



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 décimo noveno ejercicio económico, comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2010.

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

Para la economía argentina, y para la mayoría de los países emergentes, 2010 fue un año de recuperación luego de la caída de 2009. La actividad mundial retomó su avance, pero este continúa a dos velocidades: mientras las naciones avanzadas muestran un crecimiento muy moderado, sin despejar los riesgos de retroceso, las economías en desarrollo están en auge, con un marco internacional favorable, que deja un punto de partida positivo para 2011.

La economía mundial pudo salir de la crisis por la que atravesó el año anterior gracias a la ayuda fiscal y monetaria de los gobiernos centrales. Sin embargo, problemas con la deuda soberana en Grecia primero e Irlanda después, implicaron altibajos en el segundo y cuarto trimestre. En su último Panorama sobre Perspectivas Económicas, el Fondo Monetario Internacional ("FMI") estimó una suba de 4,8% en el Producto Bruto Mundial, frente a la caída de 0,6% de 2009.

Entre las economías avanzadas el crecimiento fue menor: el Producto Bruto alcanzará un crecimiento de 2,7% en 2010. De todos modos, esto evidencia una importante recuperación respecto a la baja de 3,2% del año anterior. Estados Unidos de Norteamérica evidenciaría una recuperación de 2,6% (cayó 2,6% en 2009), la zona del Euro crecería 1,7% (había caído 4,1%) y Japón avanzaría 2,8%.¹

Por su parte, los mercados emergentes y en desarrollo muestran un impulso más vigoroso. Según el FMI, en 2010 crecerán 7,1% en conjunto, frente a una suba de 2,5% en 2009. Las economías asiáticas siguen siendo un motor importante, con una estimación de suba promedio de 9,4%. Dentro de este grupo, China avanzaría 10,5% en 2010, algo por encima del 9,1% que mostró el año anterior. En tanto, la India crecería 9,7%.¹

Al igual que los países asiáticos, América Latina y el Caribe también mostraron un crecimiento mayor en 2010. Este conjunto de naciones crecería 6%, frente a una caída de 2,3% durante 2009. Las economías con mayor crecimiento previsto son: Argentina (8,4%), Uruguay (9%), Paraguay (9,7%) y Perú (8,6%). En tanto, Brasil cerraría 2010 con una suba de 7,7%, frente a la caída de 0,6% de 2009, y México con un avance de 5,3%, tras caer 6,1% en el año anterior.²

Los mercados financieros tuvieron en 2010 un año de elevada volatilidad. Mientras la FED³ sigue manteniendo su tasa de interés de referencia cerca del cero y las economías desarrolladas (Estados Unidos de Norteamérica y Europa) continúan inyectando grandes cantidades de dinero para reactivar esas economías, los índices bursátiles tuvieron

¹ Fondo Monetario Internacional ("FMI"). Perspectivas de la economía mundial – Octubre de 2010.

² CEPAL - Balance preliminar de las economías de América Latina y el Caribe 2009 – Diciembre de 2010.

³ Reserva Federal de los Estados Unidos de Norteamérica.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

grandes altibajos. La mayoría de las bolsas del mundo experimentó subas, pero terminaron el año por debajo de sus mínimos. El Índice Dow Jones cerró 2010 con un valor de 11.577,51, un 11,02% más que un año atrás⁴.

Las commodities también mostraron fuertes ascensos, sobre todo los metales y las materias primas agrícolas. El barril de petróleo WTI terminó el año en U\$S91,38 y el oro en valores récord de U\$S1.419,35 la onza⁵.

En 2010 la economía argentina volvió a retomar la senda de crecimiento luego de la crisis de 2009 (cuando cayó 2,5% según estimaciones privadas⁶ pero creció 0,9% según el INDEC)⁶. El EMAE⁷, que se utiliza como anticipo del Producto Interno Bruto ("PIB"), muestra un incremento interanual de 8,9% hasta octubre de 2010. El Presupuesto Nacional prevé que 2010 cerrará con un crecimiento de 8,9%⁸, en tanto el IERAL estima un 8%.

La inflación volvió a acelerarse durante 2010. Los precios al consumidor estimados por el INDEC mostraron una suba de 10,9%⁹ en el año aunque estimaciones privadas la ubican alrededor de 25%. Los precios mayoristas, en tanto, cerraron 2010 con una suba interanual de 14,6%¹⁰.

En el sector agropecuario la cosecha de granos tuvo una fuerte recuperación. La campaña 2009/2010 fue de 92,3 millones de toneladas, muy por encima de los 58 millones de toneladas de la campaña 2008/2009. Esto produjo un importante incremento de las exportaciones y de la recaudación. Los precios estuvieron sostenidos a lo largo del año. Al final de 2010, la tonelada de soja cerró en U\$S537.¹¹

De la mano de la mayor actividad económica, de la política de recomposición de ingresos del Gobierno Nacional y de las promociones de los bancos, el consumo tuvo una fuerte recuperación. La venta de los supermercados, a valores constantes, acumuló en los primeros 11 meses de 2010 una suba interanual de 7,3%¹², mientras que las ventas constantes de los centros de compras en noviembre, muestra un aumento de 20,1%¹³.

A su vez, el consumo de bienes durables se evidencia en una suba interanual de 28,68% en el patentamiento de vehículos cero kilómetro en 2010 con 662.591 unidades¹⁴. En el año se fabricaron 724.023 unidades en el país, con un incremento de 43,3% respecto de 2009.¹⁵

En el sector de la construcción, luego de una caída de 2,0% en 2009, la actividad se recuperó y en 2010 experimentó un crecimiento moderado en los primeros meses y cercano al 10% en el resto del año. Según el indicador oficial, el acumulado entre enero y noviembre de 2010 muestra una suba interanual de 10,2%¹⁶.

La industria en general también mostró una firme reactivación. En los primeros 11 meses de 2010 acumuló una suba de 9,7% respecto de igual período del año anterior, con un impulso mayor hacia fin de año. En noviembre el incremento interanual desestacionalizado fue de 12,5%¹⁷.

⁴ Bolsa de Nueva York.

⁵ Instituto de Estudios Económicos sobre la Realidad Argentina y Latinoamericana ("IERAL"), de la Fundación Mediterránea.

⁶ Instituto Nacional de Estadística y Censos ("INDEC").

⁷ INDEC - Estimador Mensual de la Actividad Económica ("EMAE").

⁸ Mensaje de elevación del Presupuesto Nacional 2011. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación ("MEFP").

⁹ INDEC - Índice de Precios al Consumidor ("IPC").

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 2010.

¹³ INDEC - Encuesta de Centros de Compras - Noviembre de 2010.

¹⁴ Asociación de Concesionarios de Automotores de la República Argentina ("ACARA").

¹⁵ Asociación de Fábricas de Automotores de la Argentina ("ADEFA").

¹⁶ INDEC - Indicadores de Coyuntura de la Actividad de la Construcción - Noviembre de 2010.

¹⁷ INDEC - Estimador Mensual Industrial ("EMI") - Diciembre de 2010.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Con la recuperación de la actividad económica, en 2010, hubo un incremento de la demanda neta total del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) de 5,9% respecto al año anterior. En diciembre la demanda fue de 10.125,7 GWh, 12,2% superior al mismo mes de 2009¹⁸.

En el mercado del gas natural, durante los primeros 10 meses de 2010 el total de producto entregado por las distribuidoras fue de 25.834,45 millones de m³, 0,56% menos que los 25.976,73 millones de m³ registrados en el mismo período de 2009.¹⁹

El repunte de la cosecha de granos argentina, de la actividad automotriz y la recuperación de los precios internacionales produjeron un importante aumento de las colocaciones externas del país. En los primeros 11 meses de 2010 se exportaron U\$S62.915 millones, 24% más que el mismo período de 2009, en tanto que se importó por U\$S51.099 millones, 45% por encima de los registros de igual lapso del año anterior. El saldo de la balanza comercial fue positivo en U\$S11.816 millones, pero fue inferior a los U\$S15.667 millones de los primeros 11 meses de 2009.²⁰

En el plano social, la recuperación económica posibilitó una mejora de los indicadores laborales. En el 3° trimestre de 2010 la desocupación fue del 7,5% de la Población Económicamente Activa (“PEA”), con un marcado descenso respecto del 9,1% de igual período del año anterior.²¹

La recaudación nacional mostró un fuerte crecimiento en función de la suba de los precios internos, la recuperación de las exportaciones agropecuarias y la suba de la masa salarial. El fisco recaudó \$409.900 millones en 2010, 34,4% más que en igual período del año anterior. Los recursos de la Seguridad Social crecieron 32,1% y los del comercio exterior aumentaron 46,9%.²² Así, el resultado fiscal terminó con un superávit financiero de \$7.969,6 millones en los primeros 11 meses de 2010. En tanto, el Tesoro Nacional obtuvo un superávit primario de \$27.318 millones en igual lapso.²³

Pese a la mejora en la situación fiscal, el stock de deuda bruta del país creció de U\$S147.119 millones en diciembre de 2009 a U\$S160.890 millones al 30 de septiembre de 2010. Parte de este incremento obedeció a la emisión de deuda con destino al Banco Central (BCRA), para que éste cumpla con los vencimientos de 2010 con Organismos Internacionales de Crédito, y a la creación del Fondo del Desendeudamiento Argentino, para cancelar servicios de deuda con tenedores privados, que se efectivizaron a lo largo del año. Además, incluye parte de los resultados de la reapertura del Canje de Deuda pública nacional, que implicó reconocer deuda antes no contabilizada.²⁴

En el plano financiero, aunque 2010 fue un año de alta volatilidad internacional, localmente se evidenció una firme recuperación. El Índice Merval de la Bolsa de Buenos Aires volvió a la senda de crecimiento y tocó valores récord. A fin de 2010, cerró en 3.523,59 puntos con una suba de 51,83% respecto a los 2.320,73 del último día hábil de 2009.²⁵ El dólar mayorista pasó de \$3,80 a \$3,98 con una suba de 4,73% y las tasas de plazo fijo evidenciaron un incremento de 10,06% en el igual período de 2010.²⁶

En los últimos dos meses de 2010 el Gobierno anunció e inició una negociación con el Club de París para resolver la deuda impaga que la Argentina mantiene desde el *default* de 2001 con los países del organismo, lo que implicará el reingreso del país a los mercados internacionales de crédito.

¹⁸ Fundelec - Fundación para el Desarrollo Eléctrico – Noviembre de 2010.

¹⁹ ENARGAS - Datos operativos a Septiembre de 2009 y 2010.

²⁰ INDEC - Intercambio Comercial Argentino - Noviembre de 2010.

²¹ INDEC - Encuesta Permanente de Hogares – Noviembre de 2010.

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 2010.

²⁴ MEFP. Deuda Pública del Estado Argentino. Junio de 2010.

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

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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Otra noticia que fue recibida con expectativa fue la visita de una delegación del FMI en diciembre de 2010 (la primera luego de la cancelación de la deuda del país con el organismo internacional). El FMI está asesorando a la Argentina para la elaboración de un Índice de Precios al Consumidor Nacional.

En 2011 se espera que estas dos cuestiones puedan resolverse para poder allanar el camino de las empresas locales al crédito internacional. En el plano interno, dos temas para prestar atención son, por un lado, la evolución de la inflación que se aceleró en 2010, y por el otro, lo que suceda con las elecciones para elegir al próximo Presidente en 2011.

Principales variables macroeconómicas	Fuente (*)	2010	2009
PIB Mundial - Variación anual %	FMI	4,8	(0,6)
PIB de EEUU - Variación anual %	FMI	2,6	(2,6)
PIB de Zona Euro - Variación anual %	FMI	1,7	(4,1)
PIB de China - Variación anual %	FMI	10,5	9,1
PIB de Brasil - Variación anual %	CEPAL	7,7	(0,6)
Datos de la economía Argentina	Fuente (*)	2010	2009
PIB - Variación anual %	IERAL/INDEC	8,0	0,9
PIB en miles de millones de pesos corrientes	IERAL/MECON	1.463,4	1.145,5
Inversión Interna Bruta Fija (a precios de 1993) - Variación anual %	IERAL/MECON	15,2	(10,2)
Consumo privado (a precios de 1993) - Variación anual %	IERAL/MECON	8,2	1,5
Saldo balanza comercial/PIB - %	IERAL/MECON	3,4	5,5
Superávit Primario del Gobierno Nacional No Financiero/PIB - %	IERAL/MECON	1,4	1,5
Stock de deuda/Exportaciones - Ratio	IERAL/MECON	2,29	2,64
Precios mayoristas (Dic. /Dic.) - %	INDEC	14,6	16,0
Tipo de cambio (cierre diciembre) \$/US\$	BCRA	3,98	3,83
Tasa de desocupación - EPH III Trimestre - %	INDEC	7,5	9,1
Índice de Variación Salarial (Nivel general) - Nov. /Dic.	INDEC	411,6	329,9
Reservas del BCRA en miles de millones de dólares - Dic.	BCRA	52,1	47,7

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

I.2. Las proyecciones

En 2011, se consolidaría el período de expansión de la economía mundial. Según el FMI el PIB mundial mostraría una suba de 4,2%, con una leve disminución para los países desarrollados: se prevé un crecimiento de 2,2% para Estados Unidos de Norteamérica, 1,5% para la Zona del Euro y 1,5% para Japón. En tanto, los países asiáticos emergentes continuarán con el empuje del año anterior: China, con un alza estimada de 9,6% e India, con una suba de 8,4%.²⁷

Para América Latina y el Caribe, también se prevé una recuperación global más moderada de 4,2%. No obstante, las economías de la región tendrán un crecimiento más elevado que en 2010. Se prevé que Brasil muestre una suba del PIB de 4,6%, que México crezca 3,5%, Chile 6,0% y Uruguay 5,0%. A la vez, Venezuela recuperaría su senda alcista luego de dos años de baja, con un aumento del PIB del 2,0%.²⁸

En Argentina, el Poder Ejecutivo previó en el Proyecto de Presupuesto (finalmente no aprobado por el Congreso Nacional), un crecimiento de 4,3% para 2011 y un dólar a \$4,10 promedio para el año, frente a \$3,92 promedio de 2010²⁹. El IERAL prevé un crecimiento del PIB de 5,0% y un tipo de cambio promedio anual de \$4,20 por cada dólar.

²⁷ Fondo Monetario Internacional ("FMI"). Perspectivas de la economía mundial – Octubre de 2010.

²⁸ CEPAL - Balance preliminar de las economías de América Latina y el Caribe 2009 – Diciembre de 2010.

²⁹ Mensaje de elevación del Presupuesto Nacional 2011. Ministerio de Economía y Finanzas de la Nación ("MEFP").



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En materia de recursos fiscales, el Proyecto de Presupuesto 2011 estima ingresos tributarios y de Seguridad Social por \$492.179 millones, lo que representa el 30,42% del PIB estimado y un incremento de 22,0% a la prevista para 2010. En cuanto al resultado de las cuentas públicas, el Ejecutivo prevé para 2011 un superávit financiero de \$1.593 millones, 11,1% superior al previsto para 2010. En tanto, el superávit primario (antes del pago de intereses) sería de \$37.740 millones en 2011, el 2,33% del PIB (frente a 2,11% del año anterior).

En 2011 la Nación debe afrontar servicios de deuda por \$36.147 millones (U\$S9.037 millones) en concepto de intereses y \$112.291 millones (U\$S28.073 millones) en amortizaciones de capital, totalizando \$148.438 millones (U\$S37.109 millones).²⁸

En cuanto a los precios, el Gobierno Nacional prevé un aumento del Índice de Precios al Consumidor ("IPC") de 8,9% y del Índice de Precios Mayoristas ("IPIM") de 8,7%. En cambio, el BCRA estima que la inflación minorista promediará el 13,8%³⁰, mientras que el IERAL prevé una suba de 18,0% en el IPIM.

Por otra parte, para la campaña 2010/2011, se proyecta una cosecha de alrededor de unos 100 millones de toneladas, de los cuales alrededor de 50 millones provendrían de la soja. Sin embargo, el clima seco reduciría esa estimación.³¹

Para el IERAL, la desocupación será de 7,2% promedio en 2011 (frente al 7,9% promedio de 2010) y el Índice de Salarios aumentaría 25% anual (frente a 22,3% previsto para 2010). En tanto, prevé que las reservas internacionales llegarán a U\$S52.000 millones a fin de 2011, con una disminución de 1,9% respecto del cierre de 2010.

Según lo presupuestado por el PEN, las principales variables macroeconómicas seguirán en 2011 con la senda de crecimiento actual, aunque a menores niveles. La Inversión Bruta Interna Fija ("IBIF") mostrará una suba de 7,9%, más moderada que el 17,9% de 2010. El consumo subirá 4,1%, frente al 8,4% previsto para 2010.²⁸

Se prevén exportaciones por U\$S73.858 millones en 2011, 11% superior a 2010. En tanto, las importaciones llegarán a U\$S63.990 millones, 18,9% superior al año anterior. Así, el superávit comercial será de U\$S9.868 millones.²⁸

En el sistema financiero, los analistas consultados por el BCRA prevén que los depósitos totales del Sector Privado No Financiero (SPNF) aumentarán de \$242.428 millones en 2010 a \$293.179 millones en 2011, mientras que la tasa de interés anual, para plazo fijo a 30 días subirá a 12,15% en 2011, frente a 10,07% de 2010. El total de préstamos al SPNF se elevará en igual lapso de \$181.814 millones a \$220.364 millones, en tanto la tasa promedio nominal anual pagada por bancos privados ("BADLAR") a 30 días aumentará de 11,07% a 12,82%. Se estima que el saldo de la Cuenta Corriente del Balance de Pagos será de US\$5.450 millones, superior a los U\$S4.206 millones de 2010.²⁹

Para 2011 se espera una recuperación tanto de la economía mundial como de la Argentina, pero con valores más moderados que los de 2010. Los desafíos del país para 2011 tienen que ver, sobre todo, con el control de la inflación y el dinamismo de la inversión, en el marco de un proceso electoral.

Principales variables macroeconómicas	Fuente (*)	2011	2010
PIB Mundial - Variación anual %	FMI	4,2	4,8
PIB de EEUU - Variación anual %	FMI	2,2	2,6
PIB de Zona Euro - Variación anual %	FMI	1,5	1,7
PIB de China - Variación anual %	FMI	9,6	10,5
PIB de Brasil - Variación anual %	CEPAL	4,6	7,7

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

³⁰ Relevamiento de Expectativas de Mercado ("REM"). Diciembre de 2009. Banco Central de la República Argentina ("BCRA").

³¹ Bolsa de Comercio de Rosario.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Datos de la economía Argentina	Fuente (*)	2011	2010
PIB - Variación anual %	IERAL	5,0	8,0
PIB en miles de millones de pesos corrientes	IERAL	1.862,4	1.463,4
Inversión Interna Bruta Fija (a precios de 1993) - Variación anual %	IERAL	7,9	15,2
Consumo privado (a precios de 1993) - Variación anual %	IERAL	5,5	8,2
Saldo balanza comercial/PIB - %	IERAL	2,4	3,4
Superávit Primario del Gobierno Nacional No Financiero/PIB - %	IERAL	0,8	1,4
Stock de deuda/Exportaciones - Ratio	IERAL	2,13	2,29
Precios mayoristas (Dic. /Dic.) - %	IERAL/INDEC	18,0	14,6
Tipo de cambio (cierre diciembre) \$/US\$	IERAL/BCRA	4,20	3,98
Tasa de desocupación - EPH III Trimestre - %	IERAL/INDEC	7,2	7,5
Índice de Variación Salarial (Nivel general) –Dic. /Nov.	IERAL/BCRA	468,7	411,6
Reservas del BCRA en miles de millones de dólares - Dic.	IERAL/BCRA	52,0	52,1

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

I.3. La región Cuyana

El crecimiento de la actividad que registró la economía nacional durante 2010, se vio reflejada en las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis, que conforman el área de servicios de la Sociedad.

Tras una caída de 3,7% en 2009³², este año la economía mendocina logró recuperarse vigorosamente a la luz del crecimiento de sectores claves como la construcción, el comercio, los servicios públicos y las exportaciones. Para 2010, el IERAL ha proyectado un crecimiento cercano al 4%, similar al calculado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas del Gobierno de Mendoza, que anticipa un crecimiento de 3,8% en el Producto Bruto Geográfico (“PBG”) de la provincia cuyana.

El sector externo se encamina hacia valores récord en 2010 pudiendo superar los U\$S1.600 millones de ventas al exterior, ya que en los primeros 9 meses del año las mismas alcanzaron los U\$S1.273 millones, lo que representa una suba interanual de 14%. Sin embargo, con 1.124.600 toneladas, acusa una retracción en cantidades comparadas de 6%.³³

Este inicio de un nuevo ciclo de expansión se reflejó en el consumo. A octubre, las ventas de los supermercados a precios corrientes acumularon un crecimiento de 26,7%, respecto del mismo período del año anterior³⁴, salvo por los electrodomésticos, que bajaron 1,6% en el segundo trimestre de 2010³⁵. Con 24.715 unidades, el patentamiento de vehículos creció 31,4% en el año, respecto de 2009, año que cerró con una caída interanual de 15,2%³⁶.

El uso de cemento, por su parte, creció 30% en el segundo trimestre del año, respecto del mismo período de 2009, tendencia que se afianzó en el tercer trimestre de 2010. En tanto, la demanda de energía eléctrica mostró un incremento anualizado de 3,5% en el mismo periodo, mientras que el uso del gas natural (industrias, usinas y GNC) creció 5,9%.⁴

La recuperación del precio internacional del petróleo, que en setiembre de 2010 llegó a U\$S75, trajo alivio al sector productor, que en el 2º trimestre produjo alrededor de 1,75 millón de m³, casi los mismos valores de 2007 y luego del pico de 2 millones de m³ registrados en el último trimestre de 2008. La suba del valor internacional implicó un

³² Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas (“DEIE”) del Gobierno de Mendoza.

³³ ProMendoza, entidad estatal de promoción de exportaciones de la provincia de Mendoza.

³⁴ Instituto de Estadísticas y Censos (“INDEC”) – Encuesta de Supermercados – Noviembre de 2010.

³⁵ Instituto para el Estudio de la Realidad de América Latina (“IERAL”).

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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

incremento del precio de los combustibles. A octubre, el gasoil está un 19% más alto en dólares, comparado con los valores vigentes un año atrás, en tanto que la nafta súper creció 6% en el mismo período.⁴

La inflación en Mendoza continuó incrementándose en 2010. A setiembre se registró una suba general acumulada en los precios de 24% en 12 meses, en tanto que los alimentos subieron fuertemente: un 36%⁴. El Índice de Precios al Consumidor acusó en junio una suba interanual de 13,6%.¹

El incremento en el consumo y en las exportaciones incidió favorablemente en las cuentas provinciales, que arrastraban una retracción en 2009. En setiembre, el déficit fiscal total acumulado a 12 meses, fue de \$44 millones, señal de ajustes fiscales. Los gastos crecieron un 17%, mientras que los ingresos lo hicieron en 28%, explicado fundamentalmente por un incremento similar en los ingresos por coparticipación nacional, que representan el 57% de los ingresos de esa provincia.⁴

La recuperación de la actividad económica en la provincia implicó una mejora en los indicadores sociales en la mayoría de las provincias donde la Sociedad desarrolla su actividad. Para el 3° trimestre de 2010 la tasa de desocupación en Gran Mendoza se ubicó en 3,7% de la Población Económicamente Activa ("PEA"), es decir 2,7 puntos porcentuales por debajo del mismo período del año anterior. En el Gran San Juan la tasa de desempleo fue de 7,6%, frente a 8,1% de un año atrás. San Luis, por su parte, midió 1,8%, un 0,9 punto porcentual menos que el registro del 3° trimestre de 2009.³⁷

En el plano fiscal, la provincia de San Juan ha previsto para 2010 gastos corrientes y de capital por \$5.935 millones, representando una suba de 39,3% respecto del presupuesto del año anterior³⁸. En referencia al endeudamiento, al tercer trimestre de 2010 el stock de deuda (no financiera) de la Administración Pública era de \$1.392,1 millones, lo que implica una baja de 17,4% respecto de diciembre de 2009³⁹.

La provincia de San Luis prevé para 2011 un presupuesto por \$4.010,6 millones, lo que representa una suba de 47% con relación a 2010⁴⁰. Por otra parte, el Índice de Precios al Consumidor de esa provincia acumuló entre enero y noviembre de 2010 una suba de 24,9%, mientras que el acumulado en el mismo período de 2009, mostró una suba 14,8%⁴¹.

Si bien las perspectivas para el año 2011 están relacionadas con el comportamiento de la economía doméstica y en el modo en que pueda incidir el escenario preelectoral, con elección de presidente y de gobernadores en muchas provincias, el contexto internacional favorable hace prever la continuación del ciclo expansivo iniciado en 2010. Controlar la inflación, facilitar el acceso a fuentes de financiamiento para la producción y el consumo y el regreso al mercado de crédito internacional, serán los aspectos claves para el próximo año.

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 – octubre de 2010.

³⁸ Ley N° 8.191 de Presupuesto 2011 – Gobierno de San Juan.

³⁹ Ministerio de Hacienda y Finanzas – Provincia de San Juan.

⁴⁰ Gobierno de la Provincia de San Luis.

⁴¹ Dirección Provincial de Estadística y Censos de la Provincia de San Luis.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

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

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

La Sociedad participa en aproximadamente el 7,9% del total de gas entregado por el conjunto de las distribuidoras de gas natural del país, prestando servicios a un total de 502.029 clientes al 31/12/10.

II.2. Composición accionaria

Al 31/12/10 la composición accionaria de la Sociedad es la siguiente:

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

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

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

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

Al 31/12/10 los accionistas de la Sociedad Controlante (Inversora) son ENI S.p.A. (“ENI”) (con el 76% de sus acciones) y E.ON España SL (“E.ON”) (con el 24%). ENI es una sociedad italiana cabecera del grupo económico ENI. Por su parte, E.ON es una compañía perteneciente al grupo E.ON AG – Alemania.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

ENI desarrolla actividades operativas en los cinco continentes, más del 70% de las mismas lo desarrolla fuera del territorio Italiano. En el sector específico de la distribución y venta local de gas a los usuarios finales está presente en Portugal, Hungría, Eslovenia, Grecia, Brasil y Argentina desde 1992. ENI cuenta con más 78.400 empleados y presencia en 77 países.

II.3. Organización empresarial

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

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

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

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

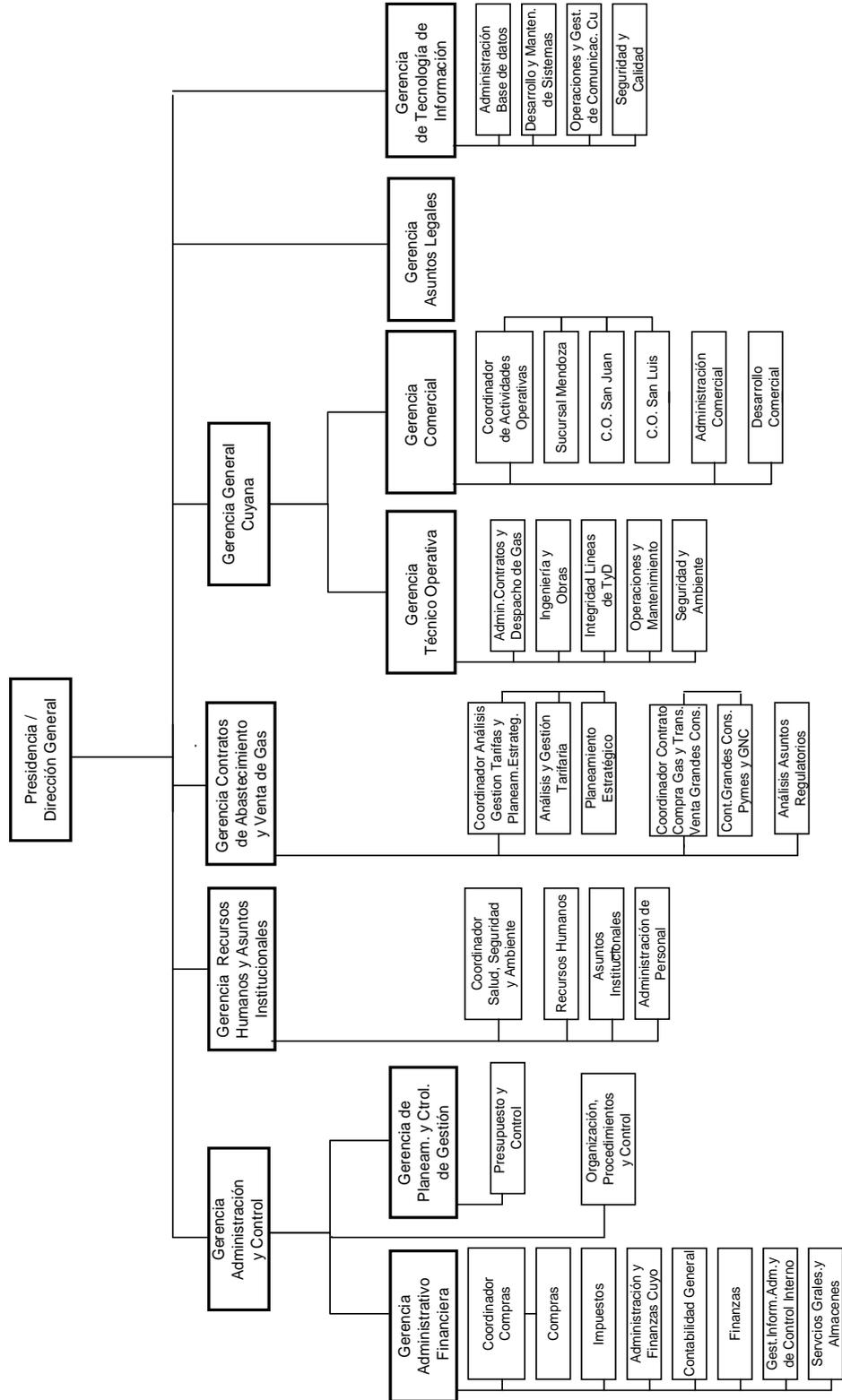
Los procesos de fijación de objetivos, de delegación de autoridad, de toma de decisiones, de evaluación de los resultados y del desempeño gerencial, se basan en una organización y una estructura lógicas, acordes con la naturaleza del negocio administrado, sus particularidades, necesidades y las disposiciones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

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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Distribuidora de Gas Cuyana S.A.





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 en el presente ejercicio han permitido cumplir con los requerimientos del servicio licenciado, siendo cada vez más relevante la necesidad de que la Licenciataria, a través de los organismos competentes, implemente lo establecido en el AT.

Una nueva prórroga de la Ley de Emergencia hasta el 31/12/11, ha ampliado su vigencia a un plazo verdaderamente extraordinario de diez años consecutivos. En el plano de la renegociación del contrato de distribución, la Sociedad y sus accionistas han dado acabadas muestras de su disposición a la búsqueda de acuerdo en términos razonables y posibles, y también su convicción de que esos términos deben asegurar la continuidad de la actividad dentro de condiciones de prestación, seguridad, rentabilidad y garantías jurídicas que satisfagan equitativamente los intereses de las partes involucradas. Como fuera oportunamente expuesto, en 2008 se concretaron los pasos hacia la redefinición de la concesión 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 CT del régimen de transición e inicie efectivamente el proceso de la RTI. Ambos aspectos se han demorado en su implementación, y su pronto cumplimiento es reclamado por la Sociedad dado que resultan esenciales para el normal desarrollo de su actividad en el corto y mediano plazo.

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

IV. La actividad en 2010

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 décimo noveno ejercicio, comparados con los correspondientes al periodo inmediato anterior:

Principales indicadores - Datos al 31 de diciembre de cada año	2010	2009
Clientes	502.029.-	483.255.-
Incremento acumulado desde 1993	269.449.-	250.675.-
Participación en el gas entregado en la Argentina (%) ⁽¹⁾	7,9	7,6
Capacidad de transporte firme contratada con TGN SA (millones de m³ día) ⁽²⁾	4,45	4,45
Volumen anual de gas entregado en millones de m³	2.371,8	2.290,2
Venta bruta anual en M\$	233,5	209,1
Utilidad neta después de Impuesto a las Ganancias en M\$ ⁽³⁾	12,9	13,3
Utilidad neta después de Impuesto a las Ganancias en M\$ históricos	22,6	23,6
Activo fijo total en millones de \$ ⁽³⁾	494,8	507,0

(1) Datos estimados según información publicada por el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) a noviembre/2010 y a diciembre/2009.

(2) Adicionalmente, mediante Resolución N° 3.773/2007, el ENARGAS ha reasignado capacidad de transporte a favor de la Sociedad, a partir de mayo de 2007 y hasta abril de 2008, por un volumen de 531.497 m³/día. Mediante orden regulatoria del 30/04/08, el ENARGAS confirmó esta reasignación en un volumen de 531.000 m³/día. Con similares disposiciones, el 30/04/09 la prorrogó por un año y la incrementó a 1.180.000 m³/día, y 30/04/10 se prorrogó transporte adicional interrumpible garantizado por 1.580.000 m³/día desde mayo 2010 al 30 de abril de 2011.

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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Principales indicadores - Datos al 31 de diciembre de cada año	2010	2009
Monto global de inversiones anuales en millones de \$	11,5	15,6
Inversiones de cada año en millones de dólares estadounidenses ⁽⁴⁾	2,9	4,2
Inversiones desde 1992 en millones de dólares estadounidenses ⁽⁴⁾	159,7	156,8
Monto total de impuestos pagados en el año en M\$ ⁽⁵⁾	92,7	86,7
Sistema de distribución en kilómetros (kms.)	12.085.-	11.673.-
Incremento del sistema de distribución en kms. respecto del año anterior	412.-	627.-
Incremento del sistema de distribución en kms. desde 1992	6.261.-	5.849.-
Cantidad de empleados	316.-	314.-
Cantidad de clientes por empleado	1.589.-	1.539.-

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

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

IV. 2 Principales aspectos de la actividad

IV.2.1. La regulación y los principales acuerdos

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

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 particular 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 411.926 metros de cañerías de redes y gasoductos y en 17.819 nuevos servicios. En comparación, el sistema se expandió en aproximadamente 3,53% con respecto al total del 31/12/09. Al finalizar 2010, el mismo alcanza una extensión aproximada a los 12.085 kms. de redes y gasoductos. El crecimiento acumulado desde diciembre de 1992 es de 107,54% sobre redes y gasoductos recibidos.
- Aún cuando la actividad de la Sociedad no genera residuos contaminantes, la preservación y protección del medio ambiente forman parte de sus políticas y objetivos principales. Las operaciones se ajustan en forma sustancial a las normas y procedimientos relativos a esta materia. En el transcurso del año, se ejecutó el programa de búsqueda y reparación de fugas para el año 2010, por el cual se relevaron aproximadamente 4.286 kms. de redes en zonas de alta y baja densidad habitacional. En la estructura organizativa se creó la función de coordinación en materia de salud, seguridad y ambiente, en el ámbito de la Gerencia de Recursos Humanos y Asuntos Institucionales, que se suma al departamento específico de Seguridad y Ambiente que desarrolla sus actividades en la Gerencia Técnico Operativa.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Se llevaron a cabo los recorridos anuales referidos al control técnico programado de las estaciones de GNC sujetas a verificación, con la concreción de 794 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 1.803 actualizaciones y anteproyectos de suministros para nuevas redes. En el Centro de Atención Telefónica se recibieron y atendieron 131.241 llamadas con un 90% de eficiencia de atención dentro de los 40 segundos. También se realizaron 1.340 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 2.978.000 facturas.
- Ante el requerimiento de la Subsecretaría de Combustibles (“SSC”) mediante su Nota N° 938/2006 de fecha 09/05/06, en el marco de lo dispuesto por Ley N° 26.019, la Sociedad presentó dos opciones, con variantes de trazado, para el abastecimiento de gas natural mediante gasoducto a la localidad de Malargüe. Luego de una serie de instancias y de la presentación por parte de la Sociedad de un anteproyecto alternativo, el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) redefinió la traza del gasoducto, que contempla la construcción de un gasoducto de 150 km. de extensión a estructurarse en el marco de los Fideicomisos para atender las Inversiones en Transporte y Distribución de Gas establecido por el Decreto PEN N° 180/2004 y la Resolución del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”) N° 185/2004.

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

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

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

En octubre de 2010 y a instancias del ENARGAS, la Sociedad informó a Nación Fideicomisos S.A. que no se encontraron objeciones para la adjudicación de la obra al único oferente calificado. Se indicó también que dicha adjudicación está sujeta a las consideraciones y al cumplimiento de ciertas condiciones detalladas e informadas por la Sociedad, de las que se destacan, entre otras de importancia, la obtención del financiamiento adicional al incluido en la oferta por parte de las autoridades, que permita la ejecución total de la obra, como así también la suscripción de los contratos de fideicomiso, gerenciamiento, operación y mantenimiento, y de obra, pendientes a la fecha del presente documento. 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.

- Ratificando la aplicación de su política de manejo prudente y austero de los recursos, la Sociedad continuó con el análisis de la evolución de los precios de los insumos, bienes y servicios, y en la búsqueda de la mayor eficiencia posible entre precio y calidad, dado que los efectos de la inflación se han ido reflejando en los costos de la Sociedad, mientras que no ha existido reconocimiento alguno de esos mayores costos en las tarifas. Por otra parte, los 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 acordadas a partir del 01/09/09 con vigencia hasta el 30/04/10, según el Convenio Colectivo de Trabajo firmado en 2007 que se mantiene vigente. Desde el 01/05/10 y hasta el 30/04/11 se aplican las nuevas escalas salariales acordadas con el gremio.

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

- Como parte esencial de la política de formación y desarrollo de colaboradores, se ejecutó el plan anual de capacitación en diversos temas técnicos, de formación profesional, actitudinal y complementaria, con una inversión de 9.624 horas/hombre.

- A nivel institucional se llevó a cabo la habitual campaña de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono a través de folletos, diarios, emisoras radiales y de televisión, y la entrega de premios a clientes ganadores del concurso radial “Campaña de Prevención de Monóxido de Carbono”. También se llevó a cabo por tercer año consecutivo un nuevo programa Ecogas Escuelas denominado “InvestiGás con ciencia”, destinado a la formación en el uso correcto del gas natural, de alumnos de los últimos grados del ciclo primario de las tres provincias que conforman el área de servicio. Esta iniciativa involucró en 2010 a 130 establecimientos escolares, a 376 docentes y a 12.408 alumnos.

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

- Se 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. También se dio continuidad a la creación y modificación de formularios, a los cambios de estructura y descripción de los puestos de trabajo de la misma, la definición de perfiles de seguridad, el cierre de auditorías específicas realizadas y la planificación de otras, 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 realizaron actualizaciones de los procedimientos de administración y control, de comercialización, y de operaciones y mantenimiento, se definieron o revisaron y publicaron instructivos y procedimientos tales como los referidos a la contratación de consultorías y servicios profesionales, aplicación de sanciones a empresas contratistas, cláusula de responsabilidad administrativa, proceso de cierre de contabilidad, incorporación y construcción de la red, gestión del patrimonio intelectual, tratamiento de cortes por seguridad, y publicaciones institucionales y uso de imágenes. En materia de Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se definieron y pusieron en vigencia una norma central, relativa al sistema integrado de gestión para la protección de la salud, de la seguridad, del medio ambiente y de la indemnidad pública, y el manual de gestión de la salud ocupacional, determinándose la incorporación de los principales contratistas al sistema integrado de información SSA.

En lo relativo a los sistemas informáticos, se administró la seguridad de las aplicaciones y las operaciones rutinarias de resguardo de datos. Se finalizó la implementación de cambio de software de correo, y se planificaron los desarrollos de los sistemas de seguimiento de la gestión de proyectos de expansión y extensión de redes, y de soluciones móviles para inspecciones técnicas, que a su vez se concluyó durante el ejercicio. Se llevó a cabo el mantenimiento de los sistemas existentes en apoyo de la gestión de la Sociedad, y se implementó la revisión semestral de las matrices funcionales de aplicaciones informáticas relevantes de la Sociedad.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

IV.2.3. Las inversiones

- Se desarrollaron las actividades relativas al programa 2010 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 las necesidades de la demanda, la Sociedad, en el marco del programa de Fideicomisos de Gas constituido por la **Resolución MPFIPyS N° 185/2004** del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”), requirió a la Secretaría de Energía (“SE”) y al ENARGAS la inclusión en dicho programa de ciertas obras de infraestructura necesarias para aumentar la capacidad del sistema. Se 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 realizadas por la Sociedad y distintas Autoridades Provinciales, a fines de agosto 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 las cuales se encuentran en proceso a la fecha del presente documento.
- La Sociedad elaboró su presupuesto 2010 previendo inversiones por valor de \$18,9 millones. El total de inversiones ejecutadas durante el año fue de \$11,5 millones. De las inversiones pendientes aproximadamente \$4,7 millones se ejecutarán durante los primeros meses de 2011 y alrededor de \$3 millones fueron reprogramados también para desarrollarse en ese año como consecuencia de la demora operada en el proceso de adjudicación, producto de la tramitación que resulta necesaria realizar en el marco del comercio argentino.
- Se llevaron a cabo las siguientes actividades previstas en el programa anual de inversiones: interconexiones de redes de media y baja presión; obras nuevas y de ampliación de plantas reguladoras de presión y de cierre de predios, de odorización de líneas de alta presión y de adecuación de ramales; bonificación a clientes por la incorporación de redes según actas acuerdo firmadas; 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; renovación parcial del parque automotor; y otras inversiones menores.

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

- Si bien ha sido tratado oportunamente con suficiente detenimiento, resulta necesario recordar como aspectos de fondo, y al menos mientras se mantengan sus efectos sobre el marco jurídico vigente para los contratos de concesión o licencias de las empresas de servicios públicos, que la **Ley N° 25.561** de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario publicada el 07/01/02 (“**Ley de Emergencia**”), en principio con vigencia hasta el 31/12/03, fue prorrogada sucesivamente y por un año en cada oportunidad, por otras seis leyes, considerándose también incluidas las modificaciones que se le introdujeron. Una séptima ley se publicó el 22/12/09 bajo el N° 26.563, extendiendo la prórroga y la aplicación de sus modificaciones hasta el 31/12/11.
- A partir de la sanción por parte del Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”) de los **Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004**, se dio origen a una sucesión de cambios en la actividad de la Sociedad que han provocado efectos de alcances difíciles de ponderar totalmente, al haberse producido una secuencia de reglamentaciones, aclaraciones e implementaciones por parte de las autoridades competentes, las cuales a la fecha del presente documento continúan con aspectos pendientes de resolución.

Posteriormente, se emitieron diferentes disposiciones tendientes a reglamentar aspectos de los decretos antes señalados, las cuales se trataron en detalle en las Memorias, Reseñas Informativas y Estados Contables de Publicación anteriores, según su aparición.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

▪ Respecto del proceso de Renegociación del Contrato de Licencia dispuesto por el Gobierno Nacional a partir de la Ley de Emergencia, y continuando con el proceso iniciado en 2002 y años subsiguientes, luego de una sucesión de eventos, negociaciones, actividades, vencimientos y también esperas, con fecha 25/09/08, la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (“UNIREN”) entregó a esta Licenciataria la Nota UNIREN N° 242/08 mediante la cual se adjuntaron nuevos documentos del Acta Acuerdo (“AA”) y del Acuerdo Transitorio (“AT”) a firmarse, que recogieron parcialmente las observaciones realizadas por la Sociedad.

- El AT comprende la adecuación de precios, tarifas y segmentación de las mismas y de cláusulas contractuales relativas al servicio público de distribución de gas. Sus disposiciones, que serán aplicadas por el ENARGAS, se mantendrán hasta la entrada en vigencia del AA. Prevé un Régimen Tarifario de Transición (“RTT”), que comprende: (i) un incremento de las tarifas de distribución a partir del 01/09/08, diferencial por categoría de clientes; y (ii) un Mecanismo de Monitoreo de Costos (“MMC”) que permita el recupero de costos hasta la entrada en vigencia del Cuadro Tarifario (“CT”) resultante de una Revisión Tarifaria Integral (“RTI”). También estableció un Plan de Inversiones (“PI”) con finalización prevista antes del inicio del invierno de 2009; y determinó algunas cuestiones particulares que debe considerar el AA.

- En el AA se establecen, entre otros aspectos, los términos y condiciones convenidos por el Otorgante y la Licenciataria en el periodo contractual comprendido entre el 06/01/02 y la finalización del Contrato de Licencia, para adecuar la Licencia procurando preservar, en el marco de la normativa de emergencia, los principios y aspectos sustantivos de la Ley N° 24.076 y de las regulaciones que de ella se derivan.

Se dispuso una Proyección Económico-Financiera (“PEF”) para los años 2008 y 2009, y el requerimiento de presentar al ENARGAS información trimestral relativa a la ejecución de la misma; se determinó también una RTT; y un PI en los mismos términos que los previstos en el AT, condicionando a las distribuciones de dividendos de los ejercicios 2008 y 2009, al cumplimiento del PI en términos reales y a pautas informativas.

Se definió la realización, entre el 15/10/08 y el 28/02/09 (vencimiento prorrogado luego hasta el 30/09/09), de una RTI, proceso mediante el cual se fijaría un nuevo régimen de tarifas máximas, por el término de cinco años, conforme a lo estipulado en el Marco Regulatorio y pautas definidas en el AA. El AA prevé el mismo RTT establecido en el AT.

Se definió una cláusula de indemnidad a favor del Otorgante (PEN) mediante la cual la Licenciataria se obliga a cubrir cualquier tipo de reparación que estuviera originada en un reclamo de cualquiera de sus accionistas que no hubiera desistido oportunamente, fundada en lo ya referido respecto de la Ley N° 25.561 y la anulación del PPI.

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 PPI. Si transcurridos 2 meses desde la ratificación del AA sin que entre en vigencia el Cuadro Tarifario previsto en el RTT, o bien, si antes del 31/12/09 no se hubiera emitido el CT resultante de la RTI, la Licenciataria y los accionistas quedan en libertad de tomar las acciones que consideren apropiadas. Dentro de los 120 días de publicado el CT resultante de la RTI, aquéllos deberán presentar el desistimiento de los reclamos que hubieran formulado y un compromiso de no iniciar nuevos reclamos por estos temas. Se prevé que si aún mediando las suspensiones y desistimientos hubiere reclamos en contra del Estado Nacional por estos temas, el Otorgante requerirá el retiro de los mismos dentro del plazo de 15 días. Vencido dicho plazo de intimación y ante el incumplimiento de lo requerido, opera la indemnidad prevista de la Licenciataria.

Con fecha 08/10/08 el Directorio de la Sociedad aprobó lo actuado ante la UNIREN respecto del AT y del AA, ad referendum de la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas, la cual, con fecha 13/11/08, también aprobó el AT y el AA y la suscripción de los mismos por parte de la Sociedad. En dicha Asamblea, también se aprobó el otorgamiento de los compromisos e instrumentos previstos en el artículo 6.1 del AT, los que fueron presentados a la UNIREN con fechas 05/12/08 y 10/12/08, dentro del plazo previsto.

▪ En cumplimiento del párrafo 6.2 de la Cláusula Sexta del AA, la Sociedad presentó al ENARGAS, con fecha 24/02/10 la última información requerida relativa a la ejecución de la Proyección Económica-Financiera al 31/12/09.

▪ Al 30/04/09 la Sociedad cumplió el PI comprometido conforme la Cláusula Tercera del AT en los plazos allí previstos y presentó con fechas 06/01/09 y 21/05/09 los informes que acreditan el estado de cumplimiento del PI al



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

31/12/08 y 30/04/09, respectivamente, en un todo de acuerdo con lo previsto en el AT. A solicitud del ENARGAS, el 05/06/09 la Sociedad le hizo entrega de un informe de seguimiento de las inversiones requerido por esa Autoridad. El ENARGAS disponía de 30 días corridos para realizar observaciones. A la fecha del presente documento, el ENARGAS no ha realizado observaciones al cumplimiento del PI.

- La Sociedad comunicó oportunamente al ENARGAS su disposición a iniciar las actividades de la RTI a partir del 15/10/08, conforme lo establecido en el AT y en el AA suscriptos por la Sociedad con la UNIREN. A pesar de que dicha Autoridad no ha iniciado formalmente la RTI, ha consultado a la Sociedad sobre aspectos que serán de aplicación en dicho proceso. En ese contexto, la Sociedad recibió con fechas 30/04/09 y 14/01/10 sendas notas del ENARGAS referidas a la determinación del costo del capital, que fueron respondidas a esa Autoridad con fechas 26/05/09, 27/08/09 y 25/02/10.
- En el mismo marco del proceso de la RTI, el 02/07/09 la Sociedad recibió una nota del ENARGAS referida a la lectura de medidores y facturación, mediante la cual la Autoridad Regulatoria somete a consideración de las distribuidoras de gas, aspectos técnicos referidos al procedimiento de medición y de su implementación, a los efectos de receptar sus observaciones y sugerencias, las que fueron realizadas por la Sociedad y presentadas al ENARGAS el 31/08/09.
- El 15/07/10 el ENARGAS ha solicitado por nota un requerimiento de información inicial referido a la RTI en la cual no se indicaba fecha final del proceso ni se posee cronograma de ejecución de las tareas necesarias para el efectivo cumplimiento de la RTI.
- Conforme el AT, el PEN dispone de 60 días para establecer la entrada en vigencia del RTT, a partir de la presentación por parte de la Sociedad y sus Accionistas de los instrumentos que acreditan la suspensión de las acciones o de corresponder, su compromiso a no iniciarlas. Con fecha 08/04/09 se publicó el Decreto PEN N° 235/2009 por el cual se ratifica el AT, sin que hasta la fecha del presente documento el ENARGAS haya publicado los Cuadros Tarifarios correspondientes al RTT.
- Por otra parte, con fecha 01/09/09 se adecuó el AA, manteniendo los términos y condiciones de su antecedente de fecha 08/10/08, en consideración de lo requerido por la UNIREN dado al cambio de las autoridades a cargo del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas y a la necesidad de adecuar la fecha de finalización de la RTI al 30/09/09 (prevista originariamente para el 28/02/09).
- El AA fue remitido al Congreso de la Nación en los términos del Art. 4 de la Ley N° 25.790, teniéndose por aprobado el mismo por el mero transcurso del plazo legal previsto. Con fecha 15/04/10 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto PEN N° 483/2010 por el cual se ratifica el AA suscripto por la UNIREN y la Sociedad.
- Ante la falta de emisión por parte del ENARGAS de las instrucciones correspondientes respecto del proceso de MMC (Mecanismo de Monitoreo de Costos), con fecha 02/12/09 la Sociedad presentó al ENARGAS un pedido de ajuste de la tarifa de distribución en concepto de ajuste por variaciones de costos devengadas entre setiembre de 2008 y agosto de 2009, en función del MMC previsto en el AT. Con fecha 26/04/10, el ENARGAS emitió la Resolución N° 1.154/2010, que aprueba el ANEXO I que contiene la información necesaria para efectuar la revisión del MMC prevista en el punto 4.3. del AA. Mediante Nota N° 5.319 ingresada el 13/05/10, el ENARGAS solicitó la presentación de la información detallada en dicha Resolución, con el objeto de proceder a realizar las verificaciones que permitan constatar las variaciones en los costos del servicio. La Sociedad solicitó prórroga a los fines de remitir la información requerida, dado el formato de presentación que se solicitó, a la vez que hizo presente que (i) a su juicio ya dio oportuno cumplimiento a lo previsto en la Cláusula Cuarta del AT y AA; (ii) cinco meses después de presentado el pedido se recibió el requerimiento de información adicional del ENARGAS; y (iii) a pesar de que la anterior remisión por parte de la Sociedad incluyó una propuesta de metodología de cálculo para ser merituada y eventualmente aplicada por esa Autoridad, la misma no ha sido respondida por el ENARGAS, ni se ha recibido una metodología alternativa para el reconocimiento en las tarifas finales de las variaciones de costos.

Con fechas 24/08/10 y 29/10/10, la Sociedad presentó al ENARGAS un pedido de ajuste de la tarifa de distribución en concepto de ajuste por variaciones de costos devengadas entre setiembre de 2009 y febrero 2010. A la fecha, el ENARGAS no ha realizado ninguna observación a la misma ni ha iniciado el proceso de revisión previsto en los Acuerdos.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Durante el mes de febrero, la Sociedad presentó al ENARGAS un pedido de ajuste de la tarifa de distribución en concepto de ajuste por variaciones de costos devengadas entre marzo de 2010 y agosto 2010.

- La Sociedad ha expresado tanto a la UNIREN como al ENARGAS su preocupación por la falta de cumplimiento de las fechas previstas en el AT y en el AA relativas al Proceso de RTI y la falta de emisión del CT resultante del RTT y del MMC. Se destacó que la Sociedad cumple satisfactoria e ininterrumpidamente con su obligación de asegurar la prestación del servicio, sin perjuicio de lo cual, la situación se ve agravada debido al proceso inflacionario actual con impacto directo en los costos e inversiones de la Sociedad.

- De acuerdo a lo señalado anteriormente, el AT prevé que, si transcurrieran 60 días de la entrega de la documentación que acredite la suspensión (12/03/09), sin que entrara en vigencia efectiva el RTT, o si pasado un año desde la firma del AT (08/10/09), no estuviese vigente el AA, la Licenciataria y sus accionistas mayoritarios podrán retomar sus reclamos. Adicionalmente, el AA prevé que si transcurridos 2 meses desde su ratificación sin que entren en vigencia el CT previsto en el RTT, o bien, si antes del 31/12/09 no se hubiera emitido el CT resultante de la RTI, la Licenciataria y los accionistas quedarán en libertad de tomar las acciones que consideren apropiadas.

Al respecto el Directorio de la Sociedad decidió, sin perjuicio de que la Sociedad mantenga vigente todos los derechos que le asisten en función de la normativa aplicable, respecto de todo lo actuado en el proceso de renegociación contractual, continuar las gestiones ante las Autoridades de aplicación del AT y AA requiriendo su pronta implementación.

IV.2.5. Las tarifas

IV.2.5.1 Tarifas de distribución

- Desde la sanción de la Ley de Emergencia la Sociedad solicitó oportunamente al ENARGAS, al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación (“MECON”) y a otras áreas de gobierno, urgentes incrementos de tarifas de distribución -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 PPI 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 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.

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

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

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 finalización de dicho proceso.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Posteriormente, la **Resolución ENARGAS N° I/466/2008** del 15/10/08 (en el marco de la Resolución ENARGAS N° I/451/2008) la Autoridad Regulatoria instruyó que se deberán continuar aplicando las DDA previstas en los cuadros tarifarios vigentes hasta el 31/08/08 al calcular las facturas por los servicios prestados a las categorías tarifarias que no han tenido incremento en el costo del gas.

- Con fecha 16/12/08 se emitió la **Resolución ENARGAS N° I/568/2008** por la que: (i) 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); y (ii) implementa los efectos de la Resolución ENARGAS N° I/466/2008, citada precedentemente.

IV.2.6. El transporte

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

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

El ENARGAS, mediante Nota N° 1.989/2005 del 22/03/05, determinó que el Cargo por Fideicomiso fuera prorrateado entre todos los cargadores firmes de las Transportadoras, y los clientes de las distribuidoras 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, sólo como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A.

Para suplir la falta de expansión del GCO, y dando cumplimiento a lo comprometido con el Gobierno Nacional, YPF S.A. celebró con la Sociedad un convenio de comercialización de capacidad de transporte firme de 531.497 m³/día para los inviernos 2005 y 2006. Con el mismo objetivo, el ENARGAS, mediante **Resolución N° 3.773/2007**, reasignó a favor de la Sociedad por el plazo de un año a partir del 18/05/07, capacidad de transporte en firme por un volumen de 531.497 m³/día. Con el objetivo de prorrogar dicha reasignación para el invierno 2008, el ENARGAS -mediante orden regulatoria del 30/04/08- instruyó a: (i) la Sociedad a solicitar diariamente a TGN SA el transporte necesario en exceso de su capacidad de transporte en firme contratada (4.450.000 m³/día) para el abastecimiento de su demanda prioritaria; y (ii) TGN SA a que confirme las nominaciones de capacidad de transporte que realice la Sociedad por hasta un volumen de 531.000 m³/día en exceso de la capacidad en firme contratada. Esta reasignación fue prorrogada sucesivamente por el ENARGAS e incrementada a 1.180.000 m³/día para el invierno 2009, y a 1.580.000 m³/día para el invierno 2010.

- A finales de setiembre de 2005 se publicaron las bases para un nuevo programa para expansión de gasoductos hasta 20 MMm³/día, que debía cubrir las demandas previstas para los años 2006 a 2008. Dentro de dicho programa a TGN SA le corresponde ampliar en 10 MMm³/día (5 MMm³/día sobre el Gasoducto Norte y 5 MMm³/día sobre el GCO), por lo que TGN SA hizo el llamado a un nuevo Concurso Abierto de Capacidad de Transporte denominado Concurso Abierto TGN SA 01/2005 (“CA02”). En dichas bases sólo se asegura a las distribuidoras la prioridad para servicios Residenciales, SGP1 y 2, mientras que todos los demás usuarios debían solicitar su propia capacidad en firme por sí mismos o a través de la distribuidora. Además, se establecieron las siguientes prioridades para la asignación de la nueva capacidad: **1°)** consumos prioritarios R, P1 y 2; **2°)** requerimientos para generación eléctrica del mercado interno -hasta 6 MMm³/día-; **3°)** resto de los usuarios del mercado interno; y **4°)** resto de los usuarios del mercado externo. También las bases establecían distintas modalidades de financiamiento elegibles por los participantes del



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

concurso, otorgándose la máxima primacía a aquellos que estuvieren dispuestos a prepagar íntegramente el costo de la inversión asociada a su solicitud.

La SE aclaró que las distribuidoras debían asegurar la capacidad ya comprometida a las estaciones de GNC, a los SGP3 y SGG, además de los servicios para Residenciales, SGP1 y 2 (proyectados hasta el año 2008). En función de estas definiciones y de la proyección de demanda, el 30/11/05 la Sociedad solicitó a TGN SA capacidad de transporte por: (i) 2,0 MMm³/día bajo Prioridad 1 por un plazo de 35 años; y (ii) 1,6 MMm³/día bajo Prioridad 3 por un plazo de 21 años (fin de la Licencia de la Sociedad).

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

▪ El 18/05/06 se publicó en el Boletín Oficial la **Ley N° 26.095** mediante la cual se 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. Este nuevo cargo constituye un incremento significativo del costo de transporte, con lo cual su nuevo costo total representa un valor que multiplica varias veces a la propia tarifa de transporte vigente a la fecha del presente documento. Esto ha generado diversas reacciones por parte de los clientes industriales que están sujetos al pago del mismo, algunos de los cuales han formulado reservas de derechos sobre los pagos realizados bajo este concepto. La Sociedad ha dado a conocer tales circunstancias a Nación Fideicomisos S.A., al ENARGAS y a la SE.

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

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

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

IV.2.7. El gas

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

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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

2007, 2008 y 2009 y de lo que pudiera ocurrir en los años 2010 y 2011; y (iv) no se fijan precios ciertos para el gas a ser adquirido para la demanda prioritaria.

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

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

- Para los inviernos 2008, 2009 y 2010 el Gobierno Nacional implementó 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.

A la fecha del presente documento, las Autoridades no han respondido a los requerimientos de compensación formulados por la Sociedad, aunque resultó positiva la gestión de la Sociedad ante los productores para cancelar parcialmente el desbalance del año 2007.

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

Respecto del año 2009, como consecuencia de las crónicas térmicas cálidas registradas durante el invierno, se generó un desbalance favorable no significativo para la Sociedad, situación contraria a la verificada en el 2010. En este sentido 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, principalmente en los volúmenes facturados, y se está gestionando su corrección.

- El 13/07/07 por **Resolución MPFIPyS N° 459/2007** se crea, 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.

- 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

del precio de las garrafas de uso domiciliario para consumidores de Gas Licuado de Petróleo (“GLP”) de bajos recursos.

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

- El 27/11/08 se publica el **Decreto PEN N° 2.067/2008**, por medio del cual se crea 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** reglamenta dicho decreto e instruye al ENARGAS para que determine el valor de dichos cargos, lo que realiza 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 establece 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. Por **Resolución ENARGAS N° I/1.179/2010** del 29/04/10 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 aplica a partir del 01/05/10 para los consumos de gas que se verifiquen entre esa fecha y el 30/09/10. Adicionalmente, se establece una bonificación del 100% a los usuarios residenciales durante el periodo de consumo comprendido entre junio y julio de 2010 y una bonificación equivalente al 70% del cargo citado a aplicar durante el periodo de consumo de los meses de agosto y setiembre de 2010.

- El 18/08/09 se publicó la **Resolución ENARGAS N° I/828/2009** por la que se instruye 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 determina, 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 de la Sociedad y los costos operativos y financieros.

- 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal 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.

▪ Con relación a 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.

Si bien a la fecha del presente documento no se ha firmado el Acuerdo de Abastecimiento de GLP para el período mayo 2010 – abril 2011, los productores están asignando las cantidades confirmadas por el ENARGAS, que son coincidentes con las solicitadas por la Sociedad.

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.

La Sociedad ha sido informada del cambio de titularidad del concesionario del área que abastece de gas natural a Malargüe y ha rediseñado la relación comercial con el nuevo operador del área en función de la normativa aplicable, teniendo en cuenta la particular situación de que el único cliente abastecido con gas natural es la estación de carga de GNC, quien adquiere el gas en forma directa de este productor. No obstante, 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.

Adicionalmente, el 05/07/07 mediante Nota ENARGAS N° 4.556/2007 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 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..." El 20/09/07 la Sociedad ha presentado contra dicha resolución un recurso judicial directo ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal de Capital Federal.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

IV.2.8. Los clientes

- La evolución del ejercicio muestra un crecimiento neto de 18.774 clientes, lo que significa un total al cierre del mismo de 502.029, un incremento aproximado de 3% respecto de 2009, y un crecimiento acumulado de aproximadamente 115,9% desde el 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 2010 totalizan 202, 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 por un año todos los acuerdos con los Grandes Usuarios y GNC cuyos vencimientos se producían en 2010, adecuándose los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de disponibilidad de transporte y distribución.
- El Decreto PEN N° 180/2004 crea la categoría GNC Firme, lo que requiere la determinación de una Capacidad de Reserva Diaria (“CRD”), estableciendo: (i) la determinación de la Reserva Mínima Inicial (“RMI”) en función de los picos de consumo diarios o mensuales registrados por cada estación en el periodo anual anterior al comienzo de su aplicación; y (ii) la actualización anual de la CRD, en función de los picos de consumo normales y habituales registrados por cada estación en el periodo anual anterior, teniendo en cuenta que la posibilidad de incrementar la CRD está supeditada a la disponibilidad de capacidad en firme remanente por parte de la Sociedad.
- En respuesta a cuestionamientos efectuados por Asociaciones que agrupan a Estaciones de Servicio, la SSC primero, y posteriormente la SE, emitieron una sucesión de notas interpretativas de alcance particular que modifican -sin derogar- las disposiciones relativas a la CRD del segmento GNC. Mediante este cambio de criterio, la SE asigna a la RMI un supuesto carácter de inalterabilidad e ininterrumpibilidad inexistente en los Decretos y en la Licencia de Distribución, ya que no considera la actualización de la CRD prevista en la normativa vigente (Decreto PEN N° 180/2004, **Resolución ENARGAS N° 3.035/2004**). Esta situación habilita a las estaciones de GNC a poder revender la CRD que no utilizan, mediante los mecanismos previstos por la **Resolución SE N° 606/2004**, que posibilita a cualquier cliente revender el servicio de transporte brindado por la prestataria de distribución.
- El 23/05/05 se publicó la **Resolución SE N° 752/2005**, mediante la cual se reglamentan, principalmente, los artículos 4° y 5° del Decreto PEN N° 181/2004, que establece la prohibición a las distribuidoras a partir del 01/08/05 de vender gas a los Grandes Usuarios y Usuarios SGG y SGP -tercer escalón- con consumos superiores a 150.000 m³/mes. Tal prohibición se extendió -a partir del 01/01/06- al resto de los usuarios SGP3 y a partir del 01/04/06 para las estaciones de GNC, según la **Resolución SE N° 275/2006**.

Asimismo, el ENARGAS emitió el 24/05/06 la **Resolución N° 3.515/2006** en la que dispuso que las prestadoras del servicio de distribución de gas debían garantizar a las estaciones de GNC que contasen únicamente con servicios interrumpibles, un abastecimiento mínimo diario de 3.000 m³/día a los efectos de asegurar el normal suministro de GNC a los consumidores. Posteriormente, con fecha 15/08/06 y mediante **Resolución N° 3.569/2006** el ENARGAS incrementó dicho abastecimiento mínimo hasta un total de 5.000 m³/día, manteniendo la vigencia por medio de diferentes resoluciones hasta el 30/04/10. Todas estas medidas fueron oportunamente recurridas por la Sociedad sin que a la fecha del presente documento se hayan obtenido respuestas que reflejen que los argumentos expuestos por la Sociedad estén siendo atendidos.

Dado que la SE entendió que esta decisión del ENARGAS representa una “interacción negativa” con las disposiciones propias adoptadas, emitió la **Nota SE N° 402/2007** del 30/04/07, por medio de la cual establece que mientras esté vigente la mencionada resolución del ENARGAS, la reventa de los servicios de transporte y distribución provistos por una estación de GNC titular de un contrato vigente, deberá limitarse exclusivamente a otras estaciones de GNC de la misma área o subzona de distribución.

Sin embargo, el 22/06/07 la SE emitió la **Resolución SE N° 714/2007** por la que ratifica la posibilidad de que las GNC Firmes comercialicen sin limitaciones su RMI a clientes distintos del servicio GNC, aún en ausencia de contrato con la distribuidora e inclusive fuera de la zona de distribución a la cual pertenecen, siempre que comprometan parte de su RMI (original) a la distribuidora, bajo la forma de “cesión en uso” para que la distribuidora pueda satisfacer las necesidades de abastecimiento derivadas de la **Resolución ENARGAS N° 3.736/2007** que concede 5.000 m³/día en condición firme a las estaciones de GNC Interrumpibles.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La Sociedad ha presentado una acción de Amparo ante la Justicia Federal de la ciudad de Mendoza solicitando la declaración de inconstitucionalidad de la Resolución SE N° 714/2007 y sus concordantes. El tribunal interviniente resolvió hacer lugar a la medida cautelar solicitada ordenando a la SE, al ENARGAS -o a cualquier otra Autoridad Competente- que instruyan lo necesario para que TGN SA ponga a disposición y/o asegure a la Sociedad la capacidad de transporte firme suficiente para satisfacer toda demanda de los denominados consumos prioritarios y, a la vez, capacidad firme de transporte que permita proveer integralmente la sumatoria de la reserva mínima inicial de cada estación de carga de GNC de Cuyo para que éstas puedan concretar las operaciones que pretendan realizarse en el marco de la Resolución SE N° 714/2007 y su normativa concordante. Con fecha 23/04/08 la Cámara Federal de Apelaciones de Mendoza resolvió hacer lugar al recurso de apelación interpuesto por el MPFIPyS contra la Resolución del Juzgado Federal de la ciudad de Mendoza y por lo tanto dejar sin efecto la medida cautelar interpuesta por la Sociedad.

- Como consecuencia de las dificultades para acceder a mayor capacidad de transporte y provisión de gas de los productores y el incremento de la demanda en virtud de la distorsión de precios relativos del gas natural con relación a los combustibles alternativos, se continuó al igual que desde el año 2004 con la postergación temporaria del otorgamiento de factibilidades para clientes GNC Firmes y SGP con consumos superiores a 108.000 m³/año (3° escalón), y nuevas disponibilidades o ampliaciones de consumo para grandes usuarios industriales y servicios SGG, salvo que los mismos aseguren contar con equipos duales u otra fuente alternativa de abastecimiento que les permitan acatar las restricciones en el periodo invernal. Estas situaciones han sido informadas al ENARGAS.

- Además del Programa de Uso Racional de la Energía (“PURE”) creado por la **Resolución SE N° 415/2004**, con vigencia permanente establecida por la **Resolución SE N° 624/2005** desde el 15 de abril y hasta el 30 de setiembre de cada año, el 24/12/07 se publicó el **Decreto PEN N° 140/2007** por el cual se declara de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía, aprobándose los lineamientos del programa denominado PRONUREE, destinado a contribuir y mejorar la eficiencia energética de los distintos sectores consumidores de energía.

- Las cifras relativas a los volúmenes de gas entregado discriminados en los principales segmentos de mercado, comparados con los correspondientes al ejercicio anterior, se exponen en el siguiente cuadro:

Volúmenes de gas entregado por principales segmentos	Millones de m ³ de gas		Variación en	
	31/12/10	31/12/09	Mm ³ (*)	%
Residenciales	610,0	539,3	70,7	13,1
Grandes clientes	1.190,4	1.210,7	(20,3)	(1,7)
GNC	283,1	275,2	7,9	2,9
Otros (pequeñas y medianas industrias, comercios y subdistribuidores)	288,3	265,0	23,3	8,8
Total del volumen de gas entregado	2.371,8	2.290,2	81,6	3,6

(*) Millones de metros cúbicos de gas.

El volumen total de gas entregado aumentó un 3,6% con respecto a 2009. La mayor demanda obedece principalmente a tres factores que incidieron en igual sentido. El clima presentó un invierno particularmente frío, las crónicas térmicas se ubican entre las caracterizadas como severas, mientras que las correspondientes a 2009 se sitúan entre las consideradas cálidas, por debajo de la media registrada en el periodo 1993-2010, lo que indujo a un mayor consumo doméstico. Esto se complementó con el segundo factor que es el incremento del total de clientes servidos, y finalmente, con el registro de un aumento en el nivel de actividad de la economía en general, que se evidencia en el incremento del consumo de pequeñas y medianas industrias, y comercios. El consumo de las GNC ha mostrado en 2010 un proceso de reversión de la tendencia decreciente de la demanda de los tres ejercicios inmediatos anteriores. Mientras tanto, los Grandes clientes muestran en 2010 una baja en volumen, originada principalmente por una disminución en la producción de la industria alimenticia y en una leve baja en el consumo de las usinas, que contrarrestaron el crecimiento operado en las cementeras, las industrias ceramistas, petroleras y vidrieras.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

Ventas brutas por principales segmentos (*)	Millones de pesos (M\$)		Variación en	
	31/12/10	31/12/09	M\$	%
Residenciales	149,8	134,3	15,5	11,6
Grandes clientes	25,5	24,8	0,7	2,8
GNC	12,0	11,9	0,1	0,8
Otros (pequeñas y medianas industrias, comercios y subdistribuidores)	35,7	33,8	1,9	5,6
Total de ventas (*)	223,0	204,8	18,2	8,9

(*) Sin Otras ventas.

En 2010 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 en función del mayor volumen de gas consumido a consecuencia de un clima más frío en 2010 y el crecimiento del número de clientes conectados a la red de distribución. La venta en pesos se mantiene afectada por la aplicación de las resoluciones ENARGAS N° 1/451/2008 y N° 1/568/2008 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 y a las GNC, presentan variaciones positivas menores, producto en un caso, de una compensación positiva entre industrias que incrementaron su producción y otras que decayeron como ocurrió también con la demanda de las usinas. Las GNC muestran una incipiente recuperación. Los comercios y las pequeñas y medianas industrias registran una variación positiva de cierta significatividad en los valores facturados producto de una mayor actividad económica.

V. Los resultados

V.1. Situación económica-financiera

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

Rubros	31/12/10	31/12/09	Variaciones
Activo Corriente	121.955	79.035	42.920
Activo No Corriente	499.256	511.083	(11.827)
Total Activo	621.211	590.118	31.093
Pasivo Corriente	73.679	55.443	18.236
Pasivo No Corriente	637	650	(13)
Total Pasivo	74.316	56.093	18.223
Patrimonio Neto	546.895	534.025	12.870
Total Pasivo más Patrimonio Neto	621.211	590.118	31.093

El incremento del Activo Corriente entre ambos cierres por \$42,9 millones obedece principalmente a un incremento significativo de los totales disponibles en Caja y Bancos e Inversiones por \$42,2 millones, un aumento de Otros Créditos por de \$0,7 millones. El rubro Créditos por Ventas presenta una leve disminución de \$0,1 millones. Tanto Bienes de Cambio como Otros Activos muestran incrementos poco significativos.

La disminución del Activo No Corriente por \$11,8 millones tiene su origen fundamentalmente en la evolución del rubro Bienes de Uso que registra una disminución de \$12,2 millones, por efecto de la suma neta entre el total de las altas de bienes de uso en 2010 (\$11,5 millones), el total de amortizaciones anuales (\$22,9 millones) y el valor residual de las bajas del ejercicio (\$0,8 millones). Los Otros Créditos a largo plazo se incrementaron en \$0,4 millones.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El Pasivo Corriente se incrementó en \$18,2 millones producto de aumentos en todos sus rubros. Las Cuentas a Pagar subieron \$7 millones (\$3,7 millones más a cancelar en gas y transporte y \$3,1 millones por mayores saldos a pagar de bienes y servicios), las Cargas Fiscales crecieron \$4,4 millones (\$3,3 millones más en el impuesto a las ganancias a pagar), las Remuneraciones y Cargas Sociales \$1,7 millones, los Otros Pasivos \$2,7 y las Provisiones \$2,4 millones.

El Pasivo No Corriente acusa una baja poco significativa.

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

Rubros	31/12/10	31/12/09	Variaciones
Ventas netas	233.517	209.147	24.370
Costos operativos (sin amortizaciones y depreciaciones)	(191.385)	(163.681)	(27.704)
EBITDA (*)	42.132	45.466	(3.334)
Amortizaciones y depreciaciones del activo fijo	(22.932)	(22.756)	(176)
Resultado operativo ordinario - Ganancia	19.200	22.710	(3.510)
Resultados financieros y por tenencia - Ganancias	6.153	4.163	1.990
Otros ingresos netos	193	(434)	627
Utilidad ordinaria antes del impuesto a las ganancias	25.546	26.439	(893)
Impuesto a las ganancias (Nota 5.g) a los estados contables)	(12.676)	(13.124)	448
Utilidad neta	12.870	13.315	(445)
Utilidad neta por acción (Nota 4.f) a los estados contables)	0,064	0,066	(0,002)

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

El EBITDA acusa una disminución aproximada de 7,3% con respecto a 2009, pero sigue siendo relevante su caída (a consecuencia del congelamiento de tarifas desde 1999 y a pesar de la inflación sufrida en todos estos años) de casi 58% (\$58,2 millones) comparado con 2001 (\$100,3 millones), año anterior a la pesificación de las tarifas, la devaluación y los procesos inflacionarios subsecuentes.

El resultado neto del ejercicio cerrado al 31/12/10 es una ganancia de \$12,9 millones, lo que representa una disminución de aproximadamente 3% (\$0,4 millones) con respecto a la registrada al 31/12/09, que ascendió a \$13,3 millones. Comparativamente con el resultado neto esperado de \$2 millones según el presupuesto aprobado para el ejercicio 2010, se establece una diferencia de \$10,9 millones, que tiene como principal origen el aumento en las ventas netas y complementariamente el incremento de los resultados financieros y por tenencia. Sin lugar a dudas el clima ha sido el factor preponderante en la definición de este resultado aunque no el único, como ya fuera explicado en el apartado "IV.2.8. Los clientes".

El mayor impacto entre ambas utilidades finales está dado por el efecto neto entre: (i) el aumento de 11,7% en las ventas en pesos con respecto al 31/12/09, originado conjuntamente y con distintos efectos, por un aumento de 3,6% del volumen de gas operado entre ambos ejercicios, el incremento del número de clientes (3,88%), y por una diferente distribución de la venta por segmentos de clientes; (ii) el incremento en el costo de ventas más los gastos de administración y comercialización, que en conjunto aumentaron 15% al 31/12/10 respecto del 31/12/09. El costo de ventas creció aproximadamente 12%, fundamentalmente por el efecto neto entre: el aumento de 13,1% en el costo del gas comprado; una demanda prioritaria mayor para ejercicio 2010; un aumento de 4,8% en el costo del transporte y el aumento de 13,1% en los gastos de distribución. Los gastos de administración y comercialización aumentaron en conjunto aproximadamente 23,6%, principalmente por los aumentos en el costo laboral, en los precios de bienes y servicios, impuestos y tasas, que afectaron también a los gastos de distribución; y (iii) la mayor ganancia neta de los resultados financieros netos obtenidos al 31/12/10 de 47,8% respecto de los correspondientes al 31/12/09, como consecuencia, principalmente, del aumento de \$2,2 millones en la ganancia por intereses generados por activos, el incremento -ganancia- de los resultados por tenencia de \$0,2 millones, y la menor ganancia neta de casi \$0,4 millones entre las diferencias de cotización activas y pasivas (derivada, principalmente, por ganancias generadas por similares tenencias de fondos en dólares estadounidenses al 31/12/10 con respecto al 31/12/09, cuyo diferencial de la cotización del peso argentino frente al dólar estadounidense entre épocas fue distinto -con una paridad al 31/12/10 de \$3,94 por U\$, frente a \$3,76 por U\$ al 31/12/09, versus \$3,41 al 31/12/08-).

El impuesto a las ganancias disminuyó en \$0,4 millones, aunque mantuvo en alza su incidencia efectiva sobre el resultado antes del impuesto de 49,6% en 2009 a 49,7% en 2010, motivado principalmente en la mayor incidencia que tiene sobre resultados de menor cuantía, la imposibilidad de computar como deducción el ajuste por inflación de las amortizaciones de bienes de uso.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

Rubros	31/12/10	31/12/09	Variaciones
Activo Corriente Financiero	90.481	48.311	42.170
Total Activo Financiero	90.481	48.311	42.170
Total Pasivo Financiero	-	-	-
Posición Financiera Neta	90.481	48.311	42.170

La Posición Financiera Neta al cierre de 2010 es positiva en \$90,5 millones, lo que muestra un incremento significativo de \$42,2 millones (aproximadamente 87,4%) con respecto al ejercicio anterior (\$48,3 millones). La Sociedad no ha tenido endeudamiento financiero en los ejercicios comparados.

V.1.4. Índices

Tipo de índice	31/12/10	31/12/09	Variaciones
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	1,66	1,43	0,23
Liquidez inmediata ((Caja y Bcos. + Inv. y Créd. ctes.) / Pas. cte.)	1,63	1,39	0,24
Solvencia (Patrimonio neto / Pasivo total)	7,36	9,52	(2,16)
Endeudamiento (Pasivo total / Patrimonio neto)	0,14	0,11	0,03
Razón del Patrimonio neto / Activo total	0,88	0,90	(0,02)
Inmovilización del capital (Activo no corriente / Activo total)	0,80	0,87	(0,07)
Rentabilidad (Res. del ejercicio / Pat. Neto promedio)	0,02	0,02	-
Leverage financiero ((Rtdo. Neto Ord. / PN) / ((RNO + Int. Perd.) / Activo))	1,13	1,10	0,03
Rotación de activos (Ventas / Activo)	0,38	0,35	0,03
Rotación de inventarios (Costo / Exist. promedio de Bs. de Cbio.)	1,48	1,50	(0,02)

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

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

Los saldos de créditos y deudas al 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

Rubro:	OTROS CRÉDITOS		
Denominación	31/12/10	31/12/09	Variaciones
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 - Corrientes			
ENI S.p.A.	188	183	5
Total Sociedades Art. 33	188	183	5
Partes relacionadas:			
ITALGAS S.p.A. (sociedad controlada por el Grupo ENI)	70	88	(18)
LG&E Power Argentina III LLC	-	57	(57)
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	158	71	87
Directores y Personal Gerencial	48	12	36
Total Partes relacionadas	276	228	48
Total	464	411	53



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Rubro:	CUENTAS A PAGAR		
Denominación	31/12/10	31/12/09	Variaciones
Partes relacionadas:			
ENI Corporate University	4	-	4
ITALGAS S.p.A. (sociedad controlada por el Grupo ENI)	-	217	(217)
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	985	564	421
Total Partes Relacionadas	989	781	208
Total	989	781	208

Rubro:	OTROS PASIVOS		
Denominación	31/12/10	31/12/09	Variaciones
Partes relacionadas:			
Directores	72	67	5
Total Partes Relacionadas	72	67	5
Total	72	67	5

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, 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	31/12/10	31/12/09	Variaciones
Prestación de servicios				
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(6.981)	(5.317)	(1.664)
ITALGAS S.p.A. (sociedad controlada por el Grupo ENI)	Relacionada	-	(221)	221
ENI Corporate University	Relacionada	(6)	-	(6)
Total		(6.987)	(5.538)	(1.449)
Remuneraciones				
Directores y Personal Gerencial	Relacionada	(3.990)	(3.670)	(320)
Total		(3.990)	(3.670)	(320)
Gastos operativos				
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(1.627)	(1.272)	(355)
Total		(1.627)	(1.272)	(355)
Recupero de costos y otros				
ENI	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	1	1	-
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	82	259	(177)
Total		83	260	(177)
Total operaciones		(12.521)	(10.220)	(2.301)

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 en los últimos años 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

VII. Propuesta de asignación de resultados

El resultado final del ejercicio 2010 fue una utilidad neta de Impuesto a las Ganancias de \$12.869.709,90 con una utilidad de \$0,064 por acción, lo que implica una disminución del 3,34% en el rendimiento por acción respecto del año 2009. A su vez, este valor se encuentra muy por debajo del promedio alcanzado en los años previos a la crisis de 2001/2002 (la utilidad neta por acción al 31/12/01 fue \$0,2119). Diferencia que, adicionalmente a lo que se expone en los respectivos Estados Contables y lo descrito en la presente Memoria, es consecuencia, fundamentalmente, de los efectos de la pesificación y congelamiento de las tarifas, y la devaluación y subsecuente inflación que incrementaron y luego mantuvieron altos los costos operativos en 2010, no compensados debidamente en las tarifas por imperio de la Ley de Emergencia, y la aún pendiente aplicación de cuadros tarifarios de transición que reconozcan incrementos en el margen de distribución, conforme lo expuesto en el apartado “IV.2.4. La emergencia y la renegociación del Contrato de Licencia dispuesta por el Estado Nacional” de la presente Memoria.

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

En consideración a que los resultados obtenidos por la Sociedad superaron lo previsto en el presupuesto como consecuencia del incremento de los ingresos debido a las características de un invierno frío, resulta posible recomendar a los Señores Accionistas distribuir una parte del resultado del ejercicio neto del cálculo correspondiente a la Reserva Legal, tomando en consideración los saldos remanentes de caja luego de efectuada la distribución y los compromisos futuros.

Por aplicación de la Ley de Sociedades N° 19.550, 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 no asignados al cierre del ejercicio 2010, 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 31/12/10:

Resultados No Asignados provenientes de ejercicios anteriores – Ganancia (Pérdida)	\$ 12.648.810,04
Resultado del ejercicio - Ganancia ⁽¹⁾	\$ 12.869.709,90
Total de Resultados No Asignados al cierre del ejercicio - Ganancia	\$ 25.518.519,94
a Reserva Legal	\$ 643.485,50
a Honorarios de Directores	\$ 313.920,00
a Honorarios de Comisión Fiscalizadora	\$ 156.960,00
a Bonos de Participación al Personal	\$ 64.671,90
a Dividendos en efectivo	\$ 6.070.538,64
a Resultados No Asignados	\$ 6.155.685,76

(1) Este importe incluye en concepto de provisión, \$313.920.- como Honorarios de Directores, \$156.960.- como Honorarios de Comisión Fiscalizadora y \$64.671,90 como Bonos de Participación al Personal.

VIII. Perspectivas para el próximo ejercicio

VIII.1. El contexto

El año 2011 se perfila en el contexto mundial con una continuación de la recuperación de la fuerte crisis que desde 2007 y fundamentalmente en 2008 afectó principalmente a las economías desarrolladas. Argentina continúa en el camino de superación parcial de sus propios problemas. La inflación creciente resta competitividad y reciente la estructura productiva quitando también, en el mediano y largo plazo, recursos genuinos al propio Estado, que a su vez se encuentra afrontando subsidios que crecen nominalmente. Este mismo flagelo, eleva los costos de financiación de las empresas y del público en general y participa como uno de los factores de generación del espiral de crecimiento de precios.

En materia de deuda pública se ha avanzado hacia la puerta que abre la posibilidad de disponer de crédito internacional. La búsqueda de mayor valor agregado en lo que produce y exporta el país es también un objetivo clave. Todo debería encaminarse hacia la atracción de las inversiones que hacen falta como motor de crecimiento sustentable.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Como se apuntara en otras oportunidades, la energía sigue siendo un factor clave que debe alcanzar un estadio de solución perdurable. Generación de electricidad y producción suficiente de gas y petróleo son fuertes desafíos por superar con políticas adecuadas. En 2010 se ha avanzado mucho en la búsqueda de soluciones en materia de infraestructura, en la finalización de proyectos larga data y en la proyección de nuevas fuentes alternativas y convencionales de generación eléctrica, en el crecimiento de redes y gasoductos y en la provisión de mayores volúmenes de gas. Resta iniciar el sendero de sinceramiento de precios y tarifas.

Lo dicho para el 2010 se repite para 2011. Se aguarda con expectativa la efectiva aplicación de nuevas tarifas que permitan paulatinamente a las empresas del sector de distribución y transporte de gas natural y al propio Estado Nacional, recuperar recursos para mejorar las perspectivas de esta actividad básica para el desarrollo y, al mismo tiempo, que facilite la eliminación progresiva de aquellos subsidios que resulten inadecuados y a la vez gravosos para las arcas nacionales.

VIII.2. Principales actividades previstas para el 2011 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 2011 la suma de \$22,8 millones, con sujeción a un estricto cumplimiento de pautas preestablecidas de austeridad en la aplicación de recursos y de preferencia por la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución. Este monto podrá variar en función de las condiciones de financiamiento que finalmente se dispongan, de la situación tarifaria, de la evolución de los costos, del incremento del número de clientes, de las posibilidades de expansión del sistema, y de los ajustes técnicos que eventualmente se deban efectuar. Asimismo, en el marco del Programa de Fideicomisos de Gas, o mediante gestiones directas con los Gobiernos Provinciales y Autoridades Nacionales, se continuará con las gestiones que permitan potenciar y ampliar el sistema de distribución de gas.

Respecto del crecimiento de la extensión de redes y gasoductos disponibles, se estima que durante 2011 se mantendrá el comportamiento que se experimentó en 2010, dependiendo esta situación de las inversiones propias y de terceros cuyos activos son transferidos a la Sociedad.

- Entre otras inversiones, se proseguirá con la inspección de las obras de potenciamiento y renovación de redes y servicios en distintas zonas del área licenciada; la bonificación a clientes por la incorporación de redes según actas acuerdo firmadas; la interconexión de redes de media y baja presión y de gasoductos de alta presión; obras de instalación de nuevas cámaras reductoras de presión como las de El Durazno en San Luis y Ruta N° 143 en General Alvear, Mendoza, como así también la ampliación de capacidad de otras cinco en distintos puntos del área de servicio; la construcción de un ramal de alimentación a una planta de regulación de flujo en San Juan; la instalación de un by pass en una planta de filtrado; la instalación de equipos rectificadores y renovación de dispersores para la protección catódica; se adquirirán medidores y unidades correctoras para distintos caudales, presiones y diámetros para nuevas industrias y clientes residenciales; se realizarán trabajos de digitación de planos; renovación parcial del parque automotor; y mejoras edilicias e inversiones menores en equipamiento.
- Continuar con las gestiones iniciadas ante la SE para incluir la ejecución de las obras de distribución propuestas para satisfacer el crecimiento de la demanda en el área licenciada dentro del Programa de Fideicomisos de Gas y/o acuerdos específicos.
- Llevar a cabo, conforme la política comercial proyectada, los programas anuales técnicos y de atención al cliente en los centros operativos, sucursales y agencias, priorizando el resguardo de la calidad y los niveles de seguridad en la prestación del servicio. Se estima posible que el total de clientes durante el nuevo ejercicio tenga una expansión de aproximadamente 3,4% con todas las previsiones que en tal sentido deben ser tomadas. Se proyecta que el volumen total de gas operado durante el año 2011, determinado para temperaturas promedio históricas, podría alcanzar aproximadamente los 2.442 millones de metros cúbicos.
- Concretar las tareas programadas para el año 2011 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.

- Gestionar el cumplimiento de los compromisos asumidos por el PEN en el marco del AT y el AA, a fin de lograr la progresiva adecuación contractual y tarifaria, preservando los derechos de la Sociedad y la prestación del servicio licenciado.
- 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.
- Continuar las gestiones para que el ENARGAS publique los demorados Cuadros Tarifarios que reconozcan: (i) el incremento tarifario inicial previsto en el AT, y (ii) las variaciones de costos presentadas, evaluando permanentemente los pasos a seguir ante tales circunstancias.
- Realizar, en la medida que corresponda, las presentaciones al ENARGAS de los pedidos de ajuste de tarifas por variación de costos, en función de lo previsto en el AT y en el AA, como así también aquellas solicitudes respecto del reconocimiento en las tarifas de las variaciones en el precio del gas y en los impuestos nacionales, provinciales y municipales.
- Continuar las gestiones ante las autoridades competentes para lograr la cancelación de los desbalances por falta de gas a los precios vigentes al momento en que se generaron.
- Analizar las factibilidades técnicas y económicas en respuesta a solicitudes de clientes, tomando en consideración las limitaciones que correspondan para su otorgamiento.
- Llevar a cabo las negociaciones conducentes a renovar los acuerdos de distribución de gas con los grandes usuarios para el periodo comprendido entre el 01/05/11 y el 30/04/12, adecuándose los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de disponibilidad de transporte y distribución.
- 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.
- Cumplir el programa de actualización y desarrollo de procedimientos y manuales de gestión; controles internos y mejoras de procesos; actualización e implementación de cambios en la estructura de la Sociedad; y la administración de la seguridad de los sistemas informáticos, incluyendo los permisos en las aplicaciones en función de las actividades del puesto, en el marco del proceso de definición de un modelo de organización, gestión y control con estadios de creciente eficiencia. En materia de sistemas, se desarrollará la revisión semestral de las matrices funcionales de aplicaciones informáticas relevantes de la Sociedad; se concretará la implementación del sistema de accesos con información biométrica para el control de acceso de las personas a las oficinas; y se finalizará el desarrollo del sistema para el seguimiento de la gestión de proyectos de expansión y extensión de redes; 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 desarrollarán las actividades pertinentes para incluir en el sistema integrado de información SSA los indicadores correspondientes a los principales contratistas, al tiempo que se avanzará en la definición e implementación de los procesos necesarios para alcanzar el objetivo de cumplir con las condiciones que permitan una futura certificación internacional en el ámbito de SSA.
- Llevar a cabo las negociaciones previstas en el Convenio Colectivo vigente.
- Concretar el programa de capacitación previsto para el personal con un total de aproximadamente 9.480 horas/hombre para todo el año 2011, y desarrollar, en el ámbito institucional, la habitual campaña anual de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

IX. Consideraciones finales

A la luz de la estrategia definida y las políticas aplicadas por la Sociedad, con una concepción de largo plazo pero con foco en la atención particular de la coyuntura que le toca afrontar, se ha cerrado otro ejercicio con actividades importantes y resultados que permiten juzgar como satisfactoria a la gestión propia llevada a cabo.

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. Igualmente, existen otros aspectos por sí mismos importantes, dado el impacto que ellos tienen en su economía y finanzas. 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 también puntos 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.

Habiendo sido ratificados el AT y el AA, la Sociedad entiende necesaria la urgente implementación de las medidas dispuestas en los mismos a los fines de obtener los imprescindibles recursos para cumplir acabadamente con el desarrollo del servicio licenciado.

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, 9 de febrero de 2011.

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 2010.

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

ÁMBITO DE APLICACIÓN

1) Relación Emisora – Grupo Económico.

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

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

2) Inclusión en el estatuto societario.

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

El Reglamento Interno y de Beneficios al Personal, así como la adopción por parte del Directorio del Código de Ética, que integra el también aprobado Modelo de Organización, Gestión y Control, denominado Modelo 231, adoptado originalmente por el grupo de control ENI S.p.A., conjuntamente con la estructura de conceptos centrales como la visión, misión y valores adoptados, las pautas de conducta y los procedimientos vigentes, conforman una estructura de principios y objetivos generales y particulares que reflejan las responsabilidades generales centrales y las principales específicas del Directorio.

No obstante, el Directorio considera que los principios y normas del Código de Ética, en sus aspectos sustanciales, se corresponden con lo reglado por la LSC, las Normas de la CNV, los reglamentos de la entidad autorregulada en la que cotiza sus valores negociables, los estatutos sociales y el marco regulatorio en el que la Sociedad debe desenvolver su actividad licenciada, en un todo de acuerdo con lo preceptos con que se ha desarrollado su gestión hasta la actualidad.

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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

DEL DIRECTORIO EN GENERAL

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

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

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

En particular, el Directorio:

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

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

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

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

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

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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

4) *Control de la gestión.*

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

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

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

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

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

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

6) *Comité de Auditoría.*

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

7) *Cantidad de integrantes del Directorio.*

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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

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

8) Integración del Directorio.

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

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

9) Pertenencia a diversas sociedades.

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

10) Evaluación del desempeño del Directorio.

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

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

11) Capacitación y desarrollo de directores.

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

INDEPENDENCIA DE LOS DIRECTORES

12) Directores independientes.

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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

13) Designación de ejecutivos gerenciales.

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

14) Proporción de directores independientes.

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

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

15) Reunión de directores independientes.

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

RELACION CON LOS ACCIONISTAS

16) Información a los accionistas.

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

17) Atención a inquietudes y consultas de los accionistas.

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

18) Participación de accionistas minoritarios en las Asambleas.

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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

19) Mercado de control.

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

20) Política de dividendos.

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

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

RELACION CON LA COMUNIDAD

21) Comunicación vía Internet.

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

22) Requisitos del sitio.

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

COMITÉS

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

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

24) Rotación de síndicos y/o auditores externos.

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

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

25) Doble carácter de síndico y auditor.

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

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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

26) Sistemas de compensación.

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

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

27) Comité de Nombramientos y Gobierno Societario.

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

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

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

Buenos Aires, 9 de febrero de 2011.

EL DIRECTORIO.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

**EJERCICIOS ECONOMICOS N° 19 y 18
INICIADOS EL 1° DE ENERO DE 2010 y 2009**

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

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

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

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

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

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

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

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

Información sobre la Sociedad Controlante en Nota 9.

**COMPOSICION DEL CAPITAL
al 31 de diciembre de 2010
(expresado en pesos)**

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

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

1 de 2

	<u>31 de diciembre de 2010</u>	<u>31 de diciembre de 2009</u>
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE		
Caja y bancos (Nota 6.a)	4.952	4.266
Inversiones (Anexos C y D)	85.529	44.045
Créditos por ventas (Nota 6.b)	25.134	25.216
Otros créditos (Nota 6.c)	4.404	3.664
Bienes de cambio	889	803
Otros activos (Nota 6.d)	1.047	1.041
Total del activo corriente	<u>121.955</u>	<u>79.035</u>
ACTIVO NO CORRIENTE		
Otros créditos (Nota 6.e)	4.470	4.063
Bienes de uso (Anexo A)	494.751	506.997
Activos intangibles (Anexo B)	35	23
Total del activo no corriente	<u>499.256</u>	<u>511.083</u>
TOTAL DEL ACTIVO	<u>621.211</u>	<u>590.118</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 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

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

2 de 2

	<u>31 de diciembre de 2010</u>	<u>31 de diciembre de 2009</u>
PASIVO		
PASIVO CORRIENTE		
Cuentas a pagar (Nota 6.f)	30.930	23.928
Cargas fiscales (Nota 5.g)	13.128	8.742
Remuneraciones y cargas sociales	7.523	5.797
Otros pasivos (Nota 6.g)	13.072	10.392
Previsiones (Anexo E)	9.026	6.584
Total del pasivo corriente	<u>73.679</u>	<u>55.443</u>
PASIVO NO CORRIENTE		
Otros pasivos (Nota 6.h)	637	650
Total del pasivo no corriente	<u>637</u>	<u>650</u>
TOTAL DEL PASIVO	74.316	56.093
PATRIMONIO NETO (según estado respectivo)	<u>546.895</u>	<u>534.025</u>
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO NETO	<u><u>621.211</u></u>	<u><u>590.118</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 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE RESULTADOS

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

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

	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Ventas (Nota 6.i)	233.517	209.147
Costo de ventas (Anexo F)	(155.094)	(138.508)
Utilidad bruta	78.423	70.639
Gastos de administración (Anexo H)	(23.306)	(17.919)
Gastos de comercialización (Anexo H)	(35.917)	(30.010)
Resultado operativo	19.200	22.710
Resultados financieros y por tenencia generados por activos:		
Intereses	4.987	2.794
Diferencias de cotización	602	1.182
Otros resultados por tenencia	649	450
Resultados financieros y por tenencia generados por pasivos (Anexo H):		
Intereses	(56)	(12)
Diferencias de cotización	(29)	(251)
Resultados financieros y por tenencia	6.153	4.163
Otros ingresos (egresos) netos (Nota 6.j)	193	(434)
Utilidad antes del impuesto a las ganancias	25.546	26.439
Impuesto a las ganancias (Nota 5.g)	(12.676)	(13.124)
Utilidad neta del ejercicio	12.870	13.315
Utilidad neta por acción (Nota 4.f)	0,064	0,066

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 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CONCEPTO	CAPITAL SOCIAL			RESULTADOS ACUMULADOS			TOTAL DEL PATRIMONIO NETO	
	VALOR NOMINAL	AJUSTE DEL CAPITAL	TOTAL	RESERVA LEGAL	RESULTADOS NO ASIGNADOS	TOTAL	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de diciembre de 2009
Saldos al inicio del ejercicio	202.351	290.480	492.831	27.879	13.315	41.194	534.025	539.307
Disposición de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 17/03/2010								
- Reserva Legal	-	-	-	666	(666)	-	-	-
- Distribución de dividendos en efectivo (Nota 13)	-	-	-	-	-	-	-	(1) (18.597)
Utilidad neta ejercicio	-	-	-	-	12.870	12.870	12.870	13.315
Saldos al cierre del ejercicio	202.351	290.480	492.831	28.545	25.519	54.064	546.895	534.025

(1) Disposición de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 13/03/2009.

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 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

VARIACIONES DEL EFECTIVO	31/12/2010	31/12/2009
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	48.252	48.067
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio (Nota 4.c)	<u>90.276</u>	<u>48.252</u>
Aumento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	<u>42.024</u>	<u>185</u>
 CAUSAS DE LAS VARIACIONES DE EFECTIVO		
ACTIVIDADES OPERATIVAS		
Utilidad neta del ejercicio	12.870	13.315
Impuesto a las ganancias	12.676	13.124
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:		
Depreciación de bienes de uso	22.918	22.746
Amortización de activos intangibles	14	10
Bajas de bienes de uso por desafectación y consumo	651	1.486
Disminución neta de la previsión para deudores de cobro dudoso y de otros créditos	(160)	(1.710)
Aumento (Disminución) neta de la previsión para juicios y contingencias	2.614	(148)
Resultados por tenencia títulos públicos	(146)	(6)
Diferencias de cotización, intereses y otros resultados por tenencia	85	262
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Disminución (Aumento) de créditos por ventas	305	(2.701)
(Aumento) Disminución de otros créditos	(657)	467
(Aumento) de bienes de cambio	(86)	(160)
(Aumento) de otros activos	(6)	(15)
Aumento de cuentas por pagar	6.960	975
Aumento de remuneraciones y cargas sociales	1.726	1.081
Aumento de cargas fiscales	999	3.023
Aumento (Disminución) de otros pasivos	2.570	(2.085)
Impuesto a las ganancias pagado	(9.850)	(15.019)
Pago de juicios	(172)	(673)
FLUJO NETO DE EFECTIVO GENERADO POR LAS ACTIVIDADES OPERATIVAS	<u>53.311</u>	<u>33.972</u>
ACTIVIDADES DE INVERSION		
Pago por adquisición de bienes de uso	(11.419)	(15.292)
Pago por adquisición de activos intangibles	(26)	(7)
Cobros por venta de bienes de uso	158	109
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE INVERSION	<u>(11.287)</u>	<u>(15.190)</u>
ACTIVIDADES DE FINANCIACION		
Pago de dividendos	-	(18.597)
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACION	<u>-</u>	<u>(18.597)</u>
 AUMENTO NETO DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO	 <u>42.024</u>	 <u>185</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 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

INDICE

<u>Nota N°</u>	<u>Concepto</u>	<u>Página</u>
1	Constitución e inicio de operaciones.	8
2	Marco regulatorio.	8
3	La normativa de emergencia. Afectaciones.	13
4	Bases de presentación de los Estados Contables.	22
5	Criterios de valuación.	24
6	Detalle de los principales rubros de los Estados Contables.	30
7	Apertura por plazos de colocaciones de fondos, créditos y pasivos.	32
8	Concentración de operaciones.	33
9	Sociedad Controlante. Saldos y operaciones con Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 y Partes Relacionadas.	34
10	Capital Social.	35
11	Contratos y obligaciones asumidos por la Sociedad.	37
12	Medio ambiente.	43
13	Restricciones a la distribución de los resultados no asignados.	43
14	Contingencias.	43

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

(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 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
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 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

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

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

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

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

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

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.

Posteriormente, la **Resolución ENARGAS I/466/2008** del 15 de octubre de 2008 (en el marco de la Resolución ENARGAS I/451/2008) instruyó que se deberán continuar aplicando las DDA previstas en los cuadros tarifarios vigentes hasta el 31 de agosto de 2008 al calcular las facturas por los servicios prestados a las categorías tarifarias que no han tenido incremento en el costo de gas.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Con fecha 16 de diciembre de 2008 se emitió la **Resolución N° I/568/2008** del ENARGAS por la que: (i) se aprueba a partir del 1° de noviembre de 2008 las tarifas con los nuevos valores de precios del gas determinados en la Resolución N° 1.417/2008 de la SE del 16 de diciembre de 2008, en el marco del Acuerdo Complementario con los Productores de Gas ratificado por la Resolución N° 1.070/2008 de la SE, que implican un aumento para los distintos segmentos de la categoría residencial de mayor consumo (R3); e (ii) implementa los efectos de la Resolución ENARGAS N° I/466/2008, citada precedentemente.

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 PEN no tendrá la facultad de rescatar la Licencia antes de su vencimiento, o el de su prórroga si ella correspondiere, 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.

Al finalizar la Licencia y siempre que no resultare adjudicataria en la nueva licitación, la Sociedad estará obligada a transferir al PEN o a quien éste indique, 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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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, a determinar por el ENARGAS); y (ii) el producido neto de la Nueva Licitación.

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

- (i) A que se compute como su oferta en la Nueva Licitación el valor de tasación, el cual representa el valor del negocio de prestar el servicio licenciado tal como es conducido por la Licenciataria a la fecha de la valuación, como empresa en marcha y sin tomar en consideración las deudas.
- (ii) A obtener la nueva Licencia, sin realizar ningún pago, para el caso en que ninguna oferta presentada en la nueva Licitación supere el valor de tasación.
- (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).

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 no podrá disponer por ningún título de los activos esenciales, gravarlos, arrendarlos, subarrendarlos o darlos en comodato, ni afectarlos a otros destinos que la prestación del servicio licenciado, sin la 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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTA 3 - LA NORMATIVA DE EMERGENCIA. AFECTACIONES

3.1) Ley de Emergencia Pública

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

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

Su vigencia fue prorrogada sucesivamente y por un año en cada oportunidad, por otras seis leyes, considerándose también incluidas las modificaciones que se le introdujeron. Una séptima ley se publicó el 22 de diciembre de 2009 bajo el N° 26.563, extendiendo la prórroga y la aplicación de sus modificaciones hasta el 31 de diciembre de 2011.

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

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

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

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

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

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

3.2.1) Decretos

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

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

- En tanto, el **Decreto N° 181/2004** habilita a la SE y a los productores de gas a firmar acuerdos que establezcan ajustes del precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (“PIST”) para abastecer la demanda a cargo de las distribuidoras, además de implementar mecanismos de protección en beneficio de usuarios que inicien la adquisición directa de gas natural a los productores signatarios de esos acuerdos. Adicionalmente se crean subcategorías de usuarios en los servicios Residenciales (R1, R2 y R3) y General P (SGP1, SGP2 y SGP3) en función del consumo, con vistas a establecer con posterioridad una segmentación de tarifas y precios –en principio sólo del gas– 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– homologa 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 reglamentan 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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

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.

- Para los inviernos 2008, 2009 y 2010 el Gobierno Nacional implementó un despacho energético unificado (gas y energía eléctrica), a cargo de la Subsecretaría de Planificación y Control de Gestión del Ministerio de Planificación (“SPCG”), con la participación del ENARGAS y las transportistas, que define el nivel de restricción necesario en función de la proyección de demanda y la oferta disponible. En este contexto, con fecha 30/09/2010 el ENARGAS notificó a la Sociedad la **Resolución ENRG I-1410/2010**, cuyo objeto es complementar las pautas de despacho vigentes ante el escenario de demanda y capacidad de transporte superiores a la oferta de gas natural y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución privilegiando el consumo de la demanda prioritaria. En virtud de esta resolución y a partir de su implementación debería asegurarse la disponibilidad de todo el gas para el consumo prioritario, lo que debería evitar que se vuelvan a producir desbalances de distribuidoras por faltantes de gas para este segmento. 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.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables, las Autoridades no han respondido a los requerimientos de compensación formulados por la Sociedad, aunque resultó positiva la gestión de la Sociedad ante los productores para cancelar parcialmente el desbalance del año 2007.

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

Respecto del año 2009, como consecuencia de las crónicas térmicas cálidas registradas durante el invierno, se generó un desbalance favorable no significativo para la Sociedad, situación contraria a la verificada en el 2010. En este sentido el ENARGAS determinó que la provisión de gas correspondiente al desbalance del

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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, principalmente en los volúmenes facturados, y se está gestionando su corrección.

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

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

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

El 18 de agosto de 2009 se publicó la **Resolución ENARGAS N° I/828/2009** por la que se instruye 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 determina, a solicitud del MPFIPyS, lo siguiente: (i) extender hasta el 30 de setiembre de 2009 el plazo establecido por la Resolución ENARGAS N° I/768/2009; (ii) dejar sin efecto el cargo aplicado a los usuarios residenciales durante el ejercicio comprendido entre los meses de junio y julio de 2009, debiendo, en consecuencia, implementar los mecanismos y procedimientos que resulten necesarios para la devolución de montos abonados por dicho concepto a los usuarios residenciales alcanzados; y (iii) establecer una bonificación equivalente al 70% del cargo a aplicar a los usuarios residenciales, durante el ejercicio comprendido entre los meses de agosto y setiembre de 2009. Estas disposiciones generaron un extraordinario incremento de las consultas y reclamos de clientes, modificaciones importantes en los sistemas de facturación y cobranzas, refacturaciones para corregir las facturas emitidas conforme a disposiciones vigentes al momento de ejecutarse el proceso, y extensiones en los plazos de cobranzas, afectándose en consecuencia el desenvolvimiento habitual de las operaciones de la Sociedad y los costos operativos y financieros.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

La Sociedad ha sido notificada de medidas cautelares dispuestas por los Juzgados federales de Mendoza, San Rafael, San Luis y San Juan -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 S.A. y de adquisiciones de gas. Los fallos suspenden la aplicación de los cargos adicionales, en algunos casos con efectos limitados a la facturación del servicio a las sociedades actoras y en otros con efectos colectivos, a los usuarios residenciales y/o de todas las categorías comprendidos en la jurisdicción territorial de cada tribunal. La normativa suspendida en su aplicación es según cada caso, el Decreto PEN N° 2.067/2008, las resoluciones del MPFIPyS N° 2.008/2006 y 1.451/2008, y las resoluciones ENARGAS N° 3.689/2007, 563/2008, N° I/615/2009, N° 466/2008 y N° 449/2008.

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

La Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal 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.

3.2.3) GNC

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

En respuesta a cuestionamientos efectuados por Asociaciones que agrupan a Estaciones de Servicio, la SSC primero, y posteriormente la SE, emitieron una sucesión de notas interpretativas de alcance particular que modifican -sin derogar- las disposiciones relativas a la CRD del segmento GNC. Mediante este cambio de criterio, la SE asigna a la RMI un supuesto carácter de inalterabilidad e ininterrumpibilidad inexistente en los Decretos y en la Licencia de Distribución, ya que no considera la actualización de la CRD prevista en la normativa vigente (Decreto PEN N° 180/2004, Resolución ENRG N° 3.035/2004). Esta situación habilita a las estaciones de GNC a poder revender la CRD que no utilizan, mediante los mecanismos previstos por la Resolución SE N° 606/2004.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Asimismo, el ENARGAS emitió el 24 de mayo de 2006 la **Resolución N° 3.515/2006** en la que dispuso que las prestadoras del servicio de distribución de gas debían garantizar a las estaciones de GNC que contasen únicamente con servicios interrumpibles, un abastecimiento mínimo diario de 3.000 m³/día a los efectos de asegurar el normal suministro de GNC a los consumidores. Posteriormente, con fecha 15 de agosto de 2006 y mediante **Resolución N° 3.569/2006** el ENARGAS incrementó dicho abastecimiento mínimo hasta un total de 5.000 m³/día, manteniendo la vigencia por medio de diferentes resoluciones hasta el 30 de abril de 2011. Todas estas medidas fueron oportunamente recurridas por la Sociedad sin que a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables se hayan obtenido respuestas que reflejen que los argumentos expuestos por la Sociedad estén siendo atendidos.

- Dado que la SE entendió que esta decisión del ENARGAS representa una “interacción negativa” con las disposiciones propias adoptadas, emitió la **Nota SE N° 402/2007** del 30 de abril de 2007, por medio de la cual establece que mientras esté vigente la mencionada resolución del ENARGAS, la reventa de los servicios de transporte y distribución provistos por una estación de GNC titular de un contrato vigente, deberá limitarse exclusivamente a otras estaciones de GNC de la misma área o subzona de distribución.

- Sin embargo, el 22 de junio de 2007 la SE emitió la **Resolución N° 714/2007** por la que ratifica la posibilidad de que las GNC Firmes comercialicen sin limitaciones su RMI a clientes distintos del servicio GNC, aún en ausencia de contrato con la distribuidora e inclusive fuera de la zona de distribución a la cual pertenecen, siempre que comprometan parte de su RMI (original) a la distribuidora, bajo la forma de “cesión en uso” para que la distribuidora pueda satisfacer las necesidades de abastecimiento derivadas de la **Resolución ENARGAS N° 3.736/2007** que concede 5.000 m³/día en condición firme a las estaciones GNC Interrumpibles.

La Sociedad ha presentado una acción de Amparo ante la Justicia Federal de la ciudad de Mendoza solicitando la declaración de inconstitucionalidad de la Resolución SE N° 714/2007 y sus concordantes. El tribunal interviniente resolvió hacer lugar a la medida cautelar solicitada ordenando a la SE, al ENARGAS – o a cualquier otra Autoridad Competente – que instruyan lo necesario para que Transportadora de Gas del Norte S.A. (“T.G.N. S.A.”) ponga a disposición y/o asegure a la Sociedad la capacidad de transporte firme suficiente para satisfacer toda demanda de los denominados consumos prioritarios y, a la vez, capacidad firme de transporte que permita proveer integralmente la sumatoria de la reserva mínima inicial de cada estación de carga de GNC de Cuyo para que éstas puedan realizar las operaciones que pretendan realizarse en el marco de la Resolución SE N° 714/2007 y su normativa concordante. Con fecha 23 de abril de 2008 la Cámara Federal de Apelaciones de Mendoza resolvió hacer lugar al recurso de apelación interpuesto por el MPFIPyS contra la Resolución del Juzgado Federal de la ciudad de Mendoza y por lo tanto dejar sin efecto la medida cautelar interpuesta por la Sociedad.

3.2.4) Fideicomisos

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

pliegos elaborados por la Sociedad convocó en los últimos días de diciembre de 2010 a las Licitaciones Públicas, las cuales se encuentran en proceso a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables.

3.2.5) Programas

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

- Además del Programa de Uso Racional de la Energía ("PURE") creado por la **Resolución SE N° 415/2004**, con vigencia permanente establecida por la **Resolución SE N° 624/2005** desde el 15 de abril y hasta el 30 de setiembre de cada año, 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. La Sociedad, actúa como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de los Fideicomisos Financieros de Obras de Gasoducto Norte y Sur.

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

- Respecto del proceso de Renegociación del Contrato de Licencia dispuesto por el Gobierno Nacional a partir de la Ley de Emergencia, y continuando con el proceso iniciado en 2002 y años subsiguientes luego de una sucesión de eventos, negociaciones, actividades, vencimientos y también esperas con fecha 25 de setiembre de 2008, la UNIREN entregó a esta Licenciataria la Nota UNIREN N° 242/2008 mediante la cual se adjuntaron nuevos documentos de AT y AA, que recogieron parcialmente las observaciones realizadas por la Sociedad.

- El AT comprende la adecuación de precios, tarifas y segmentación de las mismas y de cláusulas contractuales relativas al servicio público de distribución de gas. Sus disposiciones, deben ser aplicadas por el ENARGAS y se mantendrán hasta la entrada en vigencia del AA. Prevé un Régimen Tarifario de Transición ("RTT"), que comprende: (i) un incremento de las tarifas de distribución a partir del 01 de setiembre de 2008, diferencial por categoría de clientes; y (ii) un Mecanismo de Monitoreo de Costos ("MMC") que permita el recupero de costos hasta la entrada en vigencia del Cuadro Tarifario ("CT") resultante de una Revisión Tarifaria Integral ("RTI"). También estableció un Plan de Inversiones ("PI") con finalización prevista antes del inicio del invierno de 2009; y determinó algunas cuestiones particulares que debe considerar el AA.

- En el AA se establecen, entre otros aspectos, los términos y condiciones convenidos por el Otorgante y la Licenciataria en el periodo contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la finalización del Contrato de Licencia, para adecuar la Licencia procurando preservar, en el marco de la normativa de emergencia, los principios y aspectos sustantivos de la Ley N° 24.076 y de las regulaciones que de ella se derivan.

- Se dispuso una Proyección Económico-Financiera ("PEF") para los años 2008 y 2009, y el requerimiento de presentar al ENARGAS información trimestral relativa a la ejecución de la misma; se determinó también una RTT; y un PI en los mismos términos que los previstos en el AT, condicionando a las distribuciones de dividendos de los ejercicios 2008 y 2009, al cumplimiento del PI en términos reales y a pautas informativas.

- Se definió la realización, entre el 15 de octubre de 2008 y el 28 de febrero de 2009 (vencimiento prorrogado luego hasta el 30/09/09), de una RTI, proceso mediante el cual se fijaría un nuevo régimen de tarifas máximas, por el término de cinco años, conforme a lo estipulado en el Marco Regulatorio y pautas definidas en el AA. El AA prevé el mismo RTT establecido en el AT.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Se definió una cláusula de indemnidad a favor del Otorgante (PEN) mediante la cual la Licenciataria se obliga a cubrir cualquier tipo de reparación que estuviera originada en un reclamo de cualquiera de sus accionistas que no hubiera desistido oportunamente, fundada en lo ya referido respecto de la Ley N° 25.561 y la anulación del PPI.
- 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 PPI. Si transcurridos 2 meses desde la ratificación del AA sin que entre en vigencia el CT previsto en el RTT, o bien, si antes del 31/12/09 no se hubiera emitido el CT resultante de la RTI, la Licenciataria y los accionistas quedan en libertad de tomar las acciones que consideren apropiadas. Dentro de los 120 días de publicado el CT resultante de la RTI, aquéllos deberán presentar el desistimiento de los reclamos que hubieran formulado y un compromiso de no iniciar nuevos reclamos por estos temas. Se prevé que si aún mediando las suspensiones y desistimientos hubiere reclamos en contra del Estado Nacional por estos temas, el Otorgante requerirá el retiro de los mismos dentro del plazo de 15 días. Vencido dicho plazo de intimación y ante el incumplimiento de lo requerido, opera la indemnidad prevista de la Licenciataria.
- Con fecha 8 de octubre de 2008 el Directorio de la Sociedad aprobó lo actuado ante la UNIREN respecto del AT y del AA, ad referendum de la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas (“AGE”), la cual, con fecha 13 de noviembre de 2008, también aprobó el AT y el AA y la suscripción de los mismos por parte de la Sociedad. En dicha Asamblea, también se aprobó el otorgamiento de los compromisos e instrumentos previstos en el artículo 6.1 del AT, los que fueron presentados a la UNIREN con fechas 05 de diciembre de 2008 y 10 de diciembre de 2008, dentro del plazo previsto.
- En cumplimiento del párrafo 6.2 de la Cláusula Sexta del AA, la Sociedad presentó al ENARGAS, con fecha 24/02/10 la última información requerida relativa a la ejecución de la Proyección Económica-Financiera al 31/12/09.
- Al 30 de abril de 2009 la Sociedad cumplió el PI comprometido, conforme la Cláusula Tercera del AT en los plazos allí previstos y presentó con fechas 06 de enero de 2009 y 21 de mayo de 2009 los informes que acreditan el estado de cumplimiento del PI al 31 de diciembre de 2008 y 30 de abril de 2009, respectivamente, en un todo de acuerdo con lo previsto en el AT. A solicitud del ENARGAS, el 05 de junio de 2009 la Sociedad le hizo entrega de un informe de seguimiento de las inversiones requerido por esa Autoridad. El ENARGAS disponía de 30 días corridos para realizar observaciones. A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables, el ENARGAS no ha realizado observaciones al cumplimiento del PI.
- La Sociedad comunicó oportunamente al ENARGAS su disposición a iniciar las actividades de la RTI a partir del 15 de octubre de 2008, conforme lo establecido en el AT y en el AA suscriptos por la Sociedad con la UNIREN. A pesar de que dicha Autoridad no ha iniciado formalmente la RTI, ha consultado a la Sociedad sobre aspectos que serán de aplicación en dicho proceso. En ese contexto, la Sociedad recibió con fechas 30 de abril de 2009 y 14 de enero de 2010 sendas notas del ENARGAS referidas a la determinación del costo del capital, que fueron respondidas a esa Autoridad con fechas 26 de mayo de 2009, 27 de agosto de 2009 y 25 de febrero de 2010.
- En el mismo marco del proceso de la RTI, el 2 de julio de 2009 la Sociedad recibió una nota del ENARGAS referida a la lectura de medidores y facturación, mediante la cual la Autoridad Regulatoria somete a consideración de las distribuidoras de gas, aspectos técnicos referidos al procedimiento de medición y de su implementación, a los efectos de receptor sus observaciones y sugerencias, las que fueron realizadas por la Sociedad y presentadas al ENARGAS el 31 de agosto de 2009.
- El 15 de julio de 2010 el ENARGAS ha solicitado por nota un requerimiento de información inicial referido a la RTI en la cual no se indicaba fecha final del proceso ni se posee cronograma de ejecución de las tareas necesarias para el efectivo cumplimiento de la RTI.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Conforme el AT, el PEN dispone de 60 días para establecer la entrada en vigencia del RTT, a partir de la presentación por parte de la Sociedad y sus Accionistas de los instrumentos que acreditan la suspensión de las acciones o de corresponder, su compromiso a no iniciarlas. Con fecha 8 de abril de 2009 se publicó el Decreto PEN N° 235/2009 por el cual se ratifica el AT, sin que hasta la fecha de misión de los presentes Estados Contables el ENARGAS haya publicado los Cuadros Tarifarios correspondientes al RTT.

- Por otra parte, con fecha 01 de setiembre de 2009 se adecuó el AA, manteniendo los términos y condiciones de su antecedente de fecha 08 de octubre de 2008, en consideración de lo requerido por la UNIREN dado al cambio de las autoridades a cargo del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas y a la necesidad de adecuar la fecha de finalización de la RTI al 30 de setiembre de 2009 (prevista originariamente para el 28 de febrero de 2009).

- El AA fue remitido al Congreso de la Nación en los términos del Art. 4 de la Ley N° 25.790, teniéndose por aprobado el mismo por el mero transcurso del plazo legal previsto. Con fecha 15 de abril de 2010 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto PEN N° 483/2010 por el cual se ratifica el AA suscripto por la UNIREN y la Sociedad.

- Ante la falta de emisión por parte del ENARGAS de las instrucciones correspondientes respecto del proceso de MMC (Mecanismo de Monitoreo de Costos), con fecha 2 de diciembre de 2009, la Sociedad presentó al ENARGAS un pedido de ajuste de la tarifa de distribución, en concepto de ajuste por variaciones de costos, devengadas entre setiembre de 2008 y agosto de 2009, en función del MMC previsto en el AT. Con fecha 26 de abril de 2010, el ENARGAS emitió la Resolución N° 1154/2010, que aprueba el ANEXO I que contiene la información necesaria para efectuar la revisión del MMC prevista en el punto 4.3. del AA. Mediante Nota N° 5319 ingresada el 13 de mayo de 2010, el ENARGAS solicitó la presentación de la información detallada en dicha Resolución, con el objeto de proceder a realizar las verificaciones que permitan constatar las variaciones en los costos del servicio. La Sociedad solicitó prórroga a los fines de remitir la información requerida, dado el formato de presentación que se solicitó, a la vez que hizo presente que (i) a su juicio ya dio oportuno cumplimiento a lo previsto en la Cláusula Cuarta del AT y AA, (ii) cinco meses después de presentado el pedido se recibió el requerimiento de información adicional del ENARGAS; y (iii) a pesar de que la anterior remisión por parte de la Sociedad incluyó una propuesta de metodología de cálculo para ser merituada y eventualmente aplicada por esa Autoridad, la misma no ha sido respondida por el ENARGAS, ni a la fecha se ha recibido una metodología alternativa para el reconocimiento en las tarifas finales de las variaciones de costos.

Con fechas 24 de agosto de 2010 y 29 de octubre de 2010, la Sociedad presentó al ENARGAS un pedido de ajuste de la tarifa de distribución en concepto de ajuste por variaciones de costos devengadas entre setiembre de 2009 y febrero 2010. A la fecha, el ENARGAS no ha realizado ninguna observación a la misma ni ha iniciado el proceso de revisión previsto en los Acuerdos.

Durante el mes de febrero de 2011, la Sociedad presentó al ENARGAS un pedido de ajuste de la tarifa de distribución en concepto de ajuste por variaciones de costos devengadas entre marzo de 2010 y agosto 2010.

- La Sociedad ha expresado tanto a la UNIREN como al ENARGAS su preocupación por la falta de cumplimiento de las fechas previstas en el AT y en el AA relativas al Proceso de RTI y la falta de emisión del CT resultante del RTT y del MMC. Se destacó que la Sociedad cumple satisfactoria e ininterrumpidamente con su obligación de asegurar la prestación del servicio, sin perjuicio de lo cual, la situación se ve agravada debido al proceso inflacionario actual con impacto directo en los costos e inversiones de la Sociedad.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- De acuerdo a lo señalado anteriormente, el AT prevé que, si transcurrieran 60 días de la entrega de la documentación que acredite la suspensión (12 de marzo de 2009), sin que entrara en vigencia efectiva el RTT, o si pasado un año desde la firma del AT (08 de octubre de 2009), no estuviese vigente el AA, la Licenciataria y sus accionistas mayoritarios podrán retomar sus reclamos. Adicionalmente, el AA prevé que si transcurridos 2 meses desde su ratificación sin que entren en vigencia el CT previsto en el RTT, o bien, si antes del 31 de diciembre de 2009 no se hubiera emitido el CT resultante de la RTI, la Licenciataria y los accionistas quedarán en libertad de tomar las acciones que consideren apropiadas.

Al respecto el Directorio de la Sociedad decidió, sin perjuicio de que la Sociedad mantenga vigente todos los derechos que le asisten en función de la normativa aplicable, respecto de todo lo actuado en el proceso de renegociación contractual, continuar las gestiones ante las Autoridades de aplicación del AT y AA requiriendo su pronta implementación

- Los impactos descriptos sobre los Estados Contables de la Sociedad al 31 de diciembre de 2010 generados por la Ley de Emergencia, decretos y reglamentaciones complementarios, entre ellos, el Decreto N° 214/2002, se calcularon de acuerdo con las evaluaciones y estimaciones realizadas por la Sociedad a la fecha de preparación de los mismos. Los resultados reales futuros podrían diferir de las evaluaciones y estimaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes Estados Contables. Las decisiones que deban tomarse en base a los presentes Estados Contables deberían considerar la evolución futura de la economía nacional, de la industria del gas y el resultado del proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos.

NOTA 4 - BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS CONTABLES

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

Mediante Resolución 562/2009, la CNV ha establecido la aplicación de la Resolución Técnica N° 26 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") que adopta, para las entidades incluidas en el régimen de oferta pública de la Ley N°17.811, ya sea por su capital o por sus obligaciones negociables, o que hayan solicitado autorización para estar incluidas en el citado régimen, las normas internacionales de información financiera emitidas por el IASB (Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad). La aplicación de tales normas resultará obligatoria para la Sociedad a partir del ejercicio que se inicie el 1 de enero de 2012. El Directorio con fecha 23 de abril de 2010 ha aprobado el plan de implementación específico.

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 2010. 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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

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

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

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

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

c) Efectivo y equivalentes de efectivo

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

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de diciembre de 2009
Caja y bancos	4.952	4.266
Inversiones	85.529	44.045
Inversiones no consideradas efectivo o equivalente de efectivo	(205)	(59)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	90.276	48.252

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 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 2010 y 2009, sobre la base de la cantidad de acciones ordinarias indicadas más arriba. El resultado por acción "diluido" fue coincidente al cierre de cada ejercicio con el resultado por acción "básico".

g) Información comparativa

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

NOTA 5 - CRITERIOS DE VALUACION

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

a) Caja y bancos

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

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

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

c) Inversiones

- (i) **Certificados de depósito a plazo fijo en moneda nacional:** han sido valuados de acuerdo con la suma de dinero entregada en el momento de la transacción más los resultados financieros devengados en base a la tasa interna de retorno determinada en dicha oportunidad. El detalle respectivo se expone en el Anexo D.
- (ii) **Certificados de depósito a plazo fijo en moneda extranjera:** han sido valuados de acuerdo con la suma de dinero entregada en el momento de la transacción más los resultados financieros devengados en base a la tasa interna de retorno determinada en dicha oportunidad, convertidos en pesos aplicando el tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio. Las diferencias de cambio resultantes fueron imputadas al resultado del ejercicio. El detalle respectivo se expone en el Anexo D.
- (iii) **Fondos comunes de inversión en moneda local:** han sido valuados a la cotización de las cuotas partes, neta de gastos directos de venta, al cierre de cada ejercicio. El detalle respectivo se expone en el Anexo D.
- (iv) **Títulos Públicos:**

Bonos Par y Descuento: los mismos se encuentran valuados a su valor neto de realización, ya que la intención de la Sociedad es realizarlos en el corto plazo, el que incluye los intereses devengados al cierre del ejercicio. El Título Par tiene treinta y cinco años de plazo y amortización en diecinueve cuotas trimestrales, comenzando desde el 30 de setiembre de 2029 y una cuota trimestral final el 31 de diciembre de 2038. El Título Descuento tiene treinta años de plazo y amortización en veinte cuotas semestrales, comenzando desde el 30 de junio de 2024. El detalle respectivo se expone en el Anexo C.

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

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

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

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

histórico ajustado de dichos bienes. Los montos así determinados han sido reexpresados según lo explicado en la Nota 4.a).

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

Las depreciaciones acumuladas al cierre de cada 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 2010 no se ha concluido con la registración a nombre de la Sociedad de ciertos bienes registrables (esencialmente terrenos y edificios) recibidos de Gas del Estado S.E.

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

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

En relación con el criterio expuesto en el párrafo precedente, el ENARGAS, en el marco de sus Resoluciones N° 10/1993 y 44/1994, se ha expedido oportunamente en sucesivas resoluciones determinando, entre otros aspectos, el total de metros cúbicos de gas a bonificar para los años 1993, 1994 y 1995 a aquellos clientes que habiendo transferido a la Sociedad redes solventadas totalmente por ellos, no hubieran recibido contraprestación alguna. También estableció los metros cúbicos de gas a bonificar en promedio para los años 1996 a 2007 incluyendo el equivalente de otras contraprestaciones que pudieran haberse efectuado o se 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 2010 y 2009, en las condiciones anteriormente descriptas, ascienden a 762 y 1.565, 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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

para su elaboración no se ajustan al actual escenario de la emergencia pública dispuesta por Ley N° 25.561, y el congelamiento del margen del servicio de distribución que remunera el servicio prestado por la Licenciataria.

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

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

f) Activos intangibles

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

El valor de los activos intangibles, no supera su valor recuperable.

La evolución de los activos intangibles se expone en el Anexo B.

g) Cargas fiscales

En este rubro se incluyen, entre otros:

- (i) **Impuestos a las ganancias y a la ganancia mínima presunta:** en virtud de la sanción de la Ley N° 25.063 se modificó el primero y se creó, por el término de diez ejercicios anuales, el segundo. El impuesto a la ganancia mínima presunta es complementario del impuesto a las ganancias, dado que, mientras este último grava la utilidad impositiva del ejercicio, el impuesto a la ganancia mínima presunta constituye una imposición mínima que grava la renta potencial de ciertos activos productivos a la tasa del 1%, de modo que la obligación fiscal de la Sociedad coincidirá con el mayor de ambos impuestos. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del impuesto a las ganancias sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

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 el 31 de diciembre de 2010 y 2009 el crédito resultante del impuesto diferido ascendió a 3.888 y 3.335 respectivamente, y su composición fue la siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de diciembre de 2009
Créditos por ventas	1.821	1.873
Amortizaciones de bienes de uso y activos intangibles	(1.714)	(1.489)
Previsiones	3.159	2.304
Otros pasivos	622	647
Total	3.888	3.335

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El efecto del impuesto diferido imputado a los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009 ascendió a 553 de ganancia y 758 de pérdida, respectivamente.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, 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 2010 y 2009, el impuesto a las ganancias determinado ascendió a 13.229 y 12.366 respectivamente.

El saldo del impuesto a las ganancias, conforme normas impositivas, neto de anticipos pagados y retenciones practicadas por clientes, ascendió a 4.014 y 757 a pagar al 31 de diciembre de 2010 y 2009, 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:

	<u>Al 31 de diciembre de 2010</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2009</u>
Impuesto a las ganancias calculado a la tasa legal (35%) sobre el resultado antes de impuestos	(8.941)	(9.254)
Diferencias permanentes	(117)	(58)
Reexpresión a moneda constante de activos no monetarios	<u>(3.618)</u>	<u>(3.812)</u>
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	<u>(12.676)</u>	<u>(13.124)</u>

La Sociedad ha optado por no reconocer el pasivo por impuesto diferido generado por el efecto del ajuste por inflación de los activos no monetarios, el cual asciende al cierre de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009 aproximadamente a 80.201 y 83.819 respectivamente. De haberse reconocido este pasivo diferido el cargo de impuesto a las ganancias para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009 hubiera disminuido en aproximadamente 3.618 y 3.812, respectivamente. La vida útil promedio restante de los activos no monetarios en cuestión es de aproximadamente 22 años. Se estima que este pasivo se revertirá totalmente a la finalización del plazo de la Licencia (Nota 2 c):

Año	2011	2012	2013 a 2020	2021 hasta finalizar la Licencia	Total
Reversión en valores nominales del pasivo	3.560	3.536	25.849	47.256	80.201

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 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.

- (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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

calculó aplicando la alícuota 0,50% sobre el valor patrimonial proporcional al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

- (iii) **Impuesto al valor agregado:** las posiciones netas a pagar ascienden a 1.912 y 2.292 al 31 de diciembre de 2010 y 2009 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 2,84% y el 2,69% de las mismas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, 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 valuaron 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 valuaron a los importes originales de cada partida. Los cargos por consumos de activos no monetarios se computaron en función al costo original al momento de su imputación reexpresado según lo indicado en la Nota 4.a).

Las ganancias y pérdidas financieras se exponen a valores nominales.

k) Estimaciones Contables

La preparación de los estados contables a la fecha de cierre del ejercicio, requiere que la Sociedad realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados y los pasivos y activos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. Las mismas son utilizadas en casos tales como, la determinación de provisiones para deudores incobrables y contingencias, reconocimiento de ingresos por servicios prestados aún no facturados, depreciaciones, y determinación del valor recuperable de los bienes de uso. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes estados contables, pudiendo afectar, entre otras, las conclusiones actuales de la Gerencia sobre los valores recuperables de sus activos al 31 de diciembre de 2010.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO

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		
Activo Corriente	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de diciembre de 2009
a) Caja y bancos		
Caja y bancos en Moneda Nacional	4.802	4.255
Caja y bancos en Moneda Extranjera (Anexo G)	150	11
	<u>4.952</u>	<u>4.266</u>
b) Créditos por ventas		
Deudores comunes (Nota 8.a)	31.379	33.720
Fondo subsidio Malargüe	2.223	1.267
Convenios a recuperar (Nota 5.b)	497	497
Previsión para deudores de cobro dudoso (Anexo E)	(8.965)	(10.268)
	<u>25.134</u>	<u>25.216</u>
c) Otros créditos		
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 (Nota 9)	188	183
Partes relacionadas (Nota 9)	276	228
Gastos pagados por adelantado	688	836
Créditos con el personal	307	329
Créditos impositivos	730	114
Diversos	2.559	2.256
Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	(344)	(282)
	<u>4.404</u>	<u>3.664</u>
d) Otros activos:		
Depósito judicial	627	621
Cuenta corriente especial de disponibilidad restringida	420	420
	<u>1.047</u>	<u>1.041</u>
Activo No Corriente		
e) Otros créditos		
Gastos pagados por adelantado	546	694
Créditos con el personal	36	34
Créditos impositivos (Nota 5.g)	3.888	3.335
	<u>4.470</u>	<u>4.063</u>

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Pasivo Corriente	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de diciembre de 2009
f) Cuentas a pagar		
Por suministro y transporte de gas (Nota 8.b)	16.320	12.631
Otros proveedores de bienes y servicios	13.621	10.516
Partes relacionadas (Nota 9)	985	781
Partes relacionadas en Moneda Extranjera (Nota 9 – Anexo G)	4	-
	30.930	23.928
g) Otros pasivos		
Bonificaciones a otorgar a clientes (Nota 5.e)	3.294	3.197
Bonificaciones a otorgar a clientes a pagar por la Provincia de Mendoza (1)	419	419
Programa de racionalización del uso del gas	78	78
Cargo Gasoducto Norte Nación Fideicomiso S.A.	9.175	6.572
Partes relacionadas (Nota 9)	72	67
Diversos	34	59
	13.072	10.392
Pasivo No Corriente		
h) Otros pasivos		
Bonificaciones a otorgar a clientes (Nota 5.e)	224	224
Deudas por redes cedidas por municipios	413	426
	637	650

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

Estado de resultados	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de diciembre de 2009
i) Ventas		
Ventas brutas (Nota 8.a)	223.133	204.784
Otras ventas	10.384	4.363
	233.517	209.147
j) Otros ingresos netos		
Diversos	193	(434)
	193	(434)

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

Al 31 de diciembre de 2010 la apertura por plazos de vencimiento de colocaciones de fondos, créditos y pasivos es la siguiente:

	<u>Colocaciones de fondos</u>	<u>Créditos (1)</u>	<u>Pasivos (2)</u>
SIN PLAZO	-	32	-
DE PLAZO VENCIDO			
Anteriores a 2000	-	1.267	195
Entre enero y diciembre de 2000	-	570	97
Entre enero y diciembre de 2001	-	1.540	102
Entre enero y diciembre de 2002	-	453	158
Entre enero y diciembre de 2003	-	118	223
Entre enero y marzo de 2004	-	7	146
Entre abril y junio de 2004	-	28	58
Entre julio y septiembre de 2004	-	17	77
Entre octubre y diciembre de 2004	-	16	69
Entre enero y marzo de 2005	-	94	72
Entre abril y junio de 2005	-	21	88
Entre julio y septiembre de 2005	-	90	62
Entre octubre y diciembre de 2005	-	21	96
Entre enero y marzo de 2006	-	8	88
Entre abril y junio de 2006	-	14	67
Entre julio y septiembre de 2006	-	9	64
Entre octubre y diciembre de 2006	-	103	66
Entre enero y marzo de 2007	-	10	79
Entre abril y junio de 2007	-	28	91
Entre julio y septiembre de 2007	-	61	75
Entre octubre y diciembre de 2007	-	46	153
Entre enero y marzo de 2008	-	1	141
Entre abril y junio de 2008	-	61	149
Entre julio y septiembre de 2008	-	45	164
Entre octubre y diciembre de 2008	-	48	128
Entre enero y marzo de 2009	-	6	157
Entre abril y junio de 2009	-	2	149
Entre julio y septiembre de 2009	-	140	230
Entre octubre y diciembre de 2009	-	342	172
Entre enero y marzo de 2010	-	446	199
Entre abril y junio de 2010	-	627	216
Entre julio y septiembre de 2010	-	787	226
Entre octubre y diciembre de 2010	-	4.153	5.279
Total de plazo vencido	-	11.179	9.336
DE PLAZO A VENCER			
Entre enero y marzo de 2011	85.324	23.484	45.823
Entre abril y junio de 2011	-	586	5.295
Entre julio y septiembre de 2011	-	226	1.951
Entre octubre y diciembre de 2011	205	3.340	2.248
Con posterioridad al 2011	-	4.470	637
	85.529	32.106	55.954
	(a) 85.529	(b) 43.317	(c) 65.290

Tasas de interés:

- (a) El 100% devenga intereses.
- (b) Aproximadamente un 61% es susceptible de devengar intereses de acuerdo con las regulaciones descriptas en Nota 2. El resto no devenga intereses.
- (c) Aproximadamente un 27% es susceptible de devengar intereses. El resto no devenga intereses.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO

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 65% y el 66% de las ventas brutas de la Sociedad, en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

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

b) Proveedores:

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

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

Los saldos a favor de estos proveedores al 31 de diciembre de 2010 y 2009 respectivamente son los siguientes:

	<u>Al 31 de diciembre de 2010</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2009</u>
YPF S.A.	4.565	4.436
T.G.N. S.A.	1.409	1.401
Total	5.974	5.837
% que representa sobre el total de cuentas a pagar	19%	24%

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, la Sociedad ha realizado con ambos proveedores las siguientes operaciones:

	<u>Al 31 de diciembre de 2010</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2009</u>
Compra de gas a YPF S.A.	42.486	37.172
Transporte realizado por T.G.N. S.A.	19.195	18.317
Total	61.681	55.489
% que representa sobre el total de compras y gastos	27%	27%

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

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

Al 31 de diciembre de 2010 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 2010 y 2009 son los siguientes:

DENOMINACION	OTROS CREDITOS	
	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de diciembre de 2009
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550:		
Corriente		
ENI S.p.A.	188	183
Total Sociedades Art. 33	188	183
Partes relacionadas:		
Corriente		
Società Italiana per il Gas per Azioni ("ITALGAS") (Nota 10)	70	88
LG&E	-	57
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	158	71
Directores y Personal Gerencial	48	12
Total Partes Relacionadas	276	228
Total	464	411

DENOMINACION	CUENTAS A PAGAR	
	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de diciembre de 2009
Partes relacionadas:		
Corriente		
ENI Corporate University	4	-
ITALGAS (Nota 10)	-	217
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	985	564
Total Partes Relacionadas	989	781
Total	989	781

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

DENOMINACION	OTROS PASIVOS	
	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de diciembre de 2009
Partes relacionadas:		
Corriente		
Directores	72	67
Total Partes Relacionadas	72	67
Total	72	67

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, 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	
		Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de diciembre de 2009
Prestación de servicios			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(6.980)	(5.317)
ITALGAS (Nota 10)	Relacionada	-	(221)
ENI Corporate University	Relacionada	(6)	-
Total		(6.986)	(5.538)
Remuneraciones			
Directores y Personal Gerencial	Relacionada	(3.990)	(3.670)
Total		(3.990)	(3.670)
Gastos operativos			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(1.628)	(1.272)
Total		(1.628)	(1.272)
Recupero de costos y otros			
ENI	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	1	1
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	81	259
Total		82	260
Total operaciones		(12.522)	(10.220)

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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

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 2010 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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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:

- la venta comprenda el 51% del capital social o, si no se tratare de una venta, el acto que reduce la participación resulte en la adquisición de una participación no inferior al 51% por otra sociedad inversora;
- el solicitante acredite que mediante la misma no desmejorará la calidad de la operación del servicio licenciado.

d) Programa de Propiedad Participada

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

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

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

NOTA 11 - CONTRATOS Y OBLIGACIONES ASUMIDOS POR LA SOCIEDAD

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

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

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

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

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

(i) Acuerdos de compra de gas

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

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

Dado que esta resolución modifica sustancialmente las condiciones estipuladas en la Licencia para la adquisición de gas natural a los productores, atribuyendo a la SE la potestad de ser quien define las condiciones de la provisión de gas natural, la Sociedad ha puesto en conocimiento del ENARGAS y de la SE sus observaciones, señalando que: (i) las cantidades de gas previstas en los Anexos del “Acuerdo 2007-2011” resultan insuficientes para el abastecimiento de la demanda prioritaria, por cuanto se tomó como base la demanda promedio mensual en lugar de los picos diarios que caracterizan esta demanda; (ii) el invierno de 2006 tomado como referencia no es representativo ya que fue un año excepcionalmente cálido; (iii) tampoco la estacionalidad del año 2006 es representativa de lo ocurrido en los años 2007, 2008 y 2009 y de lo que pudiera ocurrir en los años 2010 y 2011; y (iv) no se fijan precios ciertos para el gas a ser adquirido para la demanda prioritaria.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables, el abastecimiento de gas natural a las distribuidoras para cubrir la demanda prioritaria opera totalmente bajo el esquema de arreglos de suministros determinados mensualmente por la SE (complementados con los redireccionamientos previstos en la Resol. ENRG 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 relación a 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 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 en las condiciones de tal abastecimiento en las redes actualmente en funcionamiento en todo el territorio de la República Argentina, que se encuentren debidamente

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

Si bien a la fecha no se ha firmado el Acuerdo de Abastecimiento de GLP para el período mayo 2010 – abril 2011, los productores están asignando las cantidades confirmadas por el ENARGAS, que son coincidentes con las solicitadas por la Sociedad.

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.

La Sociedad ha sido informada del cambio de titularidad del concesionario del área que abastece de gas natural a Malargüe y ha rediseñado la relación comercial con el nuevo operador del área en función de la normativa aplicable, teniendo en cuenta la particular situación de que el único cliente abastecido con gas natural es la estación de carga de GNC, quien adquiere el gas en forma directa de este productor. No obstante, 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 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 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.

Adicionalmente, el 5 de julio de 2007 mediante Nota ENRG N° 4.556/2007 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..." El 20 de setiembre de 2007 la Sociedad ha presentado contra dicha resolución un recurso judicial directo ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal de Capital Federal.

(ii) Acuerdos de transporte de gas

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

En diciembre de 1998 se celebró un nuevo acuerdo con T.G.N. S.A. por el cual se amplió en forma escalonada la capacidad de transporte, cuyo vencimiento operará el 30 de abril de 2014. En octubre de

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

1999, se amplió nuevamente esta capacidad de transporte con compromisos asumidos hasta el 31 de mayo de 2015. A partir del mes de mayo de 2003, se incrementó por el término de doce meses la capacidad contratada firme de transporte en 100.000 m³/día adicionales.

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

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

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 51,68 millones entre el 1° de enero de 2011 y el 31 de mayo de 2015 (Nota 3), distribuidos en distintos ejercicios medidos en años de la siguiente manera:

2011	2012 a 2013	2014	2015	Total del ejercicio
(EN MILLONES DE \$ -Nota 3-)				
16,40	32,56	2,03	0,69	51,68

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

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

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

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

El ENARGAS, mediante Nota N° 1.989/2005 del 22 de marzo de 2005, determinó que el Cargo por Fideicomiso fuera prorrateado a todos los cargadores firmes de las Transportadoras, y los clientes de las distribuidoras 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). La Sociedad, actúa sólo como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., de acuerdo a las normativas emitidas por las autoridades competentes.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Para suplir la falta de expansión del GCO, y dando cumplimiento a lo comprometido con el Gobierno Nacional, YPF S.A. celebró con la Sociedad un convenio de comercialización de capacidad de transporte firme de 531.497 m³/día para los inviernos 2005 y 2006. Con el mismo objetivo, el ENARGAS, mediante Resolución N° 3.773/2007, reasignó a favor de la Sociedad por el plazo de un año a partir del 18 de mayo de 2007, capacidad de transporte en firme por un volumen de 531.497 m³/día. Con el objetivo de prorrogar dicha reasignación para el invierno 2008, el ENARGAS - mediante orden regulatoria del 30/04/08- instruyó a: (i) la Sociedad a solicitar diariamente a TGN SA el transporte necesario en exceso de su capacidad de transporte en firme contratada (4.450.000 m³/día) para el abastecimiento de su demanda prioritaria; y (ii) TGN SA a que confirme las nominaciones de capacidad de transporte que realice la Sociedad por hasta un volumen de 531.000 m³/día en exceso de la capacidad en firme contratada. Esta reasignación fue prorrogada sucesivamente por el ENARGAS e incrementada a 1.180.000 m³/día para el invierno 2009 y a 1.580.000 m³/día para el invierno 2010.

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"). En dichas bases sólo se asegura a las distribuidoras la prioridad para servicios Residenciales, SGP1 y 2 mientras que todos los demás usuarios debían solicitar su propia capacidad en firme por sí mismas o a través de la distribuidora. Además, se establecieron las siguientes prioridades para la asignación de la nueva capacidad: 1°) consumos prioritarios R, P1 y 2; 2°) requerimientos para generación eléctrica del mercado interno -hasta 6 MMm³/día-; 3°) resto de los usuarios del mercado interno; y 4°) resto de los usuarios del mercado externo. También las bases establecían distintas modalidades de financiamiento elegibles por los participantes del concurso, otorgándose la máxima primacía a aquellos que estuvieren dispuestos a prepagar íntegramente el costo de la inversión asociada a su solicitud.

La SE aclaró que las distribuidoras debían asegurar la capacidad ya comprometida a las estaciones de GNC, a los SGP3 y SGG, además de los servicios para Residenciales, SGP1 y 2 (proyectados hasta el año 2008). En función de estas definiciones y de la proyección de demanda, el 30 de noviembre de 2005 la Sociedad solicitó a T.G.N. S.A. capacidad de transporte por: (i) 2,0 MMm³/día bajo Prioridad 1 por un plazo de 35 años; y (ii) 1,6 MMm³/día bajo Prioridad 3 por un plazo de 21 años (fin de la Licencia de la Sociedad).

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: 847.000 m³/día a partir del 1° de mayo de 2006 y 220.000 m³/día a partir del 1° de mayo de 2007. La Sociedad desconoce aún los motivos por los cuales el ENARGAS no validó el total de 2,0 MMm³/día solicitados bajo Prioridad 1. La ejecución de las obras de expansión están supeditadas a los proyectos y contrataciones que efectivamente realice T.G.N. S.A. y ello a su vez depende de la obtención de financiamiento, por lo cual, a la fecha se desconoce el plazo cierto de disponibilidad.

El 18 de mayo de 2006 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 26.095 mediante la cual se 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. Este nuevo cargo constituye un incremento significativo

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

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

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

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

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

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTA 12 - MEDIO AMBIENTE

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

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

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

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 13 de marzo de 2009, aprobó la distribución de dividendos en efectivo por 18.597 (los dividendos por acción son de 0,097 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 2009 y dentro del plazo de los treinta días de su aprobación por la Asamblea del 13 de marzo de 2009, se pagó el total de dividendos en efectivo.

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 17 de marzo de 2010, dispuso destinar a resultados no asignados la totalidad del resultado del ejercicio 2009, neto del monto correspondiente a la Reserva Legal.

NOTA 14 - CONTINGENCIAS

- a) Mediante acta del 18 de marzo de 2003 la Dirección General de Rentas de la provincia de Mendoza (“DGR Mendoza”) procedió a notificar a la Sociedad los Decretos N° 2.113/02 y N° 267/03 mediante los cuales: **i)** reglamenta el cobro del impuesto de sellos en el caso de los contratos entre ausentes; **ii)** permite a la DGR Mendoza, a pedido del interesado, dividir la deuda por entre los co-contratantes bajo ciertas condiciones, y **iii)** aprueba el convenio suscripto entre YPF S.A. y la Provincia de Mendoza, en el marco del Decreto N° 2.113/02, mediante el cual la petrolera presentó a la DGR Mendoza un grupo de contratos celebrados con distintas empresas y con efectos en la Provincia para beneficiarse en cada caso con el pago del 50% del impuesto, y con ciertas facilidades de pago. Asimismo, la DGR Mendoza requirió e intimó a la Sociedad para que ingrese el total adeudado en las mismas condiciones a las concedidas a YPF S.A., ascendiendo el importe reclamado a 872. Dicho requerimiento fue formalmente rechazado por la Sociedad.

En el mes de febrero de 2004, la Sociedad tomó conocimiento de que el Segundo Tribunal Tributario de la Ciudad de Mendoza, le ordenó a YPF S.A. trabar embargo preventivo sobre las sumas que por cualquier concepto tenga a percibir la Sociedad de esa empresa, y hasta cubrir la suma de 2.448, monto que incluye el impuesto de sellos con más los intereses y costas correspondientes, y bajo la responsabilidad de la parte actora. La disposición fue ordenada por el mencionado tribunal como medida precautoria solicitada por la DGR Mendoza, y originada en las facultades que el Código Fiscal de Mendoza establece en favor del fisco. La Sociedad solicitó la sustitución del embargo por una póliza de caución lo que fue rechazado por el Tribunal.

Asimismo, se presentó un recurso de apelación por ante el Tribunal Administrativo Fiscal en contra de la Resolución N° 55/2004 de la DGR Mendoza del 7 de abril de 2004, confirmatoria del requerimiento de pago formulado a la Sociedad mediante acta del 18 de marzo de 2003. Posteriormente se presentó acción

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

declarativa de certeza en contra de la Provincia de Mendoza por ante la CSJN. Mediante Resolución del 23 de diciembre de 2004 este último tribunal decretó la prohibición de innovar para que la Provincia de Mendoza se abstenga de realizar actos tendientes al cobro de impuesto de sellos con fundamento en la oferta acompañada oportunamente por la actora.

Se presentó al Segundo Tribunal Tributario de la Ciudad de Mendoza nuevo pedido de sustitución de embargo por póliza de caución. El juzgado hizo lugar al pedido de sustitución de embargo. Se consiguió la devolución de los fondos embargados.

El 26 de mayo de 2010 la Corte Suprema dictó sentencia definitiva, haciendo lugar en su totalidad a la pretensión de la Sociedad, y en consecuencia, declarando la improcedencia de la pretensión de la provincia de Mendoza.

A la fecha de los presentes Estados Contables, se encuentran en curso de cierre las actuaciones judiciales correspondientes.

- b)** 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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Concluido el pleito, el expediente se encuentra en el juzgado de primera instancia, donde se practicó la liquidación del importe de la condena. La causa está finalizada con sentencia desfavorable, se encuentra pendiente la regulación de honorarios y gastos causídicos.

La Sociedad considera que los cargos registrados al 31 de diciembre de 2010 derivados de este fallo resultan suficientes, para cubrir el monto adeudado estimado.

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

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

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

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

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

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

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

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

- d) 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

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

normativa. Por ello la Sociedad acudirá, en defensa de su proceder, a las instancias disponibles administrativas y/o judiciales previstas en la normativa vigente. En tal sentido, con fecha 28 de abril de 2004 presentó ante el ENARGAS el correspondiente descargo de la imputación realizada por esa Autoridad. Asimismo, con fecha 28 de abril de 2006 la Sociedad solicitó al ENARGAS la apertura a prueba en el procedimiento, ofreciendo entre otros medios probatorios, nueva documental y con fecha 1 de junio de 2006, prueba pericial.

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

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

- e) 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 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO A
1 de 2

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

EVOLUCION DE LOS BIENES DE USO

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	VALORES DE ORIGEN				
	AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS	BAJAS	TRANS-FERENCIAS	AL CIERRE DEL EJERCICIO
Terrenos	358	-	-	-	358
Edificios y construcciones civiles	2.346	2	-	-	2.348
Instalaciones de edificios	6.558	27	-	-	6.585
Gasoductos	196.820	181	-	145	197.146
Ramales de alta presión	117.516	-	-	-	117.516
Conductos y redes de media y baja presión	323.635	2.565	(25)	16	326.191
Estación de regulación y medición de presión	37.699	1.784	-	45	39.528
Plantas compresoras	382	-	-	-	382
Instalaciones de medición de consumo	69.935	83	(439)	3.872	73.451
Otras instalaciones técnicas	20.814	834	-	-	21.648
Maquinarias, equipos y herramientas	4.728	97	(80)	-	4.745
Sistemas informáticos y de telecomunicación	37.477	951	(923)	-	37.505
Vehículos	5.359	14	-	-	5.373
Muebles y útiles	4.097	42	(585)	-	3.554
Materiales	2.927	4.486	(653)	(3.888)	2.872
Line pack	171	-	-	-	171
Obras en curso	714	415	-	(190)	939
TOTAL AL 31/12/10	831.536	11.481	(2.705)	-	840.312
TOTAL AL 31/12/09	819.687	15.577	(3.728)	-	831.536

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO A
2 de 2

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

EVOLUCION DE LOS BIENES DE USO

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	DEPRECIACIONES				NETO RESULTANTE		
	ACUMULADAS AL INICIO DEL EJERCICIO	BAJAS	DEL EJERCICIO		ACUMULADAS AL FINAL DEL EJERCICIO	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de diciembre de 2009
			ALICUOTA %	MONTO			
Terrenos	-	-	-	-	-	358	358
Edificios y construcciones civiles	409	-	2	47	456	1.892	1.937
Instalaciones de edificios	1.904	-	2 a 20	164	2.068	4.517	4.654
Gasoductos	61.520	-	2 a 100	4.382	65.902	131.244	135.300
Ramales de alta presión	49.101	-	2 a 100	2.892	51.993	65.523	68.415
Conductos y redes de media y baja presión	111.893	-	2 a 100	7.270	119.163	207.028	211.742
Estación de regulación y medición de presión	17.070	-	33 a 100	1.507	18.577	20.951	20.629
Plantas compresoras	149	-	33 a 100	13	162	220	233
Instalaciones de medición de consumo	30.511	(326)	33 a 100	3.129	33.314	40.137	39.424
Otras instalaciones técnicas	11.512	-	2 a 100	862	12.374	9.274	9.302
Maquinarias, equipos y herramientas	3.166	(76)	10	248	3.338	1.407	1.562
Sistemas informáticos y de telecomunicación	29.734	(909)	10 a 33	1.841	30.666	6.839	7.743
Vehículos	3.715	-	20 a 100	506	4.221	1.152	1.644
Muebles y útiles	3.855	(585)	5 a 100	57	3.327	227	242
Materiales	-	-	-	-	-	2.872	2.927
Line pack	-	-	-	-	-	171	171
Obras en curso	-	-	-	-	-	939	714
TOTAL AL 31/12/10	324.539	(1.896)	-	22.918	345.561	494.751	-
TOTAL AL 31/12/09	303.926	(2.133)	-	22.746	324.539	-	506.997

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO B

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

EVOLUCION DE ACTIVOS INTANGIBLES

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	VALOR DE ORIGEN			AMORTIZACIONES				NETO RESULTANTE	
	AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS	AL FINAL DEL EJERCICIO	ACUMULADAS AL INICIO DEL EJERCICIO	DEL EJERCICIO		ACUMULADAS AL FINAL DEL EJERCICIO	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de diciembre de 2009
					ALICUOTA %	MONTO			
Gastos de organización y otros	8.908	26	8.934	8.885	20	14	8.899	35	23
TOTAL AL 31/12/10	8.908	26	8.934	8.885	-	14	8.899	35	-
TOTAL AL 31/12/09	8.901	7	8.908	8.875	-	10	8.885	-	23

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO C

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

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

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	VALOR REGISTRADO	
	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de diciembre de 2009
INVERSIONES CORRIENTES		
Títulos Públicos – Bono Par	-	3
Títulos Públicos – Certificados de crédito fiscal	4.029	3.519
Títulos Públicos – Bono Descuento	-	2
Títulos Públicos – BODEN 2013 (Anexo G)	30	-
Títulos Públicos – Títulos vinculados al PBI	175	54
TOTAL CORRIENTES	4.234	3.578
TOTAL	4.234	3.578

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO D

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

OTRAS INVERSIONES

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	VALOR NOMINAL	VALOR REGISTRADO	
	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de diciembre de 2009
INVERSIONES CORRIENTES			
En moneda nacional			
Depósitos a plazo fijo	61.587	61.587	18.125
Fondos comunes de inversión	6.285	6.285	9.532
En moneda extranjera			
Depósitos a plazo fijo (Anexo G)	13.423	13.423	12.810
TOTAL CORRIENTES	81.295	81.295	40.467
TOTAL	81.295	81.295	40.467

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO E

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

EVOLUCION DE LAS PREVISIONES

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	SALDOS AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS NETOS	DISMINUCIONES	SALDOS AL FINAL DEL EJERCICIO
DEDUCIDAS DEL ACTIVO CORRIENTE				
- Para deudores de cobro dudoso	10.268	1.913	(3.216)	8.965
- Para otros créditos de cobro dudoso	282	80	(18)	344
TOTAL AL 31/12/10	10.550	⁽¹⁾ 1.993	⁽²⁾ (3.234)	9.309
TOTAL AL 31/12/09	12.448	195	(2.093)	10.550
INCLUIDAS EN EL PASIVO CORRIENTE				
- Para juicios y contingencias	6.584	3.259	(817)	9.026
TOTAL AL 31/12/10	6.584	⁽³⁾ 3.259	⁽⁴⁾ (817)	9.026
TOTAL AL 31/12/09	7.405	818	(1.639)	6.584

(1) Imputados a Deudores incobrables del Anexo H.

(2) Incluye recuperos de provisiones por (2.153), imputados a Deudores incobrables del Anexo H.

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

(4) Incluye pagos por (172) y recuperos de provisiones por (645), imputados a Juicios y contingencias del Anexo H.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO F

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

COSTO DE VENTAS

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

	<u>Al 31 de diciembre de 2010</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2009</u>
Existencia de materiales al inicio del ejercicio	803	643
Compras de gas	85.098	75.267
Compras de materiales	1.339	1.243
Transporte de gas	19.350	18.472
Gastos de distribución (Anexo H)	49.393	43.686
Menos: Existencia de materiales al cierre del ejercicio	(889)	(803)
Costo de ventas	<u>155.094</u>	<u>138.508</u>

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO G

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	Al 31 de diciembre de 2010			Al 31 de diciembre de 2009	
	CLASE Y MONTO DE MONEDA EXTRANJERA (cifras expresadas en miles)	CAMBIO VIGENTE EN PESOS	VALOR DE LIBROS	CLASE Y MONTO DE MONEDA EXTRANJERA (cifras expresadas en miles)	VALOR DE LIBROS
ACTIVO					
ACTIVO CORRIENTE					
CAJA Y BANCOS					
Bancos – Cuentas corrientes	US\$ 38	3,936	150	US\$ 3	11
INVERSIONES					
Depósitos a plazo fijo	US\$ 3.410	3,936	13.423	US\$ 3.407	12.810
Títulos públicos - Boden 2013	US\$ 8	3,936	30	-	-
TOTAL DEL ACTIVO CORRIENTE			13.603		12.821
TOTAL DEL ACTIVO			13.603		12.821
PASIVO					
PASIVO CORRIENTE					
CUENTAS A PAGAR					
Partes Relacionadas (Nota 9)	EUR 1	5,273	4	-	-
TOTAL DEL PASIVO CORRIENTE			4		-
TOTAL DEL PASIVO			4		-
POSICION NETA - ACTIVO (PASIVO)			13.599		12.821

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO H

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

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 2010 y 2009
(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTAS PRINCIPALES	GASTOS DE DISTRIBUCION	GASTOS DE ADMINISTRACION	GASTOS DE COMERCIALIZACION	GASTOS DE FINANCIACION	COSTO BIENES DE USO	TOTAL 31/12/10	TOTAL 31/12/09
Remuneraciones y cargas sociales	13.224	14.309	15.331	-	858	43.722	35.168
Honorarios directores y síndicos	-	471	-	-	-	471	432
Honorarios por servicios profesionales	218	1.695	27	-	-	1.940	1.709
Juicios y contingencias	1.104	1.510	-	-	-	2.614	202
Gastos de facturación y cobranzas	293	-	7.309	-	-	7.602	7.086
Alquileres varios	5	157	574	-	-	736	716
Primas de seguros	916	206	60	-	-	1.182	1.119
Viajes y estadías	482	457	97	-	-	1.036	900
Gastos de correos y telecomunicaciones	87	393	318	-	-	798	764
Depreciación de bienes de uso	22.534	73	311	-	-	22.918	22.746
Amortización de activos intangibles	-	-	14	-	-	14	10
Servidumbres de paso	2.168	-	-	-	-	2.168	341
Mantenimiento y reparación de bienes de uso	3.872	512	577	-	-	4.961	4.932
Impuestos, tasas y contribuciones	662	36	805	-	-	1.503	1.529
Impuesto a los Ingresos Brutos	-	-	6.674	-	-	6.674	5.659
Tasa ENARGAS	1.125	1.092	1.092	-	-	3.309	2.678
Deudores incobrables	-	-	(160)	-	-	(160)	(1.710)
Publicidad y propaganda	-	-	378	-	-	378	526
Limpieza y vigilancia	1.205	435	1.114	-	-	2.754	2.208
Gastos y comisiones bancarias	-	124	-	-	-	124	128
Intereses	-	-	-	56	-	56	12
Diferencias de cotización	-	-	-	29	-	29	251
Servicios y suministros de terceros	1.260	367	1.003	-	-	2.630	3.310
Convenios de atención comercial y técnica	79	-	101	-	-	180	146
Gastos diversos	159	1.469	292	-	-	1.920	1.407
TOTAL AL 31/12/10	49.393	23.306	35.917	85	858	109.559	-
TOTAL AL 31/12/09	43.686	17.919	30.010	263	391	-	92.269

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

RESEÑA INFORMATIVA (*)

Por el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2010

1) Comentarios sobre las actividades de la empresa desde el 1° de enero de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2010:

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 502.029 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 411.926 metros de cañerías de redes y gasoductos y en 17.819 nuevos servicios, con un crecimiento neto de 18.774 clientes, valor este último, que representa un aumento aproximado de 3,88% con respecto al cierre del ejercicio anterior. En comparación, el sistema se expandió en aproximadamente 3,53% con respecto al total del 31/12/09. Al finalizar 2010, el mismo alcanza una extensión aproximada a los 12.085 kms. de redes y gasoductos.
- Se ejecutó el programa de búsqueda y reparación de fugas para el año 2010, por el cual se relevaron aproximadamente 4.286 kms. de redes en zonas de alta y baja densidad habitacional.
- Se realizaron los recorridos anuales referidos al control técnico programado de las estaciones de GNC sujetas a verificación, con la concreción de 794 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 202 estaciones de GNC conectadas al sistema de distribución.
- Ante el requerimiento de la Subsecretaría de Combustibles (“SSC”) mediante su Nota N° 938/2006 de fecha 09/05/06, en el marco de lo dispuesto por Ley N° 26.019, la Sociedad presentó dos opciones, con variantes de trazado, para el abastecimiento de gas natural mediante gasoducto a la localidad de Malargüe. Luego de una serie de instancias y de la presentación por parte de la Sociedad de un anteproyecto alternativo, el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) redefinió la traza del gasoducto, que contempla la construcción de un gasoducto de 150 km. de extensión a estructurarse en el marco de los Fideicomisos para atender las Inversiones en Transporte y Distribución de Gas establecido por el Decreto PEN N° 180/2004 y la Resolución del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”) N° 185/2004.

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

(*) Información emitida al 09/02/11. 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 31/12/10.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

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

En octubre de 2010 y a instancias del ENARGAS, la Sociedad informó a Nación Fideicomisos S.A. que no se encontraron objeciones para la adjudicación de la obra al único oferente calificado. Se indicó también que dicha adjudicación está sujeta a las consideraciones y al cumplimiento de ciertas condiciones detalladas e informadas por la Sociedad, de las que se destacan, entre otras de importancia, la obtención del financiamiento adicional al incluido en la oferta por parte de las autoridades, que permita la ejecución total de la obra, como así también la suscripción de los contratos de fideicomiso, gerenciamiento, operación y mantenimiento, y de obra, pendientes a la fecha del presente documento. 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.

- Se realizaron aproximadamente 1.803 actualizaciones y anteproyectos de suministros para nuevas redes. En el Centro de Atención Telefónica se recibieron y atendieron 131.241 llamadas con un 90% de eficiencia de atención dentro de los 40 segundos. También se realizaron 1.340 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 2.978.000 facturas.
- Se continuó con el análisis de la evolución de los precios de los insumos, bienes y servicios, y en la búsqueda de la mayor eficiencia posible entre precio y calidad, dado que los efectos de la inflación se han ido reflejando en los costos de la Sociedad pese a la prudencia y austeridad ejercidas, mientras que todavía no hubo reconocimiento alguno de esos mayores costos en las tarifas. Por otra parte, los incrementos salariales acordados entre los distintos sectores empresariales y sindicales, también tienen consecuencias que afectan las actividades propias y tercerizadas.
- Se ejecutó el plan anual de capacitación de colaboradores en diversos temas técnicos, de formación profesional, actitudinal y complementaria, con una inversión de 9.624 horas/hombre.
- Se realizó la habitual campaña de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono a través de folletos, diarios, emisoras radiales y de televisión, y la entrega de premios a clientes ganadores del concurso radial “Campaña de Prevención de Monóxido de Carbono”. También se llevó a cabo por tercer año consecutivo un nuevo programa Ecogas Escuelas denominado “InvestiGás con ciencia”, destinado a la formación en el uso correcto del gas natural, de alumnos de los últimos grados del ciclo primario de las tres provincias que conforman el área de servicio. Esta iniciativa involucró en 2010 a 130 establecimientos escolares, a 376 docentes y a 12.408 alumnos.
- Se aplicaron las escalas salariales acordadas a partir del 01/09/09 con vigencia hasta el 30/04/10, según el Convenio Colectivo de Trabajo firmado en 2007 que se mantiene vigente. Desde el 01/05/10 y hasta el 30/04/11 se aplican las nuevas escalas salariales acordadas con el gremio.
- 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.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



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. También se dio continuidad a la creación y modificación de formularios, a los cambios de estructura y descripción de los puestos de trabajo de la misma, la definición de perfiles de seguridad, el cierre de auditorías específicas realizadas y la planificación de otras, 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 realizaron actualizaciones de los procedimientos de administración y control, de comercialización, y de operaciones y mantenimiento, se definieron o revisaron y publicaron instructivos y procedimientos tales como los referidos a la contratación de consultorías y servicios profesionales, aplicación de sanciones a empresas contratistas, cláusula de responsabilidad administrativa, proceso de cierre de contabilidad, incorporación y construcción de la red, gestión del patrimonio intelectual, tratamiento de cortes por seguridad, y publicaciones institucionales y uso de imágenes. En materia de Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se definieron y pusieron en vigencia una norma central, relativa al sistema integrado de gestión para la protección de la salud, de la seguridad, del medio ambiente y de la indemnidad pública, y el manual de gestión de la salud ocupacional, determinándose la incorporación de los principales contratistas al sistema integrado de información SSA.

En lo relativo a los sistemas informáticos, se administró la seguridad de las aplicaciones y las operaciones rutinarias de resguardo de datos. Se finalizó la implementación de cambio de software de correo, y se planificaron los desarrollos de los sistemas de seguimiento de la gestión de proyectos de expansión y extensión de redes, y de soluciones móviles para inspecciones técnicas, que a su vez se concluyó durante el ejercicio. Se llevó a cabo el mantenimiento de los sistemas existentes en apoyo de la gestión de la Sociedad, y se implementó la revisión semestral de las matrices funcionales de aplicaciones informáticas relevantes de la Sociedad.

Las inversiones

- Se desarrollaron las actividades relativas al programa 2010 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 las necesidades de la demanda, la Sociedad, en el marco del programa de Fideicomisos de Gas constituido por la **Resolución MPFIPyS N° 185/2004** del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”), requirió a la Secretaría de Energía (“SE”) y al ENARGAS la inclusión en dicho programa de ciertas obras de infraestructura necesarias para aumentar la capacidad del sistema. Se trató de las obras Ampliación Gasoducto paralelo La Dormida-Las Margaritas; Construcción Planta Compresora Mendoza Norte; y Ampliación Ramal Mendoza Norte-Pantanillo Etapa I, que no fueron incluidas en ningún programa de fideicomisos.
- Luego de gestiones realizadas por la Sociedad y distintas Autoridades Provinciales, a fines de agosto 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, las cuales se encuentran en proceso a la fecha del presente documento.
- La Sociedad elaboró su presupuesto 2010 previendo inversiones por valor de \$18,9 millones. El total de inversiones ejecutadas durante el año fue de \$11,5 millones. De las inversiones pendientes aproximadamente \$4,7 millones se ejecutarán durante los primeros meses de 2011 y alrededor de \$3 millones fueron reprogramados también para desarrollarse en ese año como consecuencia de la demora operada en el proceso de adjudicación, producto de la tramitación que resulta necesaria realizar en el marco del comercio de gas argentino.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Se llevaron a cabo las siguientes actividades previstas en el programa anual de inversiones: interconexiones de redes de media y baja presión; obras nuevas y de ampliación de plantas reguladoras de presión y de cierre de predios, de odorización de líneas de alta presión y de adecuación de ramales; bonificación a clientes por la incorporación de redes según actas acuerdo firmadas; 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; renovación parcial del parque automotor; y otras inversiones menores.

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

- Si bien ha sido tratado oportunamente con suficiente detenimiento, resulta necesario recordar como aspectos de fondo, y al menos mientras se mantengan sus efectos sobre el marco jurídico vigente para los contratos de concesión o licencias de las empresas de servicios públicos, que la **Ley N° 25.561** de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario publicada el 07/01/02 ("**Ley de Emergencia**"), en principio con vigencia hasta el 31/12/03, fue prorrogada sucesivamente y por un año en cada oportunidad, por otras seis leyes, considerándose también incluidas las modificaciones que se le introdujeron. Una séptima ley se publicó el 22/12/09 bajo el N° 26.563, extendiendo la prórroga y la aplicación de sus modificaciones hasta el 31/12/11.
- A partir de la sanción por parte del Poder Ejecutivo Nacional ("PEN") de los **Decretos N° 180/2004** y **N° 181/2004**, se dio origen a una sucesión de cambios en la actividad de la Sociedad que han provocado efectos de alcances difíciles de ponderar totalmente, al haberse producido una secuencia de reglamentaciones, aclaraciones e implementaciones por parte de las autoridades competentes, las cuales a la fecha del presente documento continúan con aspectos pendientes de resolución.

Posteriormente, se emitieron diferentes disposiciones tendientes a reglamentar aspectos de los decretos antes señalados, las cuales se trataron en detalle en las Memorias, Reseñas Informativas y Estados Contables de Publicación anteriores, según su aparición.

- Respecto del proceso de Renegociación del Contrato de Licencia dispuesto por el Gobierno Nacional a partir de la Ley de Emergencia, y continuando con el proceso iniciado en 2002 y años subsiguientes, luego de una sucesión de eventos, negociaciones, actividades, vencimientos y también esperas, con fecha 25/09/08, la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos ("UNIREN") entregó a esta Licenciataria la Nota UNIREN N° 242/08 mediante la cual se adjuntaron nuevos documentos del Acta Acuerdo ("AA") y del Acuerdo Transitorio ("AT") a firmarse, que recogieron parcialmente las observaciones realizadas por la Sociedad.

- El AT comprende la adecuación de precios, tarifas y segmentación de las mismas y de cláusulas contractuales relativas al servicio público de distribución de gas. Sus disposiciones, que serán aplicadas por el ENARGAS, se mantendrán hasta la entrada en vigencia del AA. Prevé un Régimen Tarifario de Transición ("RTT"), que comprende: (i) un incremento de las tarifas de distribución a partir del 01/09/08, diferencial por categoría de clientes; y (ii) un Mecanismo de Monitoreo de Costos ("MMC") que permita el recupero de costos hasta la entrada en vigencia del Cuadro Tarifario ("CT") resultante de una Revisión Tarifaria Integral ("RTI"). También estableció un Plan de Inversiones ("PI") con finalización prevista antes del inicio del invierno de 2009; y determinó algunas cuestiones particulares que debe considerar el AA.

En el AA se establecen, entre otros aspectos, los términos y condiciones convenidos por el Otorgante y la Licenciataria en el periodo contractual comprendido entre el 06/01/02 y la finalización del Contrato de Licencia, para adecuar la Licencia procurando preservar, en el marco de la normativa de emergencia, los principios y aspectos sustantivos de la Ley N° 24.076 y de las regulaciones que de ella se derivan.

Se dispuso una Proyección Económico-Financiera ("PEF") para los años 2008 y 2009, y el requerimiento de presentar al ENARGAS información trimestral relativa a la ejecución de la misma; se determinó también una RTT; y un PI en los mismos términos que los previstos en el AT, condicionando a las distribuciones de dividendos de los ejercicios 2008 y 2009, al cumplimiento del PI en términos reales y a pautas informativas.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Se definió la realización, entre el 15/10/08 y el 28/02/09 (vencimiento prorrogado luego hasta el 30/09/09), de una RTI, proceso mediante el cual se fijaría un nuevo régimen de tarifas máximas, por el término de cinco años, conforme a lo estipulado en el Marco Regulatorio y pautas definidas en el AA. El AA prevé el mismo RTT establecido en el AT.

Se definió una cláusula de indemnidad a favor del Otorgante (PEN) mediante la cual la Licenciataria se obliga a cubrir cualquier tipo de reparación que estuviera originada en un reclamo de cualquiera de sus accionistas que no hubiera desistido oportunamente, fundada en lo ya referido respecto de la Ley N° 25.561 y la anulación del PPI.

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 PPI. Si transcurridos 2 meses desde la ratificación del AA sin que entre en vigencia el Cuadro Tarifario previsto en el RTT, o bien, si antes del 31/12/09 no se hubiera emitido el CT resultante de la RTI, la Licenciataria y los accionistas quedan en libertad de tomar las acciones que consideren apropiadas. Dentro de los 120 días de publicado el CT resultante de la RTI, aquéllos deberán presentar el desistimiento de los reclamos que hubieran formulado y un compromiso de no iniciar nuevos reclamos por estos temas. Se prevé que si aún mediando las suspensiones y desistimientos hubiere reclamos en contra del Estado Nacional por estos temas, el Otorgante requerirá el retiro de los mismos dentro del plazo de 15 días. Vencido dicho plazo de intimación y ante el incumplimiento de lo requerido, opera la indemnidad prevista de la Licenciataria.

Con fecha 08/10/08 el Directorio de la Sociedad aprobó lo actuado ante la UNIREN respecto del AT y del AA, ad referendum de la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas, la cual, con fecha 13/11/08, también aprobó el AT y el AA y la suscripción de los mismos por parte de la Sociedad. En dicha Asamblea, también se aprobó el otorgamiento de los compromisos e instrumentos previstos en el artículo 6.1 del AT, los que fueron presentados a la UNIREN con fechas 05/12/08 y 10/12/08, dentro del plazo previsto.

- En cumplimiento del párrafo 6.2 de la Cláusula Sexta del AA, la Sociedad presentó al ENARGAS, con fecha 24/02/10 la última información requerida relativa a la ejecución de la Proyección Económica-Financiera al 31/12/09.
- Al 30/04/09 la Sociedad cumplió el PI comprometido conforme la Cláusula Tercera del AT en los plazos allí previstos y presentó con fechas 06/01/09 y 21/05/09 los informes que acreditan el estado de cumplimiento del PI al 31/12/08 y 30/04/09, respectivamente, en un todo de acuerdo con lo previsto en el AT. A solicitud del ENARGAS, el 05/06/09 la Sociedad le hizo entrega de un informe de seguimiento de las inversiones requerido por esa Autoridad. El ENARGAS disponía de 30 días corridos para realizar observaciones. A la fecha del presente documento, el ENARGAS no ha realizado observaciones al cumplimiento del PI.
- La Sociedad comunicó oportunamente al ENARGAS su disposición a iniciar las actividades de la RTI a partir del 15/10/08, conforme lo establecido en el AT y en el AA suscriptos por la Sociedad con la UNIREN. A pesar de que dicha Autoridad no ha iniciado formalmente la RTI, ha consultado a la Sociedad sobre aspectos que serán de aplicación en dicho proceso. En ese contexto, la Sociedad recibió con fechas 30/04/09 y 14/01/10 sendas notas del ENARGAS referidas a la determinación del costo del capital, que fueron respondidas a esa Autoridad con fechas 26/05/09, 27/08/09 y 25/02/10.
- En el mismo marco del proceso de la RTI, el 02/07/09 la Sociedad recibió una nota del ENARGAS referida a la lectura de medidores y facturación, mediante la cual la Autoridad Regulatoria somete a consideración de las distribuidoras de gas, aspectos técnicos referidos al procedimiento de medición y de su implementación, a los efectos de receptor sus observaciones y sugerencias, las que fueron realizadas por la Sociedad y presentadas al ENARGAS el 31/08/09.
- El 15/07/10 el ENARGAS ha solicitado por nota un requerimiento de información inicial referido a la RTI en la cual no se indicaba fecha final del proceso ni se posee cronograma de ejecución de las tareas necesarias para el efectivo cumplimiento de la RTI.
- Conforme el AT, el PEN dispone de 60 días para establecer la entrada en vigencia del RTT, a partir de la presentación por parte de la Sociedad y sus Accionistas de los instrumentos que acreditan la suspensión de las acciones o de corresponder,

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

su compromiso a no iniciarlas. Con fecha 08/04/09 se publicó el Decreto PEN N° 235/2009 por el cual se ratifica el AT, sin que hasta la fecha del presente documento el ENARGAS haya publicado los Cuadros Tarifarios correspondientes al RTT.

- Por otra parte, con fecha 01/09/09 se adecuó el AA, manteniendo los términos y condiciones de su antecedente de fecha 08/10/08, en consideración de lo requerido por la UNIREN dado al cambio de las autoridades a cargo del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas y a la necesidad de adecuar la fecha de finalización de la RTI al 30/09/09 (prevista originariamente para el 28/02/09).
- El AA fue remitido al Congreso de la Nación en los términos del Art. 4 de la Ley N° 25.790, teniéndose por aprobado el mismo por el mero transcurso del plazo legal previsto. Con fecha 15/04/10 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto PEN N° 483/2010 por el cual se ratifica el AA suscripto por la UNIREN y la Sociedad.
- Ante la falta de emisión por parte del ENARGAS de las instrucciones correspondientes respecto del proceso de MMC (Mecanismo de Monitoreo de Costos), con fecha 02/12/09 la Sociedad presentó al ENARGAS un pedido de ajuste de la tarifa de distribución en concepto de ajuste por variaciones de costos devengadas entre setiembre de 2008 y agosto de 2009, en función del MMC previsto en el AT. Con fecha 26/04/10, el ENARGAS emitió la Resolución N° 1.154/2010, que aprueba el ANEXO I que contiene la información necesaria para efectuar la revisión del MMC prevista en el punto 4.3. del AA. Mediante Nota N° 5.319 ingresada el 13/05/10, el ENARGAS solicitó la presentación de la información detallada en dicha Resolución, con el objeto de proceder a realizar las verificaciones que permitan constatar las variaciones en los costos del servicio. La Sociedad solicitó prórroga a los fines de remitir la información requerida, dado el formato de presentación que se solicitó, a la vez que hizo presente que (i) a su juicio ya dio oportuno cumplimiento a lo previsto en la Cláusula Cuarta del AT y AA; (ii) cinco meses después de presentado el pedido se recibió el requerimiento de información adicional del ENARGAS; y (iii) a pesar de que la anterior remisión por parte de la Sociedad incluyó una propuesta de metodología de cálculo para ser merituada y eventualmente aplicada por esa Autoridad, la misma no ha sido respondida por el ENARGAS, ni se ha recibido una metodología alternativa para el reconocimiento en las tarifas finales de las variaciones de costos.

Con fechas 24/08/10 y 29/10/10, la Sociedad presentó al ENARGAS un pedido de ajuste de la tarifa de distribución en concepto de ajuste por variaciones de costos devengadas entre septiembre de 2009 y febrero 2010. A la fecha, el ENARGAS no ha realizado ninguna observación a la misma ni ha iniciado el proceso de revisión previsto en los Acuerdos.

Durante el mes de febrero de 2011 la Sociedad presentó al ENARGAS un pedido de ajuste de la tarifa de distribución en concepto de ajuste por variaciones de costos devengadas entre marzo de 2010 y agosto 2010.

- La Sociedad ha expresado tanto a la UNIREN como al ENARGAS su preocupación por la falta de cumplimiento de las fechas previstas en el AT y en el AA relativas al Proceso de RTI y la falta de emisión del CT resultante del RTT y del MMC. Se destacó que la Sociedad cumple satisfactoria e ininterrumpidamente con su obligación de asegurar la prestación del servicio, sin perjuicio de lo cual, la situación se ve agravada debido al proceso inflacionario actual con impacto directo en los costos e inversiones de la Sociedad.
- De acuerdo a lo señalado anteriormente, el AT prevé que, si transcurrieran 60 días de la entrega de la documentación que acredite la suspensión (12/03/09), sin que entrara en vigencia efectiva el RTT, o si pasado un año desde la firma del AT (08/10/09), no estuviese vigente el AA, la Licenciataria y sus accionistas mayoritarios podrán retomar sus reclamos. Adicionalmente, el AA prevé que si transcurridos 2 meses desde su ratificación sin que entren en vigencia el CT previsto en el RTT, o bien, si antes del 31/12/09 no se hubiera emitido el CT resultante de la RTI, la Licenciataria y los accionistas quedarán en libertad de tomar las acciones que consideren apropiadas.

Al respecto el Directorio de la Sociedad decidió, sin perjuicio de que la Sociedad mantenga vigente todos los derechos que le asisten en función de la normativa aplicable, respecto de todo lo actuado en el proceso de renegociación contractual, continuar las gestiones ante las Autoridades de aplicación del AT y AA requiriendo su pronta implementación.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Las tarifas

Tarifas de distribución

- Desde la sanción de la Ley de Emergencia la Sociedad solicitó oportunamente al ENARGAS, al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación (“MECON”) y a otras áreas de gobierno, urgentes incrementos de tarifas de distribución -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 PPI 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 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.

Ajustes estacionales por variación del precio de compra del gas

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

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 finalización de dicho proceso.

Posteriormente, la **Resolución ENARGAS N° I/466/2008** del 15/10/08 (en el marco de la Resolución ENARGAS N° I/451/2008) la Autoridad Regulatoria instruyó que se deberán continuar aplicando las DDA previstas en los cuadros tarifarios vigentes hasta el 31/08/08 al calcular las facturas por los servicios prestados a las categorías tarifarias que no han tenido incremento en el costo del gas.

- Con fecha 16/12/08 se emitió la **Resolución ENARGAS N° I/568/2008** por la que: **(i)** 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); y **(ii)** implementa los efectos de la Resolución ENARGAS N° I/466/2008, citada precedentemente.

El transporte

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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

hasta abril de 2028, sobre un total de 2,4 MMm³/día que la Sociedad requiriera oportunamente mediante una Oferta Irrevocable de Transporte Firme.

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

El ENARGAS, mediante Nota N° 1.989/2005 del 22/03/05, determinó que el Cargo por Fideicomiso fuera prorrateado entre todos los cargadores firmes de las Transportadoras, y los clientes de las distribuidoras 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, sólo como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A.

Para suplir la falta de expansión del GCO, y dando cumplimiento a lo comprometido con el Gobierno Nacional, YPF S.A. celebró con la Sociedad un convenio de comercialización de capacidad de transporte firme de 531.497 m³/día para los inviernos 2005 y 2006. Con el mismo objetivo, el ENARGAS, mediante **Resolución N° 3.773/2007**, reasignó a favor de la Sociedad por el plazo de un año a partir del 18/05/07, capacidad de transporte en firme por un volumen de 531.497 m³/día. Con el objetivo de prorrogar dicha reasignación para el invierno 2008, el ENARGAS -mediante orden regulatoria del 30/04/08- instruyó a: (i) la Sociedad a solicitar diariamente a TGN SA el transporte necesario en exceso de su capacidad de transporte en firme contratada (4.450.000 m³/día) para el abastecimiento de su demanda prioritaria; y (ii) TGN SA a que confirme las nominaciones de capacidad de transporte que realice la Sociedad por hasta un volumen de 531.000 m³/día en exceso de la capacidad en firme contratada. Esta reasignación fue prorrogada sucesivamente por el ENARGAS e incrementada a 1.180.000 m³/día para el invierno 2009, y a 1.580.000 m³/día para el invierno 2010.

- A finales de setiembre de 2005 se publicaron las bases para un nuevo programa para expansión de gasoductos hasta 20 MMm³/día, que debía cubrir las demandas previstas para los años 2006 a 2008. Dentro de dicho programa a TGN SA le corresponde ampliar en 10 MMm³/día (5 MMm³/día sobre el Gasoducto Norte y 5 MMm³/día sobre el GCO), por lo que TGN SA hizo el llamado a un nuevo Concurso Abierto de Capacidad de Transporte denominado Concurso Abierto TGN SA 01/2005 ("CA02"). En dichas bases sólo se asegura a las distribuidoras la prioridad para servicios Residenciales, SGP1 y 2, mientras que todos los demás usuarios debían solicitar su propia capacidad en firme por sí mismos o a través de la distribuidora. Además, se establecieron las siguientes prioridades para la asignación de la nueva capacidad: 1°) consumos prioritarios R, P1 y 2; 2°) requerimientos para generación eléctrica del mercado interno -hasta 6 MMm³/día-; 3°) resto de los usuarios del mercado interno; y 4°) resto de los usuarios del mercado externo. También las bases establecían distintas modalidades de financiamiento elegibles por los participantes del concurso, otorgándose la máxima primacía a aquellos que estuvieren dispuestos a prepagar íntegramente el costo de la inversión asociada a su solicitud.

La SE aclaró que las distribuidoras debían asegurar la capacidad ya comprometida a las estaciones de GNC, a los SGP3 y SGG, además de los servicios para Residenciales, SGP1 y 2 (proyectados hasta el año 2008). En función de estas definiciones y de la proyección de demanda, el 30/11/05 la Sociedad solicitó a TGN SA capacidad de transporte por: (i) 2,0 MMm³/día bajo Prioridad 1 por un plazo de 35 años; y (ii) 1,6 MMm³/día bajo Prioridad 3 por un plazo de 21 años (fin de la Licencia de la Sociedad).

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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- El 18/05/06 se publicó en el Boletín Oficial la **Ley N° 26.095** mediante la cual se 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. Este nuevo cargo constituye un incremento significativo del costo de transporte, con lo cual su nuevo costo total representa un valor que multiplica varias veces a la propia tarifa de transporte vigente a la fecha del presente documento. Esto ha generado diversas reacciones por parte de los clientes industriales que están sujetos al pago del mismo, algunos de los cuales han formulado reservas de derechos sobre los pagos realizados bajo este concepto. La Sociedad ha dado a conocer tales circunstancias a Nación Fideicomisos S.A., al ENARGAS y a la SE.

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

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

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

El gas

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

Dado que esta resolución modifica sustancialmente las condiciones estipuladas en la Licencia para la adquisición de gas a los productores, atribuyendo a la SE la potestad de ser quien define las condiciones de la provisión de gas, la Sociedad ha puesto en conocimiento del ENARGAS y de la SE sus observaciones, señalando que: **(i)** las cantidades de gas previstas en los Anexos del Acuerdo 2007-2011 resultan insuficientes para el abastecimiento de la demanda prioritaria, por cuanto se tomó como base la demanda promedio mensual en lugar de los picos diarios que caracterizan esta demanda; **(ii)** el invierno de 2006 tomado como referencia no es representativo ya que fue un año excepcionalmente cálido; **(iii)** tampoco la estacionalidad del año 2006 es representativa de lo ocurrido en los años 2007, 2008 y 2009 y de lo que pudiera ocurrir en los años 2010 y 2011; y **(iv)** no se fijan precios ciertos para el gas a ser adquirido para la demanda prioritaria.

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

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

- Para los inviernos 2008, 2009 y 2010 el Gobierno Nacional implementó un despacho energético unificado (gas y energía eléctrica), a cargo de la Subsecretaría de Planificación y Control de Gestión del Ministerio de Planificación (“SPCG”),

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

A la fecha del presente documento, las Autoridades no han respondido a los requerimientos de compensación formulados por la Sociedad, aunque resultó positiva la gestión de la Sociedad ante los productores para cancelar parcialmente el desbalance del año 2007.

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

Respecto del año 2009, como consecuencia de las crónicas térmicas cálidas registradas durante el invierno, se generó un desbalance favorable no significativo para la Sociedad, situación contraria a la verificada en el 2010. En este sentido 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, principalmente en los volúmenes facturados, y se está gestionando su corrección.

- El 13/07/07 por **Resolución MPFIPyS N° 459/2007** se crea, 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.
- El 01/10/08 por **Resolución SE N° 1.070/2008** se ratificó el “Acuerdo Complementario con Productores de Gas Natural suscripto el 19 de septiembre de 2008” (“Acuerdo Complementario”). Dicho acuerdo, que complementa lo dispuesto en el Acuerdo 2007-2011, tiene como objetivo: (i) reestructurar los precios del gas en boca de pozo a partir del 01/09/08, mediante la segmentación de la demanda residencial de gas natural (R1; R2 -1° a 3° escalón; y R3 -1° a 4° escalón-) conforme la **Resolución ENARGAS N° I/409/2008**, excluyendo del aumento a los clientes residenciales pertenecientes a las tres subcategorías de menor consumo anual; y (ii) destinar una parte del incremento a percibir por los Productores que suscriban el acuerdo a financiar el Fondo Fiduciario creado por la Ley N° 26.020 para el subsidio del precio de las garrafas de uso domiciliario para consumidores de Gas Licuado de Petróleo (“GLP”) de bajos recursos.

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

- El 27/11/08 se publica el **Decreto PEN N° 2.067/2008**, por medio del cual se crea 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** reglamenta dicho decreto e instruye al ENARGAS para que determine el valor de dichos cargos, lo que realiza 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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 establece 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 instruye 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 determina, 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 de la Sociedad y los costos operativos y financieros.

Por **Resolución ENARGAS N° I/1.179/2010** del 29/04/10 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 01/05/10 para los consumos de gas verificados entre esa fecha y el 30/09/10. Adicionalmente, se establece una bonificación del 100% a los usuarios residenciales durante el periodo de consumo comprendido entre junio y julio de 2010 y una bonificación equivalente al 70% del cargo citado a aplicar durante el periodo de consumo de los meses de agosto y setiembre de 2010.

- 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.

La Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal 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.

- Con relación a 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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

Si bien a la fecha del presente documento no se ha firmado el Acuerdo de Abastecimiento de GLP para el período mayo 2010 – abril 2011, los productores están asignando las cantidades confirmadas por el ENARGAS, que son coincidentes con las solicitadas por la Sociedad.

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.

La Sociedad ha sido informada del cambio de titularidad del concesionario del área que abastece de gas natural a Malargüe y ha rediseñado la relación comercial con el nuevo operador del área en función de la normativa aplicable, teniendo en cuenta la particular situación de que el único cliente abastecido con gas natural es la estación de carga de GNC, quien adquiere el gas en forma directa de este productor. No obstante, 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.

Adicionalmente, el 05/07/07 mediante Nota ENARGAS N° 4.556/2007 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 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..." El 20/09/07 la Sociedad ha presentado contra dicha resolución un recurso judicial directo ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal de Capital Federal.

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 por un año todos los acuerdos con los Grandes Usuarios y GNC cuyos vencimientos se producían en 2010, adecuándose los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de disponibilidad de transporte y distribución.
- El Decreto PEN N° 180/2004 crea la categoría GNC Firme, lo que requiere la determinación de una Capacidad de Reserva Diaria ("CRD"), estableciendo: (i) la determinación de la Reserva Mínima Inicial ("RMI") en función de los picos de consumo diarios o mensuales registrados por cada estación en el periodo anual anterior al comienzo de su

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

aplicación; y (ii) la actualización anual de la CRD, en función de los picos de consumo normales y habituales registrados por cada estación en el periodo anual anterior, teniendo en cuenta que la posibilidad de incrementar la CRD está supeditada a la disponibilidad de capacidad en firme remanente por parte de la Sociedad.

- En respuesta a cuestionamientos efectuados por Asociaciones que agrupan a Estaciones de Servicio, la SSC primero, y posteriormente la SE, emitieron una sucesión de notas interpretativas de alcance particular que modifican -sin derogar- las disposiciones relativas a la CRD del segmento GNC. Mediante este cambio de criterio, la SE asigna a la RMI un supuesto carácter de inalterabilidad e ininterrumpibilidad inexistente en los Decretos y en la Licencia de Distribución, ya que no considera la actualización de la CRD prevista en la normativa vigente (Decreto PEN N° 180/2004, **Resolución ENARGAS N° 3.035/2004**). Esta situación habilita a las estaciones de GNC a poder revender la CRD que no utilizan, mediante los mecanismos previstos por la **Resolución SE N° 606/2004**, que posibilita a cualquier cliente revender el servicio de transporte brindado por la prestataria de distribución.
- El 23/05/05 se publicó la **Resolución SE N° 752/2005**, mediante la cual se reglamentan, principalmente, los artículos 4° y 5° del Decreto PEN N° 181/2004, que establece la prohibición a las distribuidoras a partir del 01/08/05 de vender gas a los Grandes Usuarios y Usuarios SGG y SGP -tercer escalón- con consumos superiores a 150.000 m³/mes. Tal prohibición se extendió -a partir del 01/01/06- al resto de los usuarios SGP3 y a partir del 01/04/06 para las estaciones de GNC, según la **Resolución SE N° 275/2006**.

Asimismo, el ENARGAS emitió el 24/05/06 la **Resolución N° 3.515/2006** en la que dispuso que las prestadoras del servicio de distribución de gas debían garantizar a las estaciones de GNC que contasen únicamente con servicios interrumpibles, un abastecimiento mínimo diario de 3.000 m³/día a los efectos de asegurar el normal suministro de GNC a los consumidores. Posteriormente, con fecha 15/08/06 y mediante **Resolución N° 3.569/2006** el ENARGAS incrementó dicho abastecimiento mínimo hasta un total de 5.000 m³/día, manteniendo la vigencia por medio de diferentes resoluciones hasta el 30/04/10. Todas estas medidas fueron oportunamente recurridas por la Sociedad sin que a la fecha del presente documento se hayan obtenido respuestas que reflejen que los argumentos expuestos por la Sociedad estén siendo atendidos.

Dado que la SE entendió que esta decisión del ENARGAS representa una “interacción negativa” con las disposiciones propias adoptadas, emitió la **Nota SE N° 402/2007** del 30/04/07, por medio de la cual establece que mientras esté vigente la mencionada resolución del ENARGAS, la reventa de los servicios de transporte y distribución provistos por una estación de GNC titular de un contrato vigente, deberá limitarse exclusivamente a otras estaciones de GNC de la misma área o subzona de distribución.

Sin embargo, el 22/06/07 la SE emitió la **Resolución SE N° 714/2007** por la que ratifica la posibilidad de que las GNC Firmes comercialicen sin limitaciones su RMI a clientes distintos del servicio GNC, aún en ausencia de contrato con la distribuidora e inclusive fuera de la zona de distribución a la cual pertenecen, siempre que comprometan parte de su RMI (original) a la distribuidora, bajo la forma de “cesión en uso” para que la distribuidora pueda satisfacer las necesidades de abastecimiento derivadas de la **Resolución ENARGAS N° 3.736/2007** que concede 5.000 m³/día en condición firme a las estaciones de GNC Interrumpibles.

La Sociedad ha presentado una acción de Amparo ante la Justicia Federal de la ciudad de Mendoza solicitando la declaración de inconstitucionalidad de la Resolución SE N° 714/2007 y sus concordantes. El tribunal interviniente resolvió hacer lugar a la medida cautelar solicitada ordenando a la SE, al ENARGAS -o a cualquier otra Autoridad Competente- que instruyan lo necesario para que TGN SA ponga a disposición y/o asegure a la Sociedad la capacidad de transporte firme suficiente para satisfacer toda demanda de los denominados consumos prioritarios y, a la vez, capacidad firme de transporte que permita proveer integralmente la sumatoria de la reserva mínima inicial de cada estación de carga de GNC de Cuyo para que éstas puedan concretar las operaciones que pretendan realizarse en el marco de la Resolución SE N° 714/2007 y su normativa concordante. Con fecha 23/04/08 la Cámara Federal de Apelaciones de Mendoza resolvió hacer lugar al recurso de apelación interpuesto por el MPFIPyS contra la Resolución del Juzgado Federal de la ciudad de Mendoza y por lo tanto dejar sin efecto la medida cautelar interpuesta por la Sociedad.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

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

	31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/07	31/12/06
Activo Corriente	121.955	79.035	74.902	84.248	57.930
Activo no corriente	499.256	511.083	520.431	522.131	528.939
Total	621.211	590.118	595.333	606.379	586.869
Pasivo corriente	73.679	55.443	55.370	60.138	41.512
Pasivo no corriente	637	650	656	663	682
Subtotal	74.316	56.093	56.026	60.801	42.194
Patrimonio neto	546.895	534.025	539.307	545.578	544.675
Total	621.211	590.118	595.333	606.379	586.869

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

	31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/07	31/12/06
Resultado operativo ordinario – Ganancia	19.200	22.710	30.683	42.452	30.327
Resultados financieros y por tenencia	6.153	4.163	4.188	3.828	3.211
Otros ingresos (egresos) netos	193	(434)	1.019	(92)	85
Utilidad ordinaria antes del impuesto a las ganancias	25.546	26.439	35.890	46.188	33.623
Impuesto a las ganancias	(12.676)	(13.124)	(16.314)	(19.991)	(16.125)
Utilidad neta	12.870	13.315	19.576	26.197	17.498

4) Datos estadísticos:

	31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/07	31/12/06
Volúmenes operados (millones de m ³)	2.371,8	2.290,2	2.391,3	2.286,2	2.196,5
Ingresos por ventas (miles de pesos)	233.517	209.147	184.324	189.283	164.557
Costo del gas (miles de pesos)	(85.098)	(75.267)	(51.682)	(54.577)	(51.165)

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

5) Índices:	31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/07	31/12/06
Liquidez ¹	1,66	1,43	1,35	1,40	1,40
Liquidez inmediata ²	1,63	1,39	1,32	1,37	1,29
Solvencia ³	7,36	9,52	9,63	8,97	12,91
Endeudamiento ⁴	0,14	0,11	0,10	0,11	0,08
Razón del Patrimonio neto/Activo total	0,88	0,90	0,91	0,90	0,93
Inmovilización del capital ⁵	0,80	0,87	0,87	0,86	0,90
Rentabilidad ⁶	0,02	0,02	0,04	0,05	0,03
Leverage financiero (ROE/ROA) ⁷	1,13	1,10	1,08	1,09	1,05
Rotación de activos ⁸	0,38	0,35	0,31	0,31	0,28
Rotación de inventarios ⁹	1,48	1,50	1,37	1,40	1,95

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 31/12/10).

6) Comparación analítica de resultados:

- El resultado operativo ordinario al 31/12/10 (utilidad de \$19,2 millones) acusa una disminución de 15,5% (\$3,5 millones) con respecto al 31/12/09 (utilidad de \$22,7 millones), explicada por un incremento en el costo de ventas y los gastos de mayor proporción que el registrado por las ventas netas, pero a pesar de lo significativa que resulta esa diferencia, lo más relevante ha sido su caída de 75,2% (\$58,2 millones) (como consecuencia del congelamiento de tarifas desde 1999 y de la inflación sufrida en todos estos años) con relación al mismo resultado 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 31/12/10 es una ganancia de \$12,9 millones, lo que representa una disminución de aproximadamente 3% (\$0,4 millones) con respecto a la registrada al 31/12/09, que ascendió a \$13,3 millones. El mayor impacto entre ambos resultados está dado por el efecto neto entre: (i) el aumento de 11,7% en las ventas en pesos con respecto al 31/12/09, originado conjuntamente y con distintos efectos, por un aumento de 3,6% del volumen de gas operado entre ambos ejercicios, el incremento del número de clientes (3,88%), y por una diferente distribución de la venta por segmentos de clientes; (ii) el incremento en el costo de ventas más los gastos de administración y comercialización, que en conjunto aumentaron 15% al 31/12/10 respecto del 31/12/09. El costo de ventas creció aproximadamente 12%, fundamentalmente por el efecto neto entre: el aumento de 13,1% en el costo del gas comprado; una demanda prioritaria mayor para ejercicio 2010; un aumento de 4,8% en el costo del transporte y el aumento de 13,1% en los gastos de distribución. Los gastos de administración y comercialización aumentaron en conjunto aproximadamente 23,6%, principalmente por los aumentos en el costo laboral, en los precios de bienes y servicios, impuestos y tasas, que afectaron también a los gastos de distribución; y (iii) la mayor ganancia neta de los resultados financieros netos obtenidos al 31/12/10 de 47,8% respecto de los correspondientes al 31/12/09, como consecuencia, principalmente, del aumento de \$2,2 millones en la ganancia por intereses generados por activos, el incremento -ganancia- de los resultados por tenencia de \$0,2 millones, y la menor ganancia neta de casi \$0,4 millones entre las diferencias de cotización activas y pasivas (derivada, principalmente, por ganancias generadas por similares tenencias de fondos en dólares estadounidenses al 31/12/10 con respecto al 31/12/09, cuyo diferencial de la cotización del peso argentino frente al dólar estadounidense entre épocas fue distinto -con una paridad al 31/12/10 de \$3,94 por US\$, frente a \$3,76 por US\$ al 31/12/09, versus \$3,41 al 31/12/08-).

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 09/02/2011

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

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

7) Perspectivas:

- Para el primer trimestre del año 2011 se prevé:

La gestión

- Mantener el desarrollo de los planes técnicos y comerciales en los centros operativos, sucursales y agencias, con acento en el resguardo de la calidad y los niveles de seguridad en la prestación del servicio.

Dar inicio a los programas anuales para el 2011 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.

- 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.
- Planificar las nuevas auditorías técnicas, comerciales y administrativas a desarrollar durante el ejercicio 2011, 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. Continuar con la implementación de mejoras a los procesos comerciales y técnicos, con el desarrollo del sistema de seguimiento de la gestión de proyectos de expansión y extensión de redes, y con el mantenimiento de las aplicaciones existentes en apoyo a la gestión de la Sociedad. Iniciar la instalación del sistema de lectores biométricos para el control de acceso de las personas a las oficinas.

En Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se desarrollarán las actividades pertinentes para incluir en el sistema integrado de información SSA los indicadores correspondientes a los principales contratistas.

- Iniciar el programa anual de capacitación a desarrollar durante el ejercicio sobre la base del proyecto interanual previsto, abarcando temas de formación técnica, profesional, actitudinal y complementaria.
- 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, habiéndose proyectado invertir durante el año 2011 la suma de \$22,8 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. Asimismo, en el marco del Programa de Fideicomisos de Gas, o mediante gestiones directas con los Gobiernos Provinciales y Autoridades Nacionales, se continuará con las gestiones que permitan potenciar y ampliar el sistema de distribución de gas.

Entre otras inversiones, se proseguirá con la inspección de las obras de potenciamiento y renovación de redes y servicios e interconexión de redes de media y baja presión y de gasoductos de alta presión; obras de instalación de nuevas cámaras reductoras de presión como las de El Durazno en San Luis y Ruta N° 143 en General Alvear, Mendoza, como así también la ampliación de capacidad de otras cinco en distintos puntos del área de servicio; la construcción de un ramal de alimentación a una planta de regulación de flujo en San Juan; la instalación de un by pass en una planta de filtrado; la bonificación a clientes por la incorporación de redes según actas acuerdo firmadas; se adquirirán medidores y unidades correctoras para distintos caudales, presiones y diámetros para nuevas industrias y clientes residenciales; y se realizarán trabajos de digitación de planos.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

- Gestionar el cumplimiento de los compromisos asumidos por el PEN en el marco del AT y del AA, a fin de lograr la progresiva adecuación contractual y tarifaria, preservando los derechos de la Sociedad y la prestación del servicio licenciado.

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.
- Evaluar los pasos a seguir para lograr la publicación de los demorados Cuadros Tarifarios que reconozcan **(i)** el incremento tarifario inicial previsto en el AT, y **(ii)** las variaciones de costos presentadas.
- Realizar la presentación del cuarto 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 lograr la cancelación de los desbalances por falta de gas a los precios vigentes en el momento en que se generaron.

Los clientes

- Dar continuidad al estudio de las posibilidades de satisfacer los pedidos de nuevos suministros y/o ampliaciones de capacidad firme sin comprometer el sistema ni la demanda ininterrumpible, postergando el otorgamiento de nuevos proyectos y factibilidades técnicas de futuros clientes, en la medida que se observen restricciones y no se resuelva el faltante de capacidad de transporte ni se asegure la disponibilidad de gas, conforme las disposiciones del Decreto N° 181/2004 y complementarias.
- **Para el resto del año 2011 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.
- Dar continuidad a las tareas programadas para el año 2011 respecto del mantenimiento de redes, gasoductos y cámaras, como así también completar los programas de búsqueda y reparación de fugas, de control y verificación de estaciones de GNC, y de supervisión técnica de los Subdistribuidores.
- Cumplir el programa de actualización y desarrollo de procedimientos y manuales de gestión; controles internos y mejoras de procesos; actualización e implementación de cambios en la estructura de la Sociedad; y la administración de la seguridad de los sistemas informáticos, incluyendo los permisos en las aplicaciones en función de las actividades del puesto, en el marco del proceso de definición de un modelo de organización, gestión y control con estadios de creciente eficiencia. En materia de sistemas, se desarrollará la revisión semestral de las matrices funcionales de aplicaciones informáticas relevantes de la Sociedad; se concretará la implementación del sistema de accesos con información biométrica para el control de acceso de las personas a las oficinas; y se finalizará el desarrollo del sistema para el

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

seguimiento de la gestión de proyectos de expansión y extensión de redes; al tiempo que se continuará con el mantenimiento de los sistemas existentes en apoyo a la gestión de la Sociedad.

En Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se avanzará en la definición e implementación de los procesos necesarios para alcanzar el objetivo de cumplir con las condiciones que permitan una futura certificación internacional en el ámbito de SSA.

- Llevar a cabo las negociaciones previstas en el Convenio Colectivo vigente.
- Concretar el programa de capacitación previsto para el personal con una inversión total de aproximadamente de 9.480 horas/hombre para todo el 2011. En el ámbito institucional, desarrollar la campaña de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono.
- Estudiar permanentemente la evolución de los mercados financieros internos e internacionales y de las posibilidades de obtención de fondos que la Sociedad pueda requerir, dentro del marco de una política prudente en la medición del riesgo y en la evaluación de las condiciones exigidas por las entidades financieras.

Las inversiones

- Llevar a cabo las actividades relativas al programa 2011 de inversiones operativas y otras menores, con el objetivo de sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, sujetas a un estricto cumplimiento de pautas preestablecidas de austeridad en la aplicación de recursos y de preferencia por la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución. Entre otras inversiones, se llevarán a cabo obras de renovación de redes y servicios en distintas zonas del área licenciada; la bonificación a clientes por la incorporación de redes según actas acuerdo firmadas; la construcción de nuevas plantas reguladoras de presión en las provincias de Mendoza y San Luis, y la ampliación de la capacidad de otras existentes en distintos puntos del área de distribución; instalación de equipos rectificadores y renovación de dispersores para la protección catódica; la interconexión de redes de alta, media y baja presión; la construcción de un ramal de conexión a una planta de regulación de presión en San Juan; la compra de medidores y unidades correctoras para nuevas industrias; la digitalización de planos; renovación parcial del parque automotor; y mejoras edilicias e inversiones menores en equipamiento.
- Continuar con las gestiones iniciadas ante la SE para incluir la ejecución de las obras de distribución propuestas para satisfacer el crecimiento de la demanda en el área licenciada dentro del Programa de Fideicomisos de Gas y/o acuerdos específicos.

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

- Verificar el cumplimiento de los compromisos asumidos por el PEN en el marco del AT y del AA a fin de lograr la progresiva adecuación contractual y tarifaria, preservando los derechos de la Sociedad y la prestación del servicio licenciado.

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.
- Evaluar los pasos a seguir para lograr la publicación de los demorados Cuadros Tarifarios que reconozcan (i) el incremento tarifario inicial previsto en el AT, y (ii) las variaciones de costos presentadas.
- Realizar la presentación del cuarto pedido de ajuste de tarifas por variación de costos, en función de lo previsto en el AT y en el AA.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- 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 lograr la cancelación de los desbalances por falta de gas a los precios vigentes en el momento en que se generaron.

Los clientes

- Analizar las factibilidades técnicas y económicas en respuesta a solicitudes de clientes, tomando en consideración las limitaciones que correspondan para su otorgamiento.
- Llevar a cabo las negociaciones conducentes a renovar los acuerdos de distribución de gas con los grandes usuarios para el periodo comprendido entre el 01/05/11 y el 30/04/12, adecuándose los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de disponibilidad de transporte y distribución.

8) Avance en el cumplimiento del plan de implementación de las NIIF:

- Conforme lo establecido por la **Resolución General N° 562/2009** de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) – ampliada por la **Resolución General N° 576/2010** de la CNV-, y con respecto al Plan de Implementación de las NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera), se informa que a finales del mes de abril de 2010 se finalizó el curso de capacitación intensiva del personal clave involucrado en el proceso de registración contable y en la preparación de los estados financieros e información complementaria requerida por las NIIF, previsto como primer etapa de capacitación y desarrollo de recursos en esta materia, que implicó la inversión de 1.151 horas/hombre. En el mes de diciembre de 2010 se desarrolló una capacitación dirigida a un específico grupo de colaboradores y referida a una NIIF en particular, que representó 120 horas/hombre adicionales.

Asimismo, se llevó a cabo la contratación de un estudio de asesores externos con el objetivo de obtener la asistencia necesaria para el coordinador del plan de implementación en la evaluación de los principales impactos del cambio a NIIF. A la fecha del presente documento la Sociedad y el estudio contratado se encuentran trabajando en cumplimiento de esa finalidad.

Como resultado del monitoreo del plan de implementación específico de las NIIF, el Directorio de la Sociedad no ha tomado conocimiento de ninguna circunstancia que requiera modificaciones al referido plan o que indique un eventual desvío de los objetivos y tiempos establecidos.

9) Preparación de los estados contables y de la información complementaria a presentar en el período de transición a las NIIF:

Conforme lo establecido por la Resolución General N° 562/2009 de la CNV, en Nota 4 – “Bases de presentación de los estados contables” correspondiente al ejercicio de la Sociedad cerrado el 31/12/10, se informa adicionalmente lo requerido por el párrafo 17 a) de la Resolución Técnica N° 26 – “Normas Contables Profesionales: Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB)”, aprobada por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas el 20 de marzo de 2009.

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

INFORMACION REQUERIDA POR EL ARTICULO 68 DEL REGLAMENTO DE LA BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES

Sobre los Estados Contables por el ejercicio iniciado el 1º de enero de 2010 y finalizado el 31 de diciembre de 2010.

(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 ejercicios 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 y 6.h 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 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Inventario físico de los bienes de cambio:

7. Dada la naturaleza de la actividad, la Sociedad efectúa mediciones físicas de la mayor parte de sus bienes de cambio durante cada mes. Asimismo, no existen bienes de cambio de inmovilización significativa en el tiempo.

Valores corrientes:

8.a. Bienes de cambio:

Los criterios de valuación surgen de la Nota 5 a los Estados Contables.

8.b. Bienes de uso y otros activos:

Los criterios de valuación surgen de la Nota 5 a los Estados Contables.

Bienes de uso:

9. No existen bienes de uso revaluados técnicamente. Ver Nota 5.e a los Estados Contables.
10. No existen bienes de uso sin usar por encontrarse obsoletos que tengan un valor significativo.

Participación en otras sociedades:

11. No existen participaciones en otras sociedades.

Valores recuperables:

12. Los valores recuperables significativos de bienes de cambio y de bienes de uso considerados en su conjunto, utilizados como límite para sus respectivas valuaciones contables, se determinaron en función a su valor neto de realización y al valor de utilización económica, según se detalla en la Nota 5.e a los Estados Contables.

Seguros:

13. A continuación se exponen los seguros que cubren los bienes tangibles:

Bienes Cubiertos	Riesgo Cubierto	Suma Asegurada Miles de U\$S	Límite de Indemnización Miles de U\$S	Valor Residual Contable
Rodados	Responsabilidad civil vehículos Responsabilidad civil camiones Destrucción total por accidente, destrucción total por incendio, robo y hurto	1.279	(1) 762 (2) 2.541	1.152
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 Total	120.423 <u>13.100</u> 133.523	9.500 <u>13.100</u> 22.600	286.042
Responsabilidad civil Directores y Gerentes	Responsabilidad civil	10.000	1.000	-
Valores en tránsito y en caja	Robo	500	500	110

(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 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La Dirección de la Sociedad, habida cuenta de que las pólizas contratadas responden a las necesidades de la Sociedad, considera que los riesgos corrientes se encuentran suficientemente cubiertos.

Contingencias positivas y negativas:

14. En Nota **5.h** a los Estados Contables se exponen los elementos considerados para calcular las provisiones cuyos saldos considerados en conjunto, superan el 2% del patrimonio.
15. No existen situaciones contingentes significativas de ocurrencia probable que no hayan sido registradas en los Estados Contables (Nota 14).

Adelantos irrevocables a cuenta de futuras suscripciones:

16. No existen adelantos irrevocables.
17. No existen dividendos acumulativos impagos de acciones preferidas.
18. En Nota **13** a los Estados Contables se exponen las condiciones, circunstancias y plazos para las restricciones a la distribución de los resultados no asignados.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 09/02/2011
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

EDUARDO A. HURTADO
Presidente

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los Señores Directores de
DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.:

1. Hemos auditado el estado de situación patrimonial de DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. al 31 de diciembre de 2010 y los correspondientes estados de resultados, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha.
2. La Dirección de la Sociedad es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados contables de acuerdo con las normas contables vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina y las normas pertinentes de la Ley de Sociedades Comerciales y de la Comisión Nacional de Valores para la preparación de estados contables. Esta responsabilidad incluye diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado, para que dichos estados contables no incluyan distorsiones significativas originadas en errores o irregularidades; seleccionar y aplicar políticas contables apropiadas, y efectuar las estimaciones que resulten razonables en las circunstancias. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los mencionados estados contables basada en nuestra auditoría.
3. Nuestro trabajo fue realizado de acuerdo con las normas de auditoría vigentes en la República Argentina. Estas normas requieren que el auditor planifique y desarrolle su tarea con el objetivo de obtener un grado razonable de seguridad acerca de la inexistencia de distorsiones significativas en los estados contables.

Una auditoría incluye aplicar procedimientos, sobre bases selectivas, para obtener elementos de juicio sobre la información expuesta en los estados contables. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, quién a este fin evalúa los riesgos de que existan distorsiones significativas en los estados contables, originadas en errores o irregularidades. Al realizar esta evaluación de riesgos, el auditor considera el control interno existente en la Sociedad, en lo que sea relevante para la preparación y presentación razonable de los estados contables, con la finalidad de seleccionar los procedimientos de auditoría que resulten apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del sistema de control interno vigente en la Sociedad. Asimismo, una auditoría incluye evaluar que las políticas contables utilizadas sean apropiadas, la razonabilidad de las estimaciones contables efectuadas por la Dirección de la Sociedad y la presentación de los estados contables tomados en su conjunto.

Consideramos que los elementos de juicio obtenidos nos brindan una base suficiente y apropiada para fundamentar nuestra opinión de auditoría.

4. En nuestra opinión, los estados contables mencionados en el párrafo 1 presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial de DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. al 31 de diciembre de 2010 y los resultados de sus operaciones y los flujos de su efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las normas contables profesionales vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina.
5. En relación al estado de situación patrimonial de DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. al 31 de diciembre de 2009, 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 otros auditores ha emitido con fecha 9 de febrero de 2010 un informe de auditoría sin salvedades sobre dichos estados contables.

6. En cumplimiento de disposiciones vigentes, informamos que:
- a) Los estados contables mencionados en el párrafo 1. se encuentran asentados en el libro Inventarios y Balances y, en nuestra opinión, han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con las normas pertinentes de la Ley de Sociedades Comerciales y de la Comisión Nacional de Valores. Dichos estados surgen de registros contables llevados, en sus aspectos formales, de conformidad con las normas legales vigentes y de acuerdo con las condiciones establecidas en la Resolución N°670/EMI de la Comisión Nacional de Valores de fecha 7 de febrero de 2001.
 - b) La información contenida en los puntos 2, 3 y 5 de la "Reseña Informativa por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010" y en la "Información Requerida por el Artículo N° 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires sobre los Estados contables por el periodo iniciado el 1 de enero de 2010 y finalizado el 31 de diciembre de 2010", que es presentada por la Sociedad para cumplir 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 2010 adjuntos.
 - c) La información contenida en la Reseña Informativa correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2009, 2008, 2007 y 2006, ha sido cubierta por otros auditores quienes emitieron sus informes de auditoría sobre dichos estados contables de fecha 9 de febrero de 2010, sin salvedades y de fechas 9 de febrero de 2009, 7 de febrero de 2008 y 7 de febrero de 2007, respectivamente, con una observación por una incertidumbre relacionada con una imputación efectuada por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) en relación con los volúmenes facturados a clientes.
 - d) Al 31 de diciembre de 2010 la deuda devengada en concepto de aportes y contribuciones previsionales a favor de la Administración Nacional de Seguridad Social, que surge de los registros contables de la Sociedad, asciende a \$782.426, no siendo exigible a esa fecha.
 - e) Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010 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 43% del total de servicios de auditoría facturados a la Sociedad y a la controlante, y vinculadas y, el 43% del total facturado a la Sociedad y a la controlante, y vinculadas por todo concepto.

Buenos Aires,
9 de febrero de 2011

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 2010 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 9 de Febrero de 2011 de acuerdo con Normas de Auditoría vigentes en la República Argentina. Una auditoría requiere que el auditor planifique y desarrolle su tarea con el objetivo de obtener un grado razonable de seguridad acerca de la existencia de manifestaciones no veraces o errores significativos en los estados contables. Una auditoría incluye, además, examinar, sobre bases selectivas, los elementos de juicio que respaldan la información expuesta en los estados contables, así como evaluar las normas contables utilizadas, las estimaciones significativas efectuadas por la Dirección de la Sociedad y la presentación de los estados contables tomados en conjunto.

Nuestra tarea incluyó la verificación de la congruencia de los documentos revisados con la información sobre las decisiones societarias expuestas en actas, y la adecuación de dichas decisiones a la ley y a los estatutos en lo relativo a sus aspectos formales y documentales. Dado que no es responsabilidad del síndico efectuar un control de gestión, la revisión no se extendió a los criterios y decisiones empresarias de las diversas áreas de la Sociedad, cuestiones que son de responsabilidad exclusiva del Directorio.

Se deja expresa constancia que se ha dado cumplimiento a las disposiciones del art. 294 de la Ley de Sociedades Comerciales efectuando los procedimientos que se consideraron necesarios de acuerdo con las circunstancias, a fin de verificar el grado de cumplimiento por parte de los órganos sociales de la Ley N° 19.550, Estatuto y resoluciones asamblearias, no surgiendo observaciones que formular.

Basados en nuestra revisión, informamos que:

1. Los Estados Contables mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial de Distribuidora de Gas Cuyana S.A., al 31 de Diciembre de 2010, y el resultado de sus operaciones, la evolución del patrimonio neto y el flujo de efectivo por el

ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con la Ley de Sociedades Comerciales, las Normas pertinentes de la Comisión Nacional de Valores y las normas contables profesionales vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina .

2. La información contenida en los puntos 2, 3 y 5 de la Reseña informativa por los ejercicios finalizados el 31 de Diciembre 2010 y 2009 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 2010 y 2009 adjuntos y al 31 de Diciembre de 2008, 2007 y 2006 , que no se incluyen en el documento adjunto. Sobre dichos estados contables la firma Price Waterhouse & Co. emitió informe de fechas 9 de febrero de 2010, 9 de febrero de 2009, 7 de febrero de 2008 y 7 de febrero de 2007 para los ejercicios cerrados el 31 de diciembre de 2009, 2008, 2007 y 2006, 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.

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,
9 de Febrero de 2011

Por Comisión Fiscalizadora

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