS presentó Recurso de Queja ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación (“CSJN”). Por su parte el ENARGAS también interpuso Recurso Extraordinario ante la CNACAF que fue rechazo el 08/05/12, y también presentó Recurso de Queja ante la CSJN.
- El 27/11/12 se emitió la **Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012** por la que se aprueba a partir del 29/11/12 un nuevo cuadro tarifario que: (i) autoriza a las Distribuidoras, en los términos de lo dispuesto en los respectivos acuerdos suscriptos entre dichas empresas con la UNIREN, a aplicar un monto fijo por factura, diferenciado por categoría de usuario, conforme lo definido en el Anexo de dichas Actas y de acuerdo a la metodología que determinó el ENARGAS mediante Nota N° 13.516 de fecha 30/11/12; (ii) determina que los importes resultantes deberán ser depositados por las Distribuidoras en un Fideicomiso, los cuales constituirán un “Fondo para obras de consolidación y expansión” que serán utilizados exclusivamente para los fines expuestos en oportunidad de comentar en el capítulo inmediato anterior el contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración firmado el 12/12/12 entre la Sociedad, Nación Fideicomisos S.A. y ENARGAS; (iii) define que las Distribuidoras deberán someter a la aprobación de un Comité de Ejecución, a ser creado al efecto en el ámbito del Fideicomiso, un “Plan de Inversiones de Consolidación y Expansión”, expresado en términos físicos y monetarios, y cuyos lineamientos serán determinados en el contrato de fideicomiso; (iv) además determina que los montos que perciban las Distribuidoras a efectos de la presente resolución serán considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco de la readecuación tarifaria acordada en las renegociaciones llevadas a cabo; y (v) que la implementación de dicho mecanismo de trato no exime a las Licenciatarias del cumplimiento de las obligaciones previstas en el Marco Normativo vigente.

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, efectuada por la misma autoridad regulatoria, 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- 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).

El transporte

- Entre todos los acuerdos que se encuentran vigentes a la fecha de cierre del presente documento, la Sociedad cuenta con una capacidad Firme de transporte con T.G.N. S.A. de 5.517.000 m³/día.

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.

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.

- A finales de setiembre de 2005, impulsado por la SE bajo el Programa de Fideicomisos de Gas creado por la Resolución N° 185/2004 del MPFIPyS, 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 Gasoducto Centro Oeste), por lo que 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 un total de 1.407.000 m³/día bajo Prioridad 1 (consumos R, P1 y P2). La Sociedad desconoce los motivos por los cuales el ENARGAS no validó el total de 1,8 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 de emisión 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 reparar 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 el 29/11/11 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 oportunamente en conocimiento del ENARGAS y de la SE sus observaciones al respecto.

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, responsables de cubrir la demanda prioritaria opera totalmente bajo el esquema de solicitud, confirmación y re-direccionamientos de gas 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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. Adicionalmente la resolución otorga atributos al ENARGAS como Autoridad concentradora de las decisiones pertinentes al despacho de gas, transporte y distribución.
- 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.

- Con fecha 16/12/08 se emitió 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 implica nuevos aumentos de precios del gas para los distintos segmentos de la categoría residencial de mayor consumo (R3). Este incremento del precio del gas es asignable exclusivamente al productor, mientras que el aumento previsto en la Resolución SE N° 1.070/2008 es asignable al Fondo Fiduciario creado por la **Ley N° 26.020**.

Por aplicación de la **Resolución ENARGAS N° I/568/2008** estos incrementos en el precio del gas natural fueron trasladados a la tarifa final de los usuarios.

- Con fecha 08/03/12 se emitió la **Resolución SE N° 55/2012** donde se ratifica la Tercera Addenda al Acuerdo Complementario con los Productores de Gas (“A3”), que tiene por objeto prorrogar desde el 01/01/12 y hasta el 31/12/12 los términos y condiciones del Acuerdo Complementario.

Teniendo en cuenta que existen productores de gas natural que no han firmado la addenda A3 (entre los cuales se encontraba YPF S.A.), dicha Resolución establece que (i) los productores no firmantes del Acuerdo Complementario tendrán la primera prioridad en el abastecimiento con destino a las Categorías de usuarios sin incremento de precios (R1; R2-1; R2-2, y SDB); y (ii) con el objetivo de mantener el equilibrio respecto de los aportes de los Productores al Fondo Fiduciario creado por la **Ley N° 26.020**, las Distribuidoras deberán suplir los aportes que los productores no firmantes dejan de realizar a dicho fondo, en el caso en que sus entregas de gas excedan las categorías sin aumento.

Se destaca que con relación a esta resolución, YPF S.A. ha formulado reservas de derecho de reclamar a la Sociedad las diferencias de precio que se resuelvan en las instancias administrativas y/o judiciales.

- Con fecha 20/03/12 el ENARGAS emitió la **Resolución N° I-2.087/2012**, en el marco de la **Resolución SE N° 55/2012**, que establece un procedimiento para (i) asignar los volúmenes entregados entre los productores firmantes y no firmantes



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

del Acuerdo Complementario; y (ii) que las Distribuidoras ingresen en forma directa al Fondo Fiduciario creado por la Ley N° 26.020 las sumas necesarias para mantener el equilibrio respecto de los aportes de los Productores a dicho fondo.

- La Sociedad ha requerido formalmente al ENARGAS que se aclaren o resuelvan cuestiones de forma y de fondo que imposibilitan el cumplimiento de las pautas establecidas en la **Resolución ENARGAS N° I-2.087/2012**.
- Con fecha 02/05/12 la Sociedad fue notificada, mediante Nota del ENARGAS N° I-4.926 de fecha 25/04/12, que YPF S.A., en su carácter de Productor de Gas Natural, se ha adherido a la addenda A3 mediante un acuerdo individual suscripto entre esa empresa y la SE con fecha 19/04/12, según lo informado por la SE en su Nota SE N° 2.323 del 23/04/12. En virtud de la fecha del acuerdo individual mencionado, los efectos de la addenda A3 tendrán vigencia para YPF S.A. para las entregas de gas que se producen desde el 01/04/12 hasta el 31/12/12.
- Con fecha 12/06/12 se emitió la **Resolución SE N° 277/2012** donde se aprueban la primera y la segunda Addenda al Acuerdo Complementario con los Productores de Gas, que prorrogaron desde el 01/01/10 hasta el 31/12/11 los términos y condiciones del Acuerdo Complementario.
- 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 determinase 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/1.707/2011** del 26/04/11 para el año 2011 y **Resolución N° I-2.200/2012** del 05/06/12 para el año 2012, 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Mediante **Resolución ENARGAS N° I/1.993/2011** 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.

Asimismo, por la **Resolución ENARGAS N° I/1.982/2011**, luego complementada por la Resolución **ENARGAS N° I/1.991/2011** del 24/11/2011, el ENARGAS instruyó a las Licenciatarias a aplicar 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**, a los consumos registrados a partir del 01/01/12 de los usuarios no residenciales cuya actividad principal o secundaria desarrollada en el punto de suministro sea: (i) extracción de minerales, petróleo crudo y gas natural, (ii) servicios para la aeronavegación, (iii) servicios de telecomunicaciones, (iv) servicios de banca y financieros, (v) servicios relacionados a juegos de azar y apuestas, (vi) refinación de petróleo, (vii) procesamiento de gas natural, (viii) elaboración de aceites y grasas vegetales y biocombustibles, (ix) agroquímicos.

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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- El 07/05/12 se publicó la **Ley N° 26.741** que declara de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. También se crea el Consejo Federal de Hidrocarburos, y se declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A.

El 27/07/12 se publicó el **Decreto PEN N° 1.277/12** que reglamenta la Ley N° 26741, y crea la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en la órbita de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo, del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, que elaborará anualmente el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, y crea el Registro Nacional de esas inversiones.

- 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

“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. El tribunal rechazó el referido pedido de nulidad. En contra de dicha resolución el MPFIPyS interpuso recurso extraordinario. Los recursos extraordinarios del ENARGAS y del MPFIPyS fueron rechazados. Ambos organismos interpusieron recurso de queja ante la CSJN.

- 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.

Hasta el mes de junio de 2012 los productores estaban asignando las cantidades confirmadas por el ENARGAS, coincidentes con las solicitadas por la Sociedad y que surgen del Acuerdo de Abastecimiento de GLP entre productores y la SE para el periodo mayo 2010–abril 2011. Para julio de 2012 los productores confirmaron para dicho mes solo las cantidades solicitadas oportunamente por la Sociedad para la demanda prioritaria, no así las cantidades correspondientes al abastecimiento de los servicios SGP3, aspecto este último que fue debidamente reclamado por la Sociedad. A partir de agosto de 2012 los productores comenzaron a confirmar las cantidades mensuales oportunamente solicitadas por la Sociedad para la demanda prioritaria y los servicios SGP3.

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 2012, adecuándose los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de umbundling de gas y disponibilidad de transporte y distribución, particularmente en el marco de los **Decretos PEN N° 180 y 181** de 2004, de las **Resoluciones SE N° 752/2005, SE N° 2.020/2005, SE N° 275/2006, ENRG N° 1.410/2010**, y normativa complementaria.

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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

2) Estructura patrimonial comparativa (en miles de pesos):

	<u>31/12/12</u>	<u>31/12/11</u>	<u>31/12/10</u>	<u>31/12/09</u>	<u>31/12/08</u>
Activo Corriente	155.079	127.406	121.955	79.035	74.902
Activo no corriente	495.960	493.344	499.256	511.083	520.431
Total del activo	651.039	620.750	621.211	590.118	595.333
Pasivo corriente	78.463	62.149	71.937	55.443	55.370
Pasivo no corriente	94.704	85.698	2.379	650	656
Total del pasivo	173.167	147.847	74.316	56.093	56.026
Patrimonio neto	477.872	472.903	546.895	534.025	539.307
Total del pasivo más Patrimonio neto	651.039	620.750	621.211	590.118	595.333

3) Estructura de resultados comparativa (en miles de pesos):

	<u>31/12/12</u>	<u>31/12/11</u>	<u>31/12/10</u>	<u>31/12/09</u>	<u>31/12/08</u>
Resultado operativo ordinario: (Pérdida)/Utilidad	(6.293)	8.173	19.200	22.710	30.683
Resultados financieros y por tenencia	16.443	10.626	6.153	4.163	4.188
Otros ingresos/(egresos), netos	3.931	198	193	(434)	1.019
Utilidad ordinaria antes del impuesto a las ganancias	14.081	18.997	25.546	26.439	35.890
Impuesto a las ganancias	(6.364)	(6.717)	(12.676)	(13.124)	(16.314)
Utilidad neta	7.717	12.280	12.870	13.315	19.576

4) Estructura del flujo del efectivo comparativa (en pesos):

	<u>31/12/12</u>	<u>31/12/11</u>	<u>31/12/10</u>	<u>31/12/09</u>	<u>31/12/08</u>
Fondos generados por (aplicados a) las actividades operativas	4.419	20.162	48.391	33.972	33.715
Fondos generados por (aplicación a) las actividades de inversión	(15.117)	(17.408)	(11.287)	(15.190)	(19.012)
Fondos generados por (aplicación a) las actividades de financiación	11.572	3.534	4.920	(18.597)	(23.003)
Total de fondos generados o (aplicados) durante el ejercicio	874	6.288	42.024	185	(8.300)

5) Datos estadísticos:

	<u>31/12/12</u>	<u>31/12/11</u>	<u>31/12/10</u>	<u>31/12/09</u>	<u>31/12/08</u>
Volúmenes operados (millones de m ³)	2.475,9	2.503,5	2.371,8	2.290,2	2.391,3
Ingresos por ventas (miles de pesos)	266.354	252.733	233.517	209.147	184.324
Costo del gas (miles de pesos)	181.301	170.270	153.841	137.425	110.043

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 26/02/13
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

6) Índices:	31/12/12	31/12/11	31/12/10	31/12/09	31/12/08
Liquidez ¹	1,98	2,05	1,70	1,43	1,35
Liquidez inmediata ²	1,95	2,01	1,67	1,39	1,32
Solvencia ³	2,76	3,20	7,36	9,52	9,63
Endeudamiento ⁴	0,36	0,31	0,14	0,11	0,10
Razón del Patrimonio neto/Activo total	0,73	0,76	0,88	0,90	0,91
Inmovilización del capital ⁵	0,76	0,79	0,80	0,87	0,87
Rentabilidad ⁶	0,02	0,02	0,02	0,02	0,04
Leverage financiero (ROE/ROA) ⁷	1,36	1,31	1,13	1,10	1,08
Rotación de activos ⁸	0,41	0,41	0,38	0,35	0,31
Rotación de inventarios ⁹	1,46	1,51	1,48	1,50	1,37

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 31/12/12).

7) Comparación analítica de resultados:

- El resultado operativo ordinario al 31/12/12 (pérdida de \$6,3 millones) acusa una diferencia negativa de \$14,5 millones con respecto al 31/12/11 (utilidad de \$8,2 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 \$83,7 millones (como consecuencia del congelamiento de tarifas desde 1999 y del incremento de precios sufrido 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 31/12/12 es una utilidad de \$7,7 millones, lo que implica alcanzar una diferencia de \$4,6 millones -pérdida- con respecto a la utilidad registrada al 31/12/11 (corregida en comparativo por efecto del impuesto a las ganancias diferido), que ascendió a \$12,3 millones.

El mayor impacto entre ambos resultados está dado por el efecto neto entre:

(i) el menor impuesto a las ganancias expuesto en el resultado comparativo del ejercicio 2011 por considerarse el ajuste que corresponde a ese año en el impuesto a las ganancias por la reexpresión a moneda constante de activos no monetarios (\$3,6 millones);

(ii) el aumento de 5,4% en las ventas en pesos con respecto al 31/12/11, originado conjuntamente y con distintos efectos, por una disminución de 1,1% en el volumen de gas operado entre ambos ejercicios, el incremento del número de clientes (3,5%); por una diferente distribución de la venta por segmentos de clientes (9,2% más de venta a residenciales); y por un incremento de aproximadamente de 2,2 % en la facturación por aplicación de la Resolución ENARGAS N° I-2.407/12;

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 26/02/13
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

(iii) el incremento en el costo de ventas más los gastos de administración y comercialización, que en conjunto aumentaron 11,5% al 31/12/12 respecto del 31/12/11. El costo de ventas creció 6,6%, fundamentalmente por el efecto neto entre: el incremento de 5,6% en el costo de la compra del gas; una demanda prioritaria mayor que la registrada para el ejercicio 2011; el aumento de 4,9% en el costo del transporte y de 8,6% en los gastos de distribución. Los gastos de administración y comercialización aumentaron en conjunto aproximadamente 23,2%, 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;

(iv) la mayor ganancia neta de los resultados financieros netos obtenidos al 31/12/12 de \$16,4 millones (54,8%) respecto de los correspondientes al 31/12/11, como consecuencia, principalmente, de un incremento de casi \$2,5 millones en la variación -ganancia- por intereses generados por activos y pasivos; el incremento -ganancia- de los resultados por tenencia de \$0,12 millón, y la mayor ganancia neta de casi \$3,2 millones entre las diferencias de cotización activas y pasivas (derivada, principalmente, por ganancias generadas por activos en dólares estadounidenses al 31/12/12 pese a que se redujeron en 3,3% con respecto al 31/12/11, y con diferentes diferenciales de cotización del peso argentino frente al dólar estadounidense entre épocas -con una paridad al 31/12/12 de \$4,878 por U\$S, frente a \$4,264 por U\$S al 31/12/11, versus \$3,94 al 31/12/10-); y

(v) el aumento de \$3,7 millones al 31/12/12 en los otros ingresos netos con respecto al 31/12/11 como consecuencia principalmente, del aumento en el recupero de provisiones y contingencias con resultado favorable.

8) Perspectivas:

- Para el primer trimestre del año 2013 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 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 2013, 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. Llevar a cabo un proceso de optimización de los sistemas informáticos, y administrar la seguridad de los mismos conforme las necesidades de la gestión. Proseguir con la implementación de mejoras a los procesos comerciales y técnicos –en especial, con la implementación del proyecto de emisión de la factura digital y con la incorporación de una nueva herramienta informática en el sector de despacho–; continuar con las modificaciones al sistema comercial por cambios en materia regulatoria; con el proyecto para el alta electrónica de clientes, el reemplazo del sistema y colectores de datos para la lectura de consumos de grandes clientes; y con el mantenimiento de las aplicaciones existentes en apoyo a la gestión de la Sociedad. Concretar la implementación del proyecto de los servicios descentralizados de cobranzas.
- En Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se continuará con el Plan de Acción 2011/2013, avanzando en la definición e implementación de los procesos necesarios para alcanzar el objetivo de cumplir con las condiciones que permitan una futura certificación de normas internacionales en el ámbito de SSA. Se iniciarán trabajos de redistribución de puestos en las oficinas, que conllevarán a una mejora de los espacios de trabajo, la ventilación e iluminación de los mismos. Se llevarán a cabo exámenes de evaluación médica a la tercera parte de la plantilla del personal. Se establecerán estándares de evaluación de indicadores medioambientales relacionados con la emisión de metano, dióxido de carbono y desechos.
- Iniciar el programa anual de capacitación elaborado para el ejercicio sobre la base del proyecto interanual previsto, abarcando temas de formación técnica, profesional, actitudinal y complementaria a las competencias adquiridas.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- 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 y también en particular con la aplicación de la Resolución ENARGAS I-2.407/12 con el programa FFA FOCEGAS, 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 la Sociedad y de terceros interesados.

Entre otras inversiones, se proseguirá con las obras de potenciamiento y renovación de redes y servicios e interconexión de gasoductos de alta presión; se finalizarán las obras de renovación de cámaras reductoras de presión como La Mora, en Mendoza; se adquirirán medidores y unidades correctoras para distintos caudales, presiones y diámetros para nuevas industrias y clientes residenciales; se instalarán sistemas de tele-medición de caudales en cámaras reguladoras de presión y en instalaciones de grandes usuarios; se operarán mejoras en la seguridad electrónica; y se realizarán trabajos de digitación de planos.

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. Asimismo, la Sociedad analizará las medidas a implementar para mantener la continuidad del servicio en condiciones de operatividad para los clientes actuales, ante la posibilidad de que persista la demora en la plena implementación del AT y del AA.

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 para 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Finalizar las negociaciones conducentes a renovar totalmente 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.

- **Para el resto del año 2013 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 2013 respecto del mantenimiento de redes, gasoductos y cámaras, como así también con 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. Concretar la implementación del sistema de lectores biométricos para el control de acceso de personas a las oficinas y del sistema de los colectores de datos para la lectura de consumos de grandes clientes. Se continuará con los proyectos de eficiencia de corto plazo en el ámbito de la tecnología de información -en particular el de optimización del centro de cómputos-; 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 continuará con el Plan de Acción 2011/2013, que incluye entre otros aspectos la campaña anual de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono, avanzando además en la definición e implementación de los procesos necesarios para alcanzar el objetivo de cumplir con las condiciones que permitan una futura certificación de normas internacionales en el ámbito de SSA.
- 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 4.500 horas/hombre para todo el año 2013.
- 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 2013 de inversiones operativas y otras menores, con el objetivo de sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones establecidas 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; interconexiones de redes de media y baja presión; estandarización de plantas reguladoras de presión; telemetría en plantas reguladoras aisladas; incorporación de un sistema de filtrado; construcción de ramal de alimentación a estación de regulación; instalación de equipos rectificadores y renovación de dispersores en materia de protección catódica; se realizarán trabajos de digitación de planos; la puesta en marcha de un nuevo software para cálculo de líneas de transmisión y redes; e inversiones menores en equipamiento.
- Continuar con las gestiones iniciadas ante la SE, el ENARGAS y/o los Gobiernos Provinciales para incluir la ejecución de las obras de distribución propuestas para satisfacer el crecimiento de la demanda en el área licenciada dentro de los Programas de Fideicomisos de Gas y/o acuerdos específicos.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- En el marco de la Resolución ENARGAS N° I-2.407/12, se dará continuidad a las actividades administrativas y técnicas que se requieran en cumplimiento de los objetivos establecidos.

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. Asimismo, la Sociedad analizará las medidas a implementar para mantener la continuidad del servicio en condiciones de operatividad para los clientes actuales, ante la posibilidad de que persista la demora en la plena implementación del AT y del AA.

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 octavo y noveno 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.

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.

9) 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

10) Preparación de los estados contables y de la información complementaria a presentar en el periodo 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 Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“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.

Con fecha 20/12/12 la CNV emitió la Resolución General N° 613/2012 referida a la aplicación de las NIIF en los Estados Financieros de las Sociedades Transportistas y Distribuidoras de Gas y sus Controlantes. Dicha disposición establece que conforme fuera trasladada la consulta efectuada el 25/11/11 a la Comisión Interinstitucional creada por la CNV junto con la FACPCE y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (“BCBA”) para el análisis de consultas relativas a la implementación de las NIIF, se concluyó que la Interpretación N° 12 “Acuerdos de Concesión de Servicios” (“CINIIF 12”) no es de aplicación a los estados financieros de las licenciatarias de la prestación de servicios públicos de transporte y distribución de gas, teniendo en cuenta las condiciones actuales de los contratos. En esas condiciones, estas emisoras deberán presentar sus estados financieros preparados sobre la base de las NIIF, para los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2013, debiendo incorporar como nota informativa a los estados financieros por los ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2012 preparados sobre la base de las normas profesionales vigentes (excluyendo la Resolución Técnica N° 26 y su modificatoria la Resolución Técnica N° 29), una conciliación del patrimonio neto y de los resultados con los que surgirían de aplicar las NIIF.

Tal como lo establece la **Resolución General N° 562/2009** y modificatorias de la CNV, en Nota 4.h) a los Estados Contables individuales al 31 de Diciembre de 2012, se expone el impacto cuantitativo del cambio a las NIIF, mediante una conciliación entre el patrimonio y el resultado determinados de acuerdo con las normas aplicadas en la preparación de dichos estados y el determinado de acuerdo con las NIIF a la fecha de transición hacia las NIIF (31 de diciembre de 2011) y al cierre del ejercicio 2012.



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 1º de enero de 2012 y finalizado el 31 de diciembre de 2012.

(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 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

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 las Notas 5.d y 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 1.316	(1) U\$S 615 (2) U\$S 2.050 U\$S 1.316	1.973
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 111.309 € 10.000	U\$S 9.500 € 10.000	278.356
Responsabilidad civil Directores y Gerentes	Responsabilidad civil	U\$S 10.000	U\$S 10.000	-
Valores en tránsito y en caja	Robo	U\$S 500	U\$S 500	164

- (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 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN

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 26/02/2013
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
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 2012 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. Según se indica en la Nota 5.e) a los estados contables adjuntos, la Sociedad determinó el valor recuperable de los bienes de uso al 31 de diciembre de 2012 en base a proyecciones de flujos de fondos futuros que incorporan incrementos tarifarios en base a las estimaciones de la Gerencia sobre el resultado final del proceso de renegociación de ciertos términos del contrato de licencia con el Estado Nacional, que se detallan en la Nota 3.3.) a los estados contables adjuntos.

A la fecha de emisión de nuestro informe, existen incertidumbres respecto a si estas premisas utilizadas por la Gerencia para elaborar las proyecciones mencionadas puedan concretarse en el futuro, y en consecuencia si los valores recuperables de los bienes de uso superarán los importes registrados en libros al 31 de diciembre de 2012.

5. En nuestra opinión, sujeto a los efectos de los ajustes, si los hubiere, que podrían haberse requerido de conocerse el resultado final de las incertidumbres mencionadas en el párrafo 4, 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 2012 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.
6. Tal como se indica en la Nota 4.h) a los estados contables adjuntos, las partidas y cifras contenidas en las conciliaciones a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), incluidas en dicha nota, están sujetas a cambios y solo podrán considerarse definitivas cuando se preparen los estados contables anuales correspondientes al ejercicio en que se apliquen por primera vez las NIIF.
7. En relación al estado de situación patrimonial de DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. al 31 de diciembre de 2011, 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 5 de marzo de 2012 hemos emitido un informe de auditoría sin salvedades sobre dichos estados contables. Con posterioridad a la fecha de emisión del mencionado informe, los estados contables del ejercicio 2011 fueron ajustados para dar efecto retroactivo al cambio de criterio descrito en la nota 5.g)i. a los estados contables adjuntos. Hemos auditado esos ajustes y, en nuestra opinión, los mismos son apropiados y han sido aplicados debidamente a los estados contables del ejercicio 2011.
8. 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, sujeto a los efectos de los ajustes, si los hubiere, que podrían haberse requerido de conocerse el resultado final de las incertidumbres mencionadas en el párrafo 4, 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 4 y 6 de la “Reseña Informativa por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012” 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 2012 y finalizado el 31 de diciembre de 2012”, 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 2012 adjuntos.
 - c) La información contenida en la Reseña Informativa por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011 antes de haber incorporado los cambios mencionados en el párrafo 7, surge de los estados contables a dicha fecha, sobre los cuales hemos emitido, con fecha 5 de marzo de 2012, un informe sin salvedades. La información contenida en la Reseña Informativa por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010, la cual no fue modificada por la Dirección de la Sociedad para incorporar los cambios mencionados en el párrafo 7, surge de los estados contables a dicha fecha sobre los cuales hemos emitido, con fecha 9 de febrero de 2011, un informe sin salvedades.

- d) La información contenida en la Reseña Informativa correspondiente a los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2009 y 2008, la cual no fue modificada por la Dirección de la Sociedad para incorporar los cambios mencionados en el párrafo 7, ha sido cubierta por otros auditores quienes emitieron sus informes de auditoría sobre dichos estados contables de fechas 9 de febrero de 2010, sin salvedades y de fecha 9 de febrero de 2009, 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.
- e) Al 31 de diciembre de 2012 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 \$ 1.038.607, no siendo exigible a esa fecha.
- f) Hemos aplicado los procedimientos de prevención de lavado de dinero 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.
- g) Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012 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 65% del total de servicios de auditoría facturados a la Sociedad y a la controlante y, el 65% del total facturado a la Sociedad y a la controlante por todo concepto.

Buenos Aires,
26 de febrero de 2013

PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233

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 2012 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 26 de febrero de 2013 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.

Según se indica en la Nota 5.e) a los estados contables adjuntos, la Sociedad determinó el valor recuperable de los bienes de uso al 31 de diciembre de 2012 en base a proyecciones de flujos de fondos futuros que incorporan incrementos tarifarios en base a las estimaciones de la Gerencia sobre el resultado final del proceso de renegociación de ciertos términos del

contrato de licencia con el Estado Nacional, que se detallan en la nota 3.3) a los estados contables adjuntos. A la fecha de emisión de nuestro informe existen incertidumbres respecto a si estas premisas utilizadas por la Gerencia para elaborar las proyecciones puedan concretarse en el futuro, y en consecuencia si los valores recuperables de los bienes de uso superarán los importes registrados en los libros al 31 de diciembre de 2012.

Basados en nuestra revisión, informamos que:

1. Sujeto a los ajustes, si los hubiere, que podrían haberse requerido de conocerse el resultado final de la situación mencionada en el párrafo 5 anterior, 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 2012, 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, 4 y 6 de la Reseña informativa por los ejercicios finalizados el 31 de Diciembre 2012 y 2011 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 2012 y 2011 adjuntos y al 31 de Diciembre de 2010, 2009 y 2008 , que no se incluyen en el documento adjunto. Sobre dichos estados contables la firma Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L. emitió informe de fecha 5 de marzo de 2012 y 9 de febrero de 2011 para los ejercicios cerrados el 31 de diciembre de 2011 y 2010 respectivamente y la firma Price Waterhouse & Co. emitió informe de fecha 9 de febrero de 2010 y 9 de febrero de 2009 para los ejercicios cerrados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, 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. El Directorio ha presentado como Anexo a la Memoria el Informe sobre el Código de Gobierno Societario previsto por la Resolución General 606 de la Comisión General de Valores el cual no nos merece observaciones, en lo que es materia de nuestra competencia.
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 transcritos en el Libro Inventario y Balances.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
26 de febrero de 2013

Por Comisión Fiscalizadora

Adolfo Lázara
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E.C.A.B.A. T°: LXIX F°: 174