



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 sexto ejercicio económico, comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2007.

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

El marco

Durante el año 2007 la economía argentina reforzó una tendencia histórica para el país: cinco años de crecimiento a tasas cercanas a los dos dígitos. El contexto internacional siguió favoreciendo tanto al país como a la región, a pesar de los vaivenes de la economía norteamericana que afectaron de manera negativa, planteando también las primeras dudas sobre la continuidad del crecimiento en los niveles registrados hasta el presente.

El BM calculó que el 2007 cerró con un crecimiento del producto bruto mundial de 3,6%, frente al 3,9% que mostró en 2006. Desde los países asiáticos continúa el impulso mayor: China cerró el 2007 con un fuerte crecimiento de 11,3%. Este empuje “compensó” el amesetamiento en los países desarrollados. El crecimiento en EE.UU. se redujo de 2,9% en 2006 a 2,2% en 2007 fruto de la denominada “Crisis de las Hipotecas”. Para la Zona del euro la economía creció 2,7% versus 2,8% de 2006, en tanto que para Japón desaceleró su crecimiento de 2,2% en 2006 a 2% en 2007.¹

Respecto de América latina, la CEPAL proyecta un crecimiento del 5,6% para 2007, frente al 5,5% de 2006. Para el organismo, Argentina crecerá 8,6%; Brasil 5,3%; Chile 5,3% y Venezuela 8,5%.²

El incremento del precio del petróleo condicionó el desarrollo de algunas economías. El crudo comenzó 2007 en US\$55,64 dólares el barril para cerrar el año en US\$96,20.³

El Producto Interno Bruto (“PIB”) argentino aumentó 8,7% al cabo del 3° trimestre de 2007 con relación al mismo período de 2006. En los primeros 9 meses del año, la economía argentina acumuló un incremento de 8,4%, respecto del mismo período del año anterior, superando las estimaciones públicas y privadas respecto de todo el año.⁴

Esta performance contrasta con el aumento generalizado de precios y las diferencias entre las mediciones oficiales y las privadas. Oficialmente, los precios subieron en el año 8,5%.⁵ Sin embargo, la mayoría de las estimaciones privadas están por encima de la cifra oficial⁶. Cabe resaltar que el IPIM subió en noviembre 14,4% comparado con el mismo mes de 2006⁷.

Pese al sostenido incremento del costo de vida, a mediados de diciembre 2007 el Congreso aprobó una nueva prórroga (la sexta) de la llamada Ley de Emergencia Económica, lo que le permite al Poder Ejecutivo Nacional mantener bajo su control, entre otras tantas facultades, al ajuste de tarifas de los servicios públicos.

¹ Banco Mundial (“BM”), Informe Perspectivas para la Economía Mundial, enero de 2008.

² Notas de la CEPAL (Comisión Económica Para América Latina y El Caribe de las Naciones Unidas), setiembre de 2007.

³ Bolsa de Nueva York. Agencia Bloomberg.

⁴ Instituto Nacional de Estadística y Censos (“INDEC”). Informe de Avance del Nivel de Actividad diciembre de 2007.

⁵ INDEC. Índice de Precios al Consumidor (“IPC”), diciembre de 2007.

⁶ Diario La Nación, 9 de diciembre de 2007.

⁷ INDEC. Índice de Precios Internos al por Mayor (“IPIM”), diciembre de 2007.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El efecto derrame de las inversiones del sector agropecuario, con buenos rendimientos y precios favorables, se centró en dos sectores claves de la economía: la construcción y el sector automotor. La campaña agrícola 2006/2007 llegó a los 95 millones de toneladas, en tanto el área sembrada superó las 30 millones de hectáreas con una suba del 7,3%⁸.

En noviembre de 2007, el Gobierno Nacional anunció una suba de entre 5 y 10 puntos porcentuales en las retenciones aplicadas a la exportación de productos agropecuarios, llevando los derechos de exportación para la soja a 35%; del girasol y del aceite y harina de soja a 32%; del aceite y harina de girasol a 30%; del trigo a 28%; y del maíz a 25%

La exportación de carne vacuna siguió restringida y en diciembre el Gobierno Nacional fijó el precio tope para la compra de leche en tambos, que también generó más tensiones con los operadores del sector.

La industria siguió creciendo pero a un ritmo inferior al de años anteriores debido a las restricciones energéticas. El EMI mostró que la actividad creció, en términos desestacionalizados, entre enero y noviembre el 7,2% respecto al mismo período de 2006. Para igual período 2005/2006 el alza había sido de 8,2%. El sector automotor lidera el crecimiento industrial, con una suba del 25,1% en el acumulado hasta noviembre; le siguen los detergentes, jabones y productos personales con 18,2% y la industria farmacéutica con 13,9%.⁹

La producción de autos llegó en diciembre de 2007 a 544.647 unidades, 26% más que las producidas en 2006¹⁰, mientras que los patentamientos, comparando iguales periodos, acumularon 567.850 unidades, 25,9 % más¹¹.

La industria llegó a utilizar en noviembre de 2007 el 79,3% de su capacidad instalada, 3,1 puntos porcentuales más que en el mismo mes de 2006. El sector más comprometido es el de metales básicos, que utiliza el 95,8%, seguido de refinación de petróleo con el 94,8%¹².

Las ventas en supermercados acumuladas a noviembre de 2007 a precios corrientes subieron 27,7% respecto de los primeros 11 meses de 2006¹³, en tanto las ventas de los centros comerciales subieron en el mismo lapso, 28,1%¹⁴. Esto contrasta con el Índice de Confianza del Consumidor ("ICC"), que en 2007 acusó una baja de 9,8% respecto de 2006, en buena medida por un menor optimismo en las expectativas macroeconómicas de corto y mediano plazo¹⁵.

La construcción mostró una fuerte desaceleración respecto de 2006. De enero a noviembre de 2007 mostró una suba de 5,4% respecto de igual periodo de 2006, que a su vez presentó un aumento interanual de 17,6%. Paralelamente, el Índice del Costo de la Construcción registra en 2007 una variación interanual de 21,4%, con un fuerte impulso del incremento de la mano de obra¹⁶.

El crecimiento económico tuvo su impacto social, fundamentalmente en la creación de nuevos puestos de empleo. En el 3º trimestre de 2007 la desocupación llegó a 7,3%, la subocupación 7,4%, la subocupación demandante al 5,8%¹⁷.

Como contrapunto, en 2007 la solución al problema de la escasez energética no mostró los avances esperados. En los primeros 9 meses de 2007 la producción energética aumentó 5,7% en términos desestacionalizados y 6,1% con estacionalidad¹⁸. En tanto, el consumo de energía eléctrica se elevó 5,9% en los primeros 11 meses de 2007¹⁹.

En el mercado financiero internacional, generó preocupación la volatilidad registrada debido a las dificultades de los bancos norteamericanos en cobrar importantes sumas de las carteras de créditos hipotecarios. Esta situación frenó el mercado bursátil y provocó desplazamientos de capitales desde países emergentes a economías desarrolladas, reducción de la liquidez en los mercados, cuantiosas pérdidas en bancos de primera línea y baja en las tasas de interés.

Continuó la caída del valor del dólar respecto al euro, que al cierre del año perdió 12% en 12 meses respecto a la moneda europea. Esto le permitió a EE.UU. reducir 8,4% su déficit comercial para llegar a US\$713 mil millones.²⁰

⁸ Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos de la Nación ("SAGPyA"), Informe Estimaciones Agrícolas, octubre de 2007.

⁹ INDEC. Estimador Mensual Industrial ("EMI"), Octubre de 2007.

¹⁰ Asociación de Fabricantes de Automóviles de la República Argentina ("ADEFA"), Informe estadístico, diciembre de 2007.

¹¹ Asociación de Concesionarios de Automotores de la República Argentina ("ACARA"), Informe estadístico, diciembre de 2007.

¹² INCEC. Utilización de la Capacidad Instalada en la Industria, noviembre de 2007.

¹³ INDEC. Encuesta de Supermercados, noviembre de 2007.

¹⁴ INDEC. Encuesta de Centros de Compra, noviembre de 2007.

¹⁵ Centro de Investigación en Finanzas de la Universidad Torcuato Di Tella. Índice de Confianza del Consumidor, octubre de 2007.

¹⁶ INDEC. Indicador Sintético de la Actividad de la Construcción ("ISAC"). Índice del Costo de la Construcción, diciembre de 2007.

¹⁷ INDEC. Encuesta Permanente de Hogares ("EPH"), resultados del tercer trimestre de 2007.

¹⁸ INDEC. Indicador Sintético de la Energía, setiembre de 2007.

¹⁹ Fundelec (Fundación para el Desarrollo Eléctrico). Newsletter, noviembre de 2007.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Ese escenario no afectó a la economía argentina en forma directa, pero la reducción de liquidez del mercado de capitales postergó la recuperación del crédito hipotecario. En tanto, la Inversión Bruta Interna Fija ("IBIF") registró en el tercer trimestre de 2007 un incremento del 12,8% respecto del mismo periodo del año anterior, mientras que en 2006 cerró con un incremento interanual de 18,2²¹.

Los depósitos en cuenta corriente al finalizar 2007 llegaban a \$203.875 millones, 20,6% más respecto del cierre de 2006. El dólar estadounidense cerró diciembre a \$3,15, creciendo solamente en torno al 3,0% durante el año 2007. Las reservas internacionales en el BCRA llegaron a la cifra récord de U\$S46.176 millones al final de 2007, 44,4% más que en 2006.²²

Paralelamente, el Gobierno nacional recaudó en 2007 \$199.781 millones, lo que implicó un aumento de 33,2% respecto de 2006. Los ingresos por impuestos sumaron \$136.982 millones, registrando una suba anual del 28,5%; por seguridad social ingresaron \$35.330 millones, 49,7% más que en 2006; los recursos por comercio exterior llegaron a \$27.469 millones, alcanzando un incremento anual del 38,4%²³.

Las exportaciones e importaciones hasta noviembre 2007 dejaron un saldo positivo de U\$S9.368 millones, 13,6% menos respecto a igual período de 2006; esto es resultado de las subas anuales de 19% de las exportaciones, que a noviembre totalizaban U\$S50.266 millones y de 30,3% en las importaciones que cerraron en U\$S40.898 millones.²⁴

La Cuenta Corriente alcanzó en el tercer trimestre de 2007 el superávit de U\$S4.177 millones, 23% menos respecto del mismo período de 2006, y el stock de la deuda a setiembre de 2007 sumaba U\$S118.070 millones²⁵, con vencimientos previstos en servicios por aproximadamente U\$S6.050 millones para 2008.²⁶

El índice **EMBI+** emergente, elaborado por el banco de inversión JP Morgan, elevó a mediados de diciembre el diferencial de tasas con los Estados Unidos (cuyos bonos se toman como referencia) alcanzando a 381, el máximo en dos años. El 11 de diciembre, el riesgo país se ubicaba en 406 puntos, con lo cual prácticamente se duplicó en 2007, ya que el año se inició con 207 puntos.

Principales variables macroeconómicas	Fuente	2007	2006
PIB Mundial - Variación anual %	BM	3,6	3,9
PIB de Brasil - Variación anual %	BM	4,8	3,7
Datos de la economía Argentina			
PIB - Variación anual %	BCRA	8,4	8,5
PIB en miles de millones de pesos a precios constantes de 1993	BCRA	358,3	330,5
Inversión Interna Bruta Fija - Variación anual %	BCRA/INDEC	13,9	18,2
Consumo privado (a precios de 1993) - Variación anual %	BCRA/INDEC	8,6	7,8
Saldo balanza comercial/PIB - %	BCRA/IERAL	4,1	5,9
Superávit Primario del Gobierno Nacional No Financiero/PIB - %	MECON	2,8	3,3
Stock de deuda/Exportaciones - Ratio	IERAL	2,5	2,4
Precios mayoristas (Dic./Dic.) - %	INDEC	14,4	7,1
Tipo de cambio (cierre diciembre) \$/U\$S	BCRA	3,15	3,06
Tasa de desocupación - EPH medición puntual III Trimestre - %	INDEC	7,3	10,2
Índice de Variación Salarial (Nivel general) - Diciembre	BCRA/INDEC	231,24	188,32
Reservas del BCRA en miles de millones de dólares	BCRA	46,2	32,0

²⁰ IERAL de la Fundación Mediterránea. Informe Semanal de Coyuntura, noviembre de 2007, Edición N° 438.

²¹ INDEC. Informe de Avance del Nivel de Actividad, diciembre de 2007.

²² Banco Central de la República Argentina ("BCRA"). Relevamiento de Expectativas Macroeconómicas ("REM").

²³ Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP"), Informe de Recaudación de Recursos Tributarios.

²⁴ INDEC. Intercambio Comercial Argentino, diciembre de 2007.

²⁵ INDEC. Balance de Pagos del Tercer Trimestre de 2007.

²⁶ Ministerio de Economía y Producción de la Nación Argentina ("MECON"), Ajustes al Presupuesto Nacional 2008.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Las proyecciones

Si bien durante 2008 la economía nacional no detendrá su avance, es de esperar una desaceleración en el ritmo de crecimiento, en relación con la performance experimentada desde 2003. Este menor crecimiento también se anticipa para la economía mundial.

El BM proyectó que el PIB Mundial será 3,3% para 2008. La economía china, avanzará 10,8%, y EE.UU. crecerá 1,9%, afectado fuertemente por la Crisis de las Hipotecas.²⁷

Para Latinoamérica se proyectan bajas en el ritmo de crecimiento, previéndose para el 2008 un 4,9% de incremento del PIB. Argentina estaría en 6,5%; Brasil seguirá avanzando a ritmo firme con un 5%; Chile elevará su producto bruto 5,3% y Venezuela seguirá aminorando la marcha aunque sin detenerse con 6%²⁸.

Sobre el precio del petróleo, se espera que en 2008 el barril alcance un precio promedio que será record histórico, estimándose en no menos de U\$95. Esto indica que el combustible seguirá encareciéndose como resultado de la restricción en la producción, aunque la OPEP²⁹ podría aumentarla. Igualmente, los analistas sostienen que el encarecimiento del petróleo se ve alentado por la devaluación mundial del dólar estadounidense, aunque debe tenerse en cuenta el efecto contrario que podría producirse de confirmarse la disminución de la actividad económica de EE.UU..

Respecto de Argentina, el presupuesto de gastos y recursos para 2008 presentado por el MECON³⁰ proyecta un crecimiento muy moderado de 4% para la economía nacional, acompañado por un dólar a \$3,20. Por su parte, el REM del BCRA proyecta una suba del PIB de 6,8% y un dólar de \$3,27³¹.

En cuanto a los ingresos, los aumentos aplicados en las retenciones a las exportaciones aportarán cerca de \$8.700 millones adicionales en 2008, de los cuales \$3.500 millones corresponderán a la suba de alícuotas y, el resto, a los aumentos en los precios y cantidades que registrará la producción.³²

La campaña agrícola 2007/2008, con una producción proyectada de 95,6 millones de toneladas, lograría el valor récord de U\$28,8 mil millones, 34% más que en el período anterior. Este crecimiento será resultado en parte del aumento de la superficie sembrada del 3,3%, según proyecciones de la SAGPyA, lo que representará también mayores inversiones.

El mayor aumento en el área sembrada se registrará para el sorgo con un 17,1% y el maíz con un 11,7%, con lo cual liderarán la suba de producción con porcentajes similares, pero la soja seguirá siendo el componente principal de la producción agropecuaria concentrando el 55% del territorio sembrado y el 51% de la producción de la campaña. Los precios seguirán creciendo respecto a la campaña 2006/2007, principalmente el girasol con estimativamente un 50% de incremento, y del trigo y el sorgo con un 16%.³³

El principal desafío del nuevo gobierno es preservar las reservas en monedas extranjeras, cuidar el gasto público y contener la inflación. Las proyecciones oficiales estiman que en 2008 las cuentas públicas lograrán un superávit del 3% del PIB³⁴. La pauta inflacionaria fijada en el Presupuesto 2008 para los precios minoristas es de 7,7%, en tanto el REM prevé una suba entorno a 10,2% anual³¹.

La pauta de recaudación tributaria de la Nación proyectada por el MECON para 2008 llega a \$233 mil millones, 16,5% más que en 2007, en tanto el BCRA prevé que las reservas internacionales aumentarán 17,7% para alcanzar los U\$54.327 millones³¹. Los vencimientos por servicios de la deuda nacional, como ya se comentó, se estiman en U\$6.050 millones³⁰. La IBIF que se proyecta para 2008 tendrá un aumento de 11%³⁵. Con este escenario, se prevé que el superávit primario alcance el 3% del PIB³⁰.

²⁷ Banco Mundial ("BM"). Perspectivas para la Economía Mundial.

²⁸ Notas de la CEPAL (Comisión Económica Para América Latina y El Caribe de las Naciones Unidas), diciembre de 2007.

²⁹ Organización de Países Exportadores de Petróleo.

³⁰ Ministerio de Economía y Producción de la Nación Argentina.

³¹ Relevamiento de Expectativas de Mercado ("REM"). Tablero de resultados, diciembre de 2007.

³² Consultora Ecolatina, noviembre de 2007.

³³ Informe de Coyuntura del IERAL Semanal, noviembre de 2007, Edición N° 438.

³⁴ Proyecto de Ley de Presupuesto General de la Administración Nacional Ejercicio Fiscal 2008.

³⁵ Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas ("FIEL"). Setiembre 2007.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Los depósitos totales del sector privado no financiero (“SPNF”) aumentarán de valor promedio mensual de \$149.175 millones en 2007 a \$177.704 millones en 2008, mientras que la tasa de interés para plazo fijo promedio lo hará de 9,64% al 10,23%. El total de préstamos del SPNF se elevará, en el mismo período considerado, de \$103.190 millones a \$133.593 millones, en tanto la tasa promedio pagada por bancos privados (Badlar) bajará de 13,08% a 12,97%.³⁶

La producción industrial en 2008 se desacelerará para llegar al 6,3% de incremento anual promedio; las exportaciones se elevarán un 11,3% para llegar a los U\$S60.910 millones, mientras las importaciones aumentarán 17,2% para alcanzar los U\$S52.009 millones.³⁶

El consumo se elevará 6,8% en 2008³⁶. La venta de autos seguirá creciendo y se esperan patentamientos por 620 mil unidades para todo el año³⁷.

Principales variables macroeconómicas	Fuente	2008	2007
PIB Mundial - Variación anual %	BM	3,3	3,6
PIB de Brasil - Variación anual %	BM	4,5	4,8
Datos de la economía Argentina			
PIB – Variación anual %	BCRA	6,8	8,4
PIB en miles de millones de pesos a precios constantes de 1993	BCRA	382,6	358,3
Inversión Interna Bruta Fija – Variación anual %	BCRA/INDEC	12,0	13,9
Consumo privado (a precios de 1993) - Variación anual %	BCRA/INDEC	6,8	8,6
Saldo balanza comercial/PIB - %	BCRA/IERAL	3,0	4,1
Superávit Primario del Gobierno Nacional No Financiero/PIB - %	MECON	3,0	2,8
Stock de deuda/Exportaciones - Ratio	IERAL	2,3	2,5
Precios mayoristas (Dic./Dic.) - %	Ppto. Nac./INDEC	7,5	14,4
Tipo de cambio (cierre diciembre) \$/U\$S	BCRA	3,26	3,15
Tasa de desocupación - EPH med. punt. III T. 2007 y Prom. 2008 - %	INDEC	7,0	7,3
Índice de Variación Salarial (Nivel general) - Diciembre	BCRA/INDEC	273,58	231,24
Reservas del BCRA en miles de millones de dólares	BCRA	54,3	46,2

La región Cuyana

El desempeño positivo que evidenció la economía nacional durante 2007 se reflejó en la performance de las regiones donde opera la Sociedad, conformada por las provincias de Mendoza, San Luis y San Juan.

Para 2007 el Producto Bruto Geográfico (“PBG”) mendocino podría crecer un 7,5% respecto del año anterior, que finalizó con \$12.900 millones a precios constantes de 1993³⁸. Aunque la expansión de la economía provincial se destaca en sectores como comercio, hoteles y restaurantes, la minería y la vitivinicultura, además de una clara suba del consumo, la performance de 2007 está por debajo del crecimiento interanual registrado en 2006 con una suba de 9,9%.

En el 3º trimestre de 2007, las ventas “reales” en supermercados aumentaron un 2% anualizado y desestacionalizado³⁹. Mientras que en 2007 se patentaron en la provincia 18.451 vehículos cero kilómetro, con un incremento de 39%⁴⁰.

En materia de energía eléctrica el gobierno mendocino anunció en enero de 2008 que las tarifas tendrán un aumento de entre 10 y 27% a partir del 1º de febrero, con autorización por decreto. Se estableció que no se verán afectados quienes consumen por hasta 300 kilovatios bimestrales. Para los grandes consumidores el aumento es del 27%.

Las exportaciones de vinos se incrementaron un 27% en dólares en los primeros 7 meses 2007, con respecto al mismo periodo del año anterior, en tanto que se mantuvo estable la producción de petróleo. Esto se sumó a una mejora en los precios internacionales del vino, petróleo y ajo, y una caída en el precio del mosto³⁹.

³⁶ Banco Central de la República Argentina (“BCRA”). Relevamiento de Expectativas Macroeconómicas (“REM”).

³⁷ Asociación de Fábricas de Automotores de la República Argentina (“ADEFA”).

³⁸ Dirección de Estadística e Investigaciones Económicas de la Provincia de Mendoza.

³⁹ Estimaciones del IERAL de la Fundación Mediterránea.

⁴⁰ Asociación de Concesionarias de Automotores (“ACARA”).



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La leve desaceleración de la economía mendocina incidió sobre el crecimiento del empleo. En el 3° trimestre de 2007 la tasa de desocupación se ubicó en 5,8%, 2,1 puntos porcentuales por encima del 3° trimestre de 2006.⁴¹

Las cuentas públicas muestran un deterioro. A octubre de 2007 se mantenía la caída del superávit fiscal que pasó de \$233 millones en setiembre de 2006 a menos de \$2 millones, luego de 13 meses. Esto se da en un contexto de ingresos crecientes, con una suba anual de 32% en la coparticipación nacional y de 25% en la recaudación de impuestos provinciales.³⁹

Por otro lado, el gasto público total de Mendoza se incrementó un 29% anual, mientras que el gasto primario sin intereses creció un 34%. De este modo, el superávit primario provincial, sin pago de intereses, habría finalizado el año en 0,3% del PBG, frente al 1,4% del año anterior³⁹.

En agosto de 2007 la deuda mendocina sumaba un total de \$3.685,5 millones⁴², un 7,7% por encima del registro de diciembre de 2006. Asimismo, la deuda total de la provincia cayó sustancialmente desde su pico en 2002, cuando el nivel de endeudamiento representaba 2,4 veces los ingresos operativos del año. Sin embargo, el servicio de deuda es todavía elevado ya que se espera que en 2007 alcance casi el 11,6% de los ingresos operativos.⁴²

En el contexto del cambio de gobierno provincial, los años próximos traerán un desafío importante para la provincia, que deberá mejorar su situación financiera para poder continuar invirtiendo en proyectos de infraestructura, y también enfrentar crecientes presiones salariales y de otros gastos.

En las restantes provincias que integran la región cuyana, la evolución de la economía nacional impactó favorablemente sobre el consumo. En la provincia de San Juan, se patentaron 4.764 vehículos en 2007, lo que implicó un crecimiento de 33,9% respecto de 2006. En tanto, en la provincia de San Luis se inscribieron 3.785 unidades en todo el año, lo que arrojó un crecimiento interanual de 31,9%.⁴⁰

En el 3° trimestre de 2007 la desocupación en San Juan se ubicó en 6,2%, es decir que mostró una baja de 1,6 puntos, respecto de la medición de un año atrás, pero acusó un incremento en relación con el 2° trimestre de 2007, que cerró en 4,8%. En el caso de San Luis, en el 3° trimestre de 2007 registró una tasa de desocupación de apenas 1,3%, frente al 2,1% que midió un año atrás, y por debajo del 1,6% del 2° trimestre de 2007. La tasa de desocupación de este conglomerado es la más baja del país.⁴¹

II. Composición accionaria

Al 31 de diciembre de 2007 la composición accionaria de la Sociedad es la siguiente:

ACCIONISTAS	CANTIDAD DE ACCIONES	CLASE DE ACCIONES (1)	PORCENTAJE	CAPITAL SUSCRIPTO INTEGRADO E INSCRIPTO
Inversora de Gas Cuyana S.A.	103.199.157	A	51,00	103.199.157
LG&E Power Argentina III LLC ("LG&E")	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 de diciembre de 2007 los accionistas de la Sociedad Controlante (Inversora) son ENI (con el 76% de sus acciones) y LG&E (con el 24%). LG&E es una compañía perteneciente al grupo E.ON U.S. LLC.

⁴¹ INDEC. Encuesta Permanente de Hogares ("EHP").

⁴² Ministerio de Economía y Producción de la Nación Argentina ("MECON").



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Durante el ejercicio y hasta la fecha de emisión de la presente Memoria no se han producido variaciones en las tenencias accionarias conforme la composición informada en este capítulo.

III. La estrategia

Por la información y los conceptos vertidos en la presente Memoria sobre la actividad y los resultados alcanzados por la Sociedad, dentro del contexto general y particular que se describe, se comprenderá acabadamente cual ha sido 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.

Una nueva prórroga de la Ley de Emergencia hasta el 31/12/08, ampliando su vigencia a un plazo verdaderamente extraordinario de siete años consecutivos, tiene impacto sobre las necesarias decisiones tendientes a la normalización de la industria.

La Sociedad, al tiempo que sostiene sus pautas de uso prudente y eficiente de los recursos disponibles dedicados a una prestación del servicio que registra sus resultados dentro de los cánones internacionales de seguridad y calidad, mantiene su firme vocación de negociación efectiva de nuevas condiciones contractuales, dentro de parámetros de equidad económica y seguridad jurídica que determinen un marco previsible, que además faciliten una definitiva recuperación del sector.

Las políticas aplicadas han permitido el cumplimiento de los objetivos propuestos en el ejercicio 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 las dificultades que se presentan.

IV. La actividad en 2007

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

Principales indicadores – Datos al 31 de diciembre de cada año	2007	2006
Clientes	443.204.-	423.353.-
Incremento acumulado desde 1993	210.624.-	190.773.-
Participación en el gas entregado en la Argentina (%) (1)	7,2	7,3
Capacidad de transporte firme contratada con TGN (millones de m³ día) (2)	4,45	4,45
Volumen anual de gas entregado en millones de m³	2.286,2	2.196,5
Venta bruta anual en M\$	189,3	164,5
Utilidad neta después de Impuesto a las Ganancias en M\$ (3)	26,2	17,5
Utilidad neta después de Impuesto a las Ganancias en M\$ históricos	36,5	29,4
Activo fijo total en millones de \$ (3)	518,5	526,2
Monto global de inversiones anuales en millones de \$	15,1	20,8
Inversiones de cada año en millones de dólares estadounidenses (4)	4,9	6,9
Inversiones desde 1992 en millones de dólares estadounidenses (4)	146,0	141,1
Monto total de impuestos pagados en el año en M\$ (5)	88,7	89,2
Sistema de distribución en kilómetros (kms.)	10.551.-	10.034.-
Incremento del sistema de distribución en kms. respecto del año anterior	517.-	187.-
Incremento del sistema de distribución en kms. desde 1992	4.727.-	4.210.-
Cantidad de empleados	303.-	299.-
Cantidad de clientes por empleado	1.463.-	1.416.-

(1) Datos estimados según información publicada por el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) a noviembre/2007 y a diciembre/2006.

(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

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

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

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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Principales aspectos de la actividad

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 ingerencia cada vez más pronunciada del Estado en cuanto a la esencia y la forma de lo que debe hacer 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 “El gas” y “El transporte”, se exponen los principales acuerdos 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.

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, no habiéndose registrado en el año 2007 limitaciones al consumo derivado de la capacidad de distribución. 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 516.783 metros de cañerías de redes y gasoductos y en 21.725 nuevos servicios. En comparación, el sistema se expandió en aproximadamente 5,2% con respecto al 31/12/06. Al finalizar el 2007 alcanza una extensión aproximada a los 10.551 kms. de redes y gasoductos. El crecimiento acumulado desde diciembre de 1992 es de 81,1% sobre redes y gasoductos recibidos.
- Aún cuando la actividad de la Sociedad no genera residuos contaminantes, la preservación y protección del medio ambiente forman parte de sus políticas y objetivos principales. Las operaciones se ajustan en forma sustancial a las normas y procedimientos relativos a esta materia. En el transcurso del año se ejecutó el programa de búsqueda y reparación de fugas, por el cual se relevaron aproximadamente 3.486 kms. de redes en zonas de alta y baja densidad habitacional.
- Se llevaron a cabo los recorridos anuales referidos al control técnico programado de las estaciones de GNC sujetas a verificación -con la concreción de 719 inspecciones- y los correspondientes al mantenimiento previsto de redes, gasoductos y cámaras, como así también a la supervisión técnica de los Subdistribuidores. En el marco de la Resolución ENARGAS N° 3.164/2005, se efectuaron las inspecciones correspondientes a establecimientos educacionales de las provincias del área de servicio. Por Resolución N° 52/2007 del 21/08/07, el ENARGAS prorrogó hasta el 31/12/08 el plazo para la finalización de las inspecciones de seguridad, y hasta el 31/10/07 para que las autoridades educacionales, a través de gasistas matriculados, evalúen el estado de las instalaciones.
- 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, solicitó a la Sociedad la presentación de un proyecto para el abastecimiento de gas natural a la localidad de Malargüe, que resulte técnicamente factible y conveniente para usuarios R y SGP 1° y 2° escalón, actualmente abastecidos con GLP por redes. De acuerdo a lo requerido, la Sociedad presentó las siguientes opciones: un Proyecto Básico que contempla la demanda de los clientes R y SGP 1° y 2° escalón, más las alternativas de abastecimiento a las estaciones de GNC y a los clientes SGP3; y un Proyecto Alternativo que contempla además la demanda de los centros turísticos de la zona como Las Leñas y Los Molles, entre otros. A su vez cada una de estas posibilidades contiene variantes de trazado.

El ENARGAS con fecha 14/09/07 emitió la Nota ENR/CRyS N° 6.774 solicitando la ratificación y/o rectificación de la información presentada y la elaboración de un nuevo proyecto que considere la variante de disponer del abastecimiento desde a un gasoducto de TGN SA. De acuerdo a lo requerido, la Sociedad por nota GTO N° 5726/07



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

de fecha 26/10/07, ratificó la información presentada según el anteproyecto N° 65.430 y el anteproyecto alternativo, en el cual se adjunta la traza teórica tentativa para abastecer a Malargüe desde el Sistema de TGN.

- Se realizaron aproximadamente 1.680 actualizaciones y anteproyectos de suministros para nuevas redes. En el Centro de Atención Telefónica se recibieron y atendieron más de 101.600 llamadas con un 94% de eficiencia de atención dentro de los 40 segundos. También se realizaron aproximadamente 1.610 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 2.658.000 facturas.
- Conteste con la política de manejo prudente y austero de los recursos, se continuó con el análisis de la evolución de los precios de los insumos, bienes y servicios, y de las posibles sustituciones de los mismos, 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 sugeridos en su momento por el propio Gobierno Nacional para el sector privado de la economía y los acordados entre los distintos sectores empresariales y sindicales, también tienen consecuencias que afectan las actividades propias y tercerizadas.
- Se renegó el Convenio Colectivo de Trabajo por el término de tres años, con escalas salariales acordadas para el periodo 01/07/07 al 30/06/08.

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 gerenciales, 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 con una inversión de 4.391 horas/hombre.
- Se llevó a cabo la recurrente campaña de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono, con la habitual identificación de la propia Sociedad, sin referencia al grupo de control social.
- Se mantuvo la aplicación de políticas financieras a los efectos de atender las necesidades ciertas y eventuales de fondos durante el ejercicio, mediante el uso adecuado del flujo de ingresos de la Sociedad. De acuerdo a lo resuelto oportunamente por la Asamblea de Accionistas, la Sociedad distribuyó en los meses de abril, julio y agosto las tres cuotas iguales y los intereses correspondientes, por los dividendos aprobados sobre los Estados Contables al 31/12/06.
- Como ejecución de la política y objetivos de control interno y análisis de riesgos, se realizaron las adecuaciones necesarias en los procedimientos y controles existentes, la puesta en práctica de nuevas regulaciones sobre los procesos y manuales de gestión, la capacitación específica para la actualización de manuales, la creación y modificación de formularios, los cambios de estructura y descripción de los puestos de trabajo de la misma, y la emisión de informes sobre auditorías específicas realizadas y la proyección de otras, como parte del programa 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 compras y de contabilidad, de los manuales de atención telefónica, de ingeniería, de seguridad y calidad, y de operaciones y mantenimiento, y la elaboración del manual de gestión ambiental. En lo relativo a los sistemas informáticos, se administró la seguridad de las aplicaciones y las operaciones rutinarias de resguardo de datos, se continuaron desarrollando las adaptaciones necesarias a las aplicaciones de despacho de gas y comercial, para el cumplimiento de nuevas normativas, automatizando procesos de cálculo e incorporando nuevas operatorias. Se implementó la página web de Ecogas (www.ecogas.com.ar), avanzando sobre la etapa 2 de su página institucional, se desarrolló e implementó la etapa 1 del software correspondiente al sistema de colectores de datos, y se llevó a cabo el mantenimiento de los sistemas existentes, y la construcción de otros destinados al apoyo de la gestión de la Sociedad.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Las inversiones

▪ El sostenimiento de los estándares internacionales de calidad y seguridad del servicio tiene una de sus bases en la política seguida en materia de mantenimiento, mejora y ampliación de capacidad. Las inversiones concretadas durante el ejercicio totalizaron \$15,1 millones, lo que representa el 96,8% del total previsto para 2007. Con el objetivo de asegurar el normal abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, se llevaron a cabo las siguientes actividades previstas en el programa anual de inversiones: construcción de nuevas plantas de regulación (como las de Potrero de Funes y La Ribera, en San Luis) y la realización de obras diversas en las ya existentes (por caso, las de Centro en San Juan y de Mayor Drumond, en Luján, Mendoza); renovación de redes y servicios; interconexiones de redes de media y baja presión; obras de adecuación de cauces aluvionales; renovación de ramales de alta presión como los de Maipú y La Minera en Mendoza, el cruce del río San Juan, y el cambio de la traza de la línea de distribución de alta presión del Albardón, en San Juan; adquisición de nuevos medidores industriales y unidades correctoras para distintos caudales, presiones y diámetros para nuevas industrias; obras de ampliación del edificio técnico-operativo, digitalización de planos; instalación de sistemas de protección catódica; renovación parcial del parque automotor; y otras inversiones menores, todas ellas sujetas a un estricto cumplimiento de pautas preestablecidas de austeridad en la aplicación de recursos, privilegiando la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución atento a la coyuntura planteada por la Ley de Emergencia.

▪ En el marco del programa de Fideicomisos de Gas constituido por la Resolución del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”) N° 185/2004, conforme las reglamentaciones vigentes en la materia, Ley N° 26.095, Decreto PEN N° 180/2004 y concordantes, la Sociedad inició gestiones ante la Secretaría de Energía (“SE”) y el ENARGAS a los efectos de incluir en dicho programa las obras de infraestructura que la Sociedad propone realizar con el propósito de aumentar la capacidad del sistema, para proveer a la satisfacción de la demanda. Se trata de las obras Ampliación Gasoducto paralelo La Dormida–Las Margaritas Etapa IV; Construcción Planta Compresora Mendoza Norte; y Ampliación Ramal Mendoza Norte-Pantaniño Etapa I. Tales obras califican en los términos del objeto previsto para las obras de expansión y/o extensión en el marco del Artículo 2° de la Ley del Gas N° 24.076. La Sociedad ya cuenta con la adhesión de los Gobiernos de las provincias de San Juan y Mendoza, la viabilidad técnica otorgada por el ENARGAS. La Sociedad continúa con las gestiones ante las autoridades competentes a los fines de completar los trámites iniciados.

Con fecha 25/07/07 la Sociedad recibió una nota de Nación Fideicomisos S.A. indicando que el Banco de la Nación Argentina se halla dispuesto a firmar una Carta de Intención con relación al financiamiento del tramo privado de las obras citadas, bajo el esquema de fideicomisos y en el marco de ciertas condiciones a acordar con la Sociedad.

Cabe aclarar, que ante las demoras evidenciadas en la formación del fideicomiso, mediante nota dirigida al ENARGAS, participando a la SE, a Nación Fideicomiso S.A. y a los Gobiernos provinciales de San Juan y Mendoza, la Sociedad decidió dar inicio al proceso de licitación para las obras de construcción de un gasoducto paralelo al existente en el tramo La Dormida-Las Margaritas Etapa IV, lo que resulta necesario frente a la demanda prevista del sistema Mendoza-San Juan. La Sociedad tramita la inclusión de esta obra en el Programa de Fideicomisos de Gas constituido por la Resolución MPFIPyS N° 185/2004 y en el marco de las normas y reglamentaciones vigentes en la materia. Tal obra no implicará la finalización de las restricciones en el suministro de gas a clientes no prioritarios, debido a que aún no se ha concretado la obra de ampliación del sistema de la transportadora de gas en el tramo Beazley-La Dormida que alimenta la región, y la ampliación de la capacidad de transporte resultante del segundo concurso abierto de Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN SA”). Adicionalmente, se mantiene la incertidumbre respecto del volumen de inyección de gas para los años 2008 y subsiguientes.

▪ Los inconvenientes respecto de la disponibilidad de gas en boca de pozo, las restricciones respecto del incremento de la capacidad de transporte y la inestabilidad económica generalizada, provocaron luego de la crisis de 2001/2002 que los planes de saturación de redes se vieran demorados. No obstante, aún sin financiamiento, el estímulo de la marcada diferencia de precios entre el gas natural y los combustibles sustitutos, hizo que una gran cantidad de usuarios se incorporaran o reincorporaran a las redes de gas natural. En ese sentido, a pesar de las dificultades mencionadas, y de acuerdo con la Nota ENARGAS N° 4.596/2004, se llevaron a cabo actividades con la finalidad de atender las necesidades de expansión y abastecimiento de las redes del área licenciada.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La emergencia

▪ 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 cinco leyes. La última de éstas se publicó el 04/01/08 bajo el N° 26.339, extendiendo la prórroga hasta el 31/12/08 con iguales efectos que la predecesora.

▪ A partir de la sanción por parte del PEN de los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004, de fecha 13/02/04, se 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 continúan con aspectos pendientes de resolución.

A estos decretos le sucedieron una serie de disposiciones que han ido reglamentando los aspectos considerados por ambos decretos y que se trataron en detalle en las Reseñas Informativas anteriores conforme fueron surgiendo. En la presente Reseña se incluyen las normas que por su naturaleza se destacan entre las emitidas hasta la fecha en función de su necesaria referencia para el entendimiento del asunto que se trate.

▪ La SE emitió la Resolución N° 2.020/2005 publicada el 23/12/05 por la cual modifica la Resolución SE N° 752/2005 en lo que se refiere a la segunda etapa del proceso de desagregación de los servicios de venta de gas, transporte y distribución (“unbundling”), disponiendo la subdivisión de la categoría SGP3 en tres Grupos, en función del consumo anual de los 12 meses previos a la firma del Acuerdo (descrito en el capítulo “El gas” de la presente Reseña). Establece además una serie de condiciones para el caso de clientes que no hayan suscrito contratos de suministro a la fecha en que les corresponde adquirir el gas en forma directa; y una prórroga para las estaciones de GNC fijando en el 01/03/06 la fecha a partir de la cual estos usuarios debían adquirir el gas en forma directa.

▪ Posteriormente, la SE emitió la Resolución SE N° 275/2006 que establece una nueva prórroga para las estaciones de GNC fijando en el 01/04/06 la fecha a partir de la cual estos usuarios deberían adquirir el gas en forma directa mediante un mecanismo de subastas electrónicas a través de Ofertas Irrevocables (“OI”) presentadas en el MEGSA. En esta Resolución la SE define que en la primer subasta (marzo de 2006) los únicos “representantes” de las estaciones de GNC ante el MEGSA serán las distribuidoras (anteriormente estaban expresamente excluidas) para lo cual los clientes GNC de la Sociedad deben otorgarle un poder de representación indicando la cantidad de módulos de gas natural que requieren para cada estación.

Se impone además a las distribuidoras la obligación de administrar -temporariamente hasta el 30/09/06 y con continuidad sujeta a evaluación de la SE- los contratos de gas para las GNC sin darles derecho a obtener compensación por este servicio. La Sociedad cuestionó esta Resolución por entender que modifica unilateralmente las Reglas Básicas de la Licencia sin la adecuada compensación. Posteriormente, la SSC mediante su Nota N° 1.634/2006 de fecha 29/09/2006, comunicó a la Sociedad que hasta tanto las estaciones de GNC no manifiesten su intención de que otro actor del mercado realice las tareas previstas en sustitución de la distribuidora, la Sociedad deberá continuar realizándolas. Asimismo, cualquier otro actor que quiera llevar a cabo las tareas en cuestión requiere de la aprobación previa de la SE, tal lo dispuesto en el punto VI del Anexo I de la Resolución SE N° 275/2006. En la subasta correspondiente a setiembre de 2006 la totalidad de las estaciones de GNC del área licenciada se presentaron a través de la Sociedad. Durante el mes de julio de 2007 se llevó a cabo la subasta anual con vigencia a partir del 01/05/07 y hasta el 30/04/08. Luego de sucesivas prórrogas de los contratos vencidos el 30/04/07, la nueva asignación de la subasta tuvo efecto a partir del 01/08/07. Asimismo, la subasta estacional que debió llevarse a cabo durante el mes de setiembre de 2007 fue suspendida por la Circular MEGSA N° 122/2007 del 18/09/07.

▪ Siguiendo con el proceso de Renegociación del Contrato de Licencia dispuesto por el Gobierno Nacional, durante el mes de enero de 2006 se mantuvieron reuniones con los equipos técnicos de la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (“UNIREN”) en las cuales se entregó toda la actualización de información requerida por la misma. A comienzos del mes de junio de 2006, la UNIREN remitió nuevamente una propuesta de Acta Acuerdo sin cambios significativos con relación a la propuesta que fuera tratada en la Audiencia Pública del 25/08/05. La Sociedad procedió a informar a la UNIREN que esta propuesta continuaba siendo unilateral y no



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

reflejaba el resultado del consenso entre las partes, manifestando la disposición para continuar con el proceso de renegociación.

Las Actas Acuerdos propuestas por la UNIREN fueron respondidas por la Sociedad indicando los puntos de desacuerdo y sugiriendo, a cambio, nuevas redacciones y conceptos. A fines del mes de enero de 2007, la Sociedad envió a dicho organismo un proyecto del artículo 18 a ser incorporado a la propuesta de Acta Acuerdo que la Sociedad presentara a la UNIREN con fecha 26/07/06, con relación a las suspensiones y desistimientos de acciones contra el Estado Nacional respecto de la Sociedad. Luego de una serie de reuniones llevadas a cabo entre los meses de mayo y diciembre de 2007 para tratar de avanzar en aspectos técnicos, la UNIREN remitió por correo electrónico, y en forma sucesiva, tres propuestas sin cambios relevantes respecto de la propuesta anterior y similar a las Actas Acuerdo firmadas por otras distribuidoras (la última de ellas fue recibida en enero de 2008). Sin perjuicio de esto último, la Sociedad sigue manteniendo reuniones con personal de la UNIREN para tratar de avanzar en los distintos aspectos de la renegociación.

Las tarifas

Tarifas de distribución

▪ La Sociedad solicitó oportunamente al ENARGAS, al Ministerio de Economía y Producción de la Nación (“MECON”) y a otras áreas de gobierno, urgentes incrementos de tarifas de distribución que permanecen congeladas desde julio de 1999, tendientes a revertir los impactos negativos de la coyuntura, 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”), sin que hasta la fecha las Autoridades hayan dado respuesta a las solicitudes realizadas por la Sociedad.

Ajustes estacionales por variación del precio de compra del gas

▪ En la Resolución ENRG 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, por lo cual mantuvo a los valores de octubre de 2004 las tarifas para los segmentos R1, 2 y 3, SGP1 y 2, con un costo de gas que no refleja el precio del gas comprado acorde a la reglamentación vigente.

El ENARGAS omitió nuevamente la emisión de los cuadros tarifarios por variación en el precio del gas comprado que debían tener vigencia a partir del 01/05/06 y que debían contener, además del precio estimado para el siguiente periodo estacional, las compensaciones adecuadas por el costo del gas natural y del GLP de Malargüe. A pesar de los oportunos reclamos formulados por la Sociedad, el ENARGAS no brindó ninguna justificación para tal inobservancia de la normativa, incluso reiteró dicha conducta al no emitir los cuadros tarifarios que debían tener vigencia a partir del 01/10/05, 01/05/06, 01/10/06, 01/05/07 y 01/10/07. El ENARGAS tampoco ha emitido los distintos cuadros tarifarios del resto de las distribuidoras que debían tener vigencia a partir del 01/05/06. La Sociedad ha presentado los recursos y reclamado con el carácter de Pronto Despacho por cada uno de los cuadros tarifarios no emitidos por el ENARGAS. Además, en abril de 2007 interpuso por ante el Juzgado Federal N° 2 de Mendoza acción de amparo por mora para que el tribunal ordene al ENARGAS a pronunciarse sobre las resoluciones en la materia pendientes a esa fecha.

El transporte

▪ La Sociedad dispuso de la capacidad de transporte contratada para el ejercicio. Asimismo, el Gobierno Nacional mediante la Resolución N° 185/2004 del MPFIPyS 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 TGN SA, para la ampliación de la capacidad de transporte firme del 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.

No obstante, diferentes definiciones de la SE (Notas N° 1.565/2004, N° 1.521/2005 y N° 1.618/2005) establecerían que a las Estaciones de GNC corresponde asegurarles una reserva de capacidad firme inicial (Reserva Mínima Inicial “RMI”) que debe mantenerse en forma prioritaria con relación a la mayor demanda que puedan generar los clientes residenciales y otros ininterrumpibles. Asimismo, en la Resolución N° 752/2005 la SE establece que además de las estaciones de GNC, debe asegurarse el mantenimiento de la condición firme a los servicios SGP3 y SGG. Dado que



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

estas definiciones fueron todas posteriores al CA01, la Sociedad solicitó al ENARGAS que se expidiera respecto a estas definiciones de la SE, ya que modificaban de manera sustancial las Bases del CA01 y, consecuentemente, correspondía revisar íntegramente las asignaciones de capacidad realizadas.

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, informando luego que no había logrado el financiamiento total de las obras. En concreto, 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 gasoducto Centro Oeste por falta de financiamiento.

ENARGAS determinó que el Cargo por Fideicomiso fuera prorrateado entre todos los cargadores firmes de TGN SA y Transportadora de Gas del Sur S.A. ("TGS SA"), 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).

Para suplir la falta de expansión del GCO, y como consecuencia de lo establecido en el Anexo V del Decreto del PEN N° 1.882/2004 del 21/12/2004, donde se prevé la situación de que en caso de no surgir oportunamente el financiamiento necesario que permita la concreción de la ampliación de dicho gasoducto, YPF S.A. se comprometió a ofrecer servicios equivalentes a la capacidad de transporte asignada, a un costo que no debía ser superior al que se hubiese pagado durante el periodo invernal en condiciones de haberse llevado adelante la expansión del GCO.

Como alternativa de abastecimiento para los años 2005 y 2006, y dando cumplimiento a lo comprometido con el Gobierno Nacional, YPF S.A. celebró con la Sociedad un convenio por un servicio de comercialización de capacidad de Transporte Firme de 531.497 m³/día, por un año, para los periodos comprendidos entre el 01/06/05 y el 15/09/05 y el 15/05/06 hasta el 15/09/06.

Para suplir la falta de expansión del transporte en 2007, el ENARGAS, mediante Resolución N° 3.773/2007, ha reasignado a favor de la Sociedad, a partir de mediados de mayo de 2007 y hasta el 30/04/08, capacidad de transporte en firme por un volumen de 531.497 m³/día.

Aún cuando los clientes de la Sociedad no se beneficiaron con ninguna expansión en el sistema de transporte, desde el 15/06/05 se encuentra vigente el cobro de los cargos Fideicomiso Gas destinados al repago de las inversiones en la expansión del sistema de transporte de TGN SA organizado por la SE correspondiente al CA01. Dicho cargo tiene un impacto significativo en el valor incluido en las tarifas como costo de transporte, estando excluidos los usuarios residenciales, las categorías SGP1 y 2 y los Subdistribuidores. La Sociedad actúa como agente de percepción de este cargo, a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A. de acuerdo a la normativa emitida por las autoridades competentes.

▪ A finales del mes 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, 2007 y 2008. Dentro de dicho programa a TGN SA le corresponde ampliar en 10 MMm³/día (5 MMm³/día sobre el Gasoducto Norte y 5 MMm³/día sobre el Gasoducto Centro Oeste), por lo que TGN SA hizo el llamado a un nuevo Concurso Abierto de Capacidad de Transporte denominado Concurso Abierto TGN SA 01/2005 ("CA02"), invitando a los interesados en obtener nueva capacidad firme a presentar OI. 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 ininterrumpibles 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.

Por indicación del ENARGAS, la Sociedad notificó a todos los clientes (excepto R, SGP1 y 2) de la existencia del concurso y de la posibilidad de solicitar su capacidad de transporte por sí o a través de la distribuidora, no obstante, contrariamente a lo definido en las bases del concurso, 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 remitió una OI a TGN SA por 2,0 MMm³/día bajo Prioridad 1 por un plazo de 35 años. Adicionalmente, en base a los pedidos realizados por clientes de la Sociedad para solicitar capacidad a través de



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

la distribuidora, la Sociedad remitió otra OI a TGN SA por 1,6 MMm³/día bajo Prioridad 3 y 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 (siendo 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. Con fecha 06/04/06 el ENARGAS publicó la Nota ENRG N° 2.028/2006 con el detalle de las Ofertas adjudicadas con relación al CA02. En dicha nota el ENARGAS asignó a la Sociedad, 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, totalizando 1.067.000 m³/día. 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 está supeditado a la obtención de financiamiento, por lo cual, a la fecha se desconoce el plazo cierto de disponibilidad.

Ante el escenario de demoras en la ejecución de las obras de expansión que permitan disponer efectivamente de la nueva capacidad de transporte, y habiendo verificado que el ENARGAS procedió, mediante sendas resoluciones, a reasignar capacidad en firme a otra distribuidora y a un subdistribuidor por el volumen completo de la capacidad que les fuera asignado en el CA02, y hasta que la capacidad resultante de la expansión prevista esté disponible, la Sociedad presentó un reclamo formal ante la manifiesta discriminación incurrida por el ENARGAS y requirió trato igualitario. A tal fin solicitó la inmediata reasignación de capacidad firme por el total que le fuera asignado en el CA02. A la fecha el ENARGAS no ha emitido respuesta ni actuó conforme lo solicitado.

▪ 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. Mediante esta ley, el PEN está facultado para fijar el valor de los cargos específicos y ajustarlos, en la medida que resulte necesario, a fin de atender el repago de las inversiones y cualquier otra erogación que se devengue con motivo de la ejecución de las obras definidas por el PEN y financiadas mediante fideicomisos constituidos o que se constituyan para atender las inversiones relativas a las obras de infraestructura del sector energético. Mediante Decreto PEN N° 1.216/06 publicado el 18/09/06 se reglamentó la Ley N° 26.095. Adicionalmente, en el mismo día se publicó la Resolución del MECON N° 731/2006 a través de la cual se exceptúan de la constitución del depósito nominativo, no transferible y no remunerado previsto en los incisos c) y d) del artículo 4° del Decreto PEN N° 616/2005 publicado el 10/06/05, a los ingresos de divisas al mercado local de cambios destinados u originados en la suscripción primaria de certificados de participación, bonos o títulos de deuda emitidos por fideicomisos cuyo objeto sea el desarrollo de obras de infraestructura energética.

El 05/01/07 se publicó la Resolución MPFIPyS N° 2.008/2006 en la cual se establece que a efectos de determinar el valor inicial del cargo específico para repagar las obras de ampliación, quedarán excluidas las categorías Residencial, estaciones de GNC, SGP1 y SGP2. Además estableció que estos nuevos cargos específicos tendrían aplicación a partir del 01/01/07, alcanzando a todos los usuarios no exceptuados. Mediante la Resolución N° 3.689/2007 del 09/01/07, el ENARGAS determinó por cada transportadora los cargos específicos por metro cúbico/día aplicables. El nuevo cargo específico constituye un incremento significativo del costo de transporte, con lo cual su costo actual -tarifa original de TGN con más los 2 cargos específicos creados- representa un valor que multiplica varias veces a la propia tarifa de transporte vigente a la fecha. Este nuevo cargo ha generado diversas reacciones por parte de los clientes industriales que están sujetos al pago, alguno 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.

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, para todas las categorías de usuarios comprendidos en el mismo, con vigencia hasta el 31/12/07. Asimismo, se instruye al ENARGAS a evaluar bimestralmente la posibilidad, conveniencia y mantenimiento en el tiempo de la bonificación.

El gas

▪ Con relación a la disponibilidad del gas natural es menester realizar una breve síntesis previa a lo acontecido durante el año 2007. A partir de enero de 2002 todos los contratos de suministro de gas resultaron afectados por las medidas adoptadas por el Estado Nacional en el marco y/o con motivo de la Ley de Emergencia. La Resolución N° 208/2004 del MPFIPyS -publicada el 22/04/04- homologa el "Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, dispuesto por el decreto PEN 181/2004" (el "Acuerdo"), que fuera suscripto el 02/04/04 entre la SE y los principales Productores de gas,



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

previéndose, entre otras cuestiones, la normalización de precios de gas en el PIST (“Punto de Ingreso al Sistema de Transporte”), 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 operaba el 31/12/06.

Adicionalmente, se suspendieron –durante la vigencia del Acuerdo- todos los procesos y reclamos de los productores contra las distribuidoras por la pesificación de los acuerdos de provisión de gas, aunque se requirió un acuerdo previo de suspensión de los plazos para evitar la prescripción, ante la eventualidad de que por incumplimiento del Estado de sus obligaciones asumidas en el Acuerdo, éste pierda vigencia.

En cumplimiento de lo allí dispuesto y luego de sucesivas y múltiples gestiones, la Sociedad logró reestructurar durante el 2004 los acuerdos con tres productores de gas bajo dos contratos, los cuales establecían como fecha de vencimiento el 31/12/06 en concordancia con el Acuerdo. Asimismo no se pudo concretar acuerdo alguno con el principal proveedor de gas natural, YPF S.A., a pesar de los ingentes esfuerzos realizados al respecto por la Sociedad y de las estrictas instrucciones impartidas por las autoridades en el marco del Acuerdo. No obstante YPF S.A. continuó con la provisión de gas por medio del mecanismo de redireccionamiento establecido por la SE y el ENARGAS.

Por otra parte, la Sociedad cumplimentó cabalmente el proceso de “unbundling” de gas implementado por las Resoluciones SE N° 752/2005, 2.020/2005 y 275/2006 y normativas concordantes, trayendo en consecuencia los volúmenes de gas disponibles de los acuerdos reestructurados con los Productores.

De igual manera, con sustento en el Art. 16 de la Resolución SE N° 752/2005, la Sociedad solicitó oportunamente a dichos Productores y a YPF S.A. el incremento de las cantidades disponibles hasta lo necesario para que pudiera seguir abasteciendo a los usuarios prioritarios, lo que no fue cumplimentado por ningún Productor. Esta situación obligó a la Sociedad a requerir los volúmenes faltantes a la SE y al ENARGAS bajo los mecanismos previstos en la normativa vigente de manera similar a lo aplicado durante los años 2004, 2005 y 2006.

Adicionalmente, en setiembre de 2006 la Sociedad manifestó formalmente a YPF S.A. y a los demás Productores con los cuales mantenía contratos vigentes hasta el 31/12/06, su voluntad de renovar los acuerdos de abastecimiento, contemplando en tal sentido lo estipulado en el Art. 16 de la Resolución SE N° 752/2005, y manteniendo los demás términos y condiciones conforme surgiera de la eventual prórroga del Acuerdo. Solamente un productor respondió, manifestando la imposibilidad de negociar lo requerido dada la incertidumbre existente respecto de la normativa aplicable o que pudiera emitir la Autoridad.

No obstante el vencimiento del Acuerdo (el 31/12/06), y ante la demora de un nuevo acuerdo entre la SE y los Productores para resolver la situación de abastecimiento al mercado interno, los Productores con acuerdos con la Sociedad prorrogaron sucesivamente los mismos. En similar sentido actuó YPF S.A. informando que mantendría sus compromisos de abastecimiento. La Sociedad manifestó su conformidad con las prórrogas y su disposición a lograr formalizar los acuerdos de abastecimiento pertinentes.

▪ Finalmente, 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.

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 de 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 a partir del momento que lo determinen, 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

A la fecha la Sociedad ha recibido propuestas de acuerdos de compraventa de gas natural de seis productores, en los términos del Acuerdo 2007-2011, que representarían el 87% del volumen total comprometido en el Acuerdo 2007-2011, cuyos términos, no obstante, todavía no han podido ser satisfactoriamente acordados. La Sociedad continúa en proceso de negociación con los productores.

La Sociedad ha puesto en conocimiento del ENARGAS y de la SE sus observaciones respecto a la Resolución N° 599/2007 señalando: (i) que las cantidades de gas previstas en los Anexos del Acuerdo 2007-2011 resultan insuficientes para el abastecimiento de la demanda prioritaria a cargo de la Sociedad, por cuanto se tomó como base la demanda promedio mensual en lugar de los picos diarios que caracterizan esta demanda; (ii) que el invierno de 2006 tomado como referencia no es representativo ya que fue un año excepcionalmente cálido; (iii) que tampoco la estacionalidad del año 2006 es representativa de lo ocurrido en el año 2007 y de lo que pudiera ocurrir en los años 2008 a 2011; y (iv) que no se fijan precios ciertos para el gas a ser adquirido para la demanda prioritaria. 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 no puede asegurar el resultado de las negociaciones respecto de los restantes aspectos.

En este contexto la Sociedad, en caso de no obtener los derechos contractuales sobre el gas asignado para los consumos prioritarios, se ve obligada a requerir los volúmenes faltantes a la SE y el ENARGAS bajo los mecanismos previstos en la normativa vigente de manera similar a lo aplicado desde el año 2004 y hasta agosto de 2007.

También se ha señalado al ENARGAS el carácter particular del período invernal 2007 en cuanto a que las perdurables y extremadamente bajas temperaturas con relación a las crónicas de los últimas décadas y su consiguiente impacto en el sistema, se vio agravada por la insuficiencia de gas y de capacidad de transporte disponible, situación advertida reiteradamente por la Sociedad a esa Autoridad. Esta situación, generalizada en el sistema nacional, ha llevado a continuas restricciones de servicio a industrias interrumpibles, semifirmes y firmes (propios o cargadores directos), así como ocasionales restricciones a los servicios firmes de GNC. El sistema fue declarado en situación de emergencia en forma casi permanente durante todo el invierno. La difícil situación llevó a convocar al Comité de Emergencia previsto en las Pautas de Despacho (conforme Resolución ENARGAS N° 716/1998) y, ante el agravamiento de la situación, intervinieron distintos organismos del Estado Nacional impartiendo instrucciones directas a los diferentes actores de la industria.

Como consecuencia de la falta de inyección de gas de los productores con destino específico a las distintas distribuidoras, la Sociedad ha generado desbalances por faltante de gas en el sistema de transporte. La Sociedad ha solicitado a la SE y a los productores las transferencias de gas necesarias para compensar dichos desbalances. A la fecha, varias distribuidoras han obtenido transferencias de los productores a los precios vigentes, que les han permitido compensar en parte los desbalances ocurridos por igual motivo. A la fecha, la Sociedad continúa con las gestiones para obtener la compensación citada.

El 13/07/07 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. Por Disposición N° 54/2007 del 23/07/07, la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión aprobó el reglamento operativo del programa.

▪ Mediante instrucciones precisas, la SE convalidó que se procediera a la cancelación, para el periodo comprendido entre el 11/06/04 y el 25/08/04, de las diferencias determinadas en ciertas facturas por compra de gas derivado en función de la Disposición 27/2004 de la SSC (actualmente reemplazada por la Resolución 659/2004 de la SE), que reglamentan restricciones a la exportación de gas y mecanismos para priorizar el mercado interno, por cuanto 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, pues 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 tarifas de estos montos incrementales. Las inyecciones de gas de exportación efectuadas en los periodos comprendidos entre el 24/04/04 y el 10/06/04 y las derivadas por aplicación de la Resolución SE N° 659/2004 durante el invierno de 2005, continúan con saldos no autorizados pendientes de convalidación por parte de la SE y el ENARGAS.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

▪ 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. A la fecha aún no han sido ratificadas las cantidades de GLP que la Sociedad dispone para el abastecimiento de los usuarios de la localidad de Malargüe para el periodo mayo/2007–abril/2008, ni las cantidades provistas en periodos anteriores.

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 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 con copia al ENARGAS y demás Autoridades, que a partir del 30/04/07, la Sociedad cesaba la operación de dicha planta y consiguientemente 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, exhortó a la Sociedad a mantener la plena continuidad del servicio licenciado. La Sociedad interpuso un Recurso de Reconsideración. Con fecha 27/04/07 el ENARGAS volvió a intimar 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 -en cumplimiento de dicha intimación- ha extendido 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 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 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 este 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.

Respecto del GLP utilizado para abastecer a Malargüe, la notable diferencia entre el costo del GLP reconocido en la tarifa según el último cuadro tarifario aprobado por el ENARGAS para los usuarios SGP3 y el costo real de mercado, y del prolongado mantenimiento de tal situación sin que el ENARGAS se expida sobre el fondo de la cuestión, aún a instancia de haber sido requerido en forma y oportunidad por la Sociedad, el 30/03/07 la misma comunicó al ENARGAS que la falta de reconocimiento del verdadero costo pone a la Sociedad ante la imposibilidad de continuar adquiriendo a partir del 01/04/07 volúmenes de GLP para usuarios del servicio SGP3 de la subzona Malargüe a un precio superior al reconocido en el cuadro tarifario vigente.

Como consecuencia de ello, la Sociedad comunicó a los clientes SGP3 y al ENARGAS, que hasta tanto no se solucione el reconocimiento del costo real mediante la adecuación de las tarifas, se les facturará la diferencia entre el precio del GLP más flete incluido en la tarifa y el efectivamente abonado por la Sociedad. A partir de mayo de 2007 se procedió a facturar esta diferencia. Los tres clientes SGP3 pagaron la totalidad de las facturas, dos bajo protesta, los cuales a su vez presentaron un reclamo al ENARGAS. Esa instancia fue trasladada a la Sociedad mediante Notas ENRG N° 3.194 del 30/05/07, N° 8.059 del 25/10/07 y N° 8.980 del 28/11/07, por las que el ENARGAS instruyó a la Sociedad para que no aplique tarifas distintas hasta que la misma Autoridad Regulatoria resuelva sobre el caso particular. A raíz de ello, la Sociedad ha procedido a devolver los montos reclamados por estas diferencias.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Con fecha 02/01/08 la Sociedad inició una acción declarativa de certeza ante el Juzgado Federal de San Rafael, provincia de Mendoza, a los fines de que declare que la Sociedad no se encuentra obligada a continuar gestionando la adquisición de GLP ni la contratación del flete destinado a los clientes del servicio SGP3 y otras industrias, ni a soportar las diferencias de costos entre el precio de mercado y el incluido en las tarifas aprobadas por el ENARGAS. También solicitó se instruya al ENARGAS que disponga el traslado a tarifa de los importes abonados por la Sociedad por tales conceptos hasta el presente. Con fecha 24/01/2008 la Justicia Federal notificó a la Sociedad que concedió la medida cautelar facultando a la Sociedad a facturar a los usuarios industriales comprendidos en el requerimiento, como ítem desagregado, los extra-costos de GLP y flete correspondientes, y ordenando a tales usuarios a abonar los mismos de modo provisorio y al ENARGAS a que se abstenga de iniciar cualquier procedimiento sancionatorio a la Sociedad hasta tanto se resuelva el principal, quedando facultada la misma a interrumpir el servicio en caso de incumplimiento de los obligados al pago.

Los clientes

- La evolución del ejercicio muestra un crecimiento neto de 19.851 clientes, lo que significa un total al cierre del mismo de 443.204, un incremento aproximado de 4,7% respecto de 2006, y un crecimiento acumulado de aproximadamente 90,6% desde el inicio de la Licencia. En particular, se destaca el crecimiento operado en los últimos cinco años en el número de estaciones de GNC conectadas al sistema, que al cierre de 2006 totalizan 180, en contraste con las 86 que existían al 31/12/01. Como ya se apuntara, el crecimiento del número de clientes estuvo motivado fundamentalmente por los altos precios de los combustibles alternativos y sustitutos, y el congelamiento de las tarifas del gas natural.
- Se renovaron los acuerdos con los Grandes Usuarios para el periodo comprendido entre el 01/05/07 y el 30/04/08, adecuándose los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de disponibilidad de transporte y distribución, ya que a partir del 01/09/05 todos los usuarios de esta categoría debieron obligatoriamente asumir la condición de “clientes directos” adquiriendo el gas por su cuenta. En tal sentido, los compromisos asumidos son únicamente en la modalidad “sólo transporte” y contemplan un periodo de cesión de capacidad total durante el invierno por 120 ó 153 días en aquellos días en que deben tener prioridad los servicios prioritarios.

También se encuentran vigentes las renovaciones de los acuerdos con clientes de la categoría SGG para el periodo comprendido entre el 01/05/07 y el 30/04/08, manteniendo en los meses invernales de mayo a setiembre inclusive, la capacidad diaria reservada vigente en 2004, pero permitiendo que el cliente reserve una capacidad mayor para los restantes meses de modo de facilitar una mayor disponibilidad de servicio.

- En virtud de lo dispuesto por el Decreto. PEN N° 180/2004, ratificado por la Resolución ENRG N° 3.035/2004 y normativa de jerarquía superior, la Capacidad de Reserva Diaria (“CRD”) que contratan las GNC Firmes es actualizada por la Sociedad anualmente, en el mes de abril de cada año, en función de los picos de consumo normales y habituales registrados en cada estación en el período anual anterior. La posibilidad de incrementar la CRD está supeditada a la disponibilidad de capacidad en firme remanente por parte de la Sociedad.

Por otra parte, la Resolución SE N° 606/2004 reglamenta la posibilidad de que las estaciones revendan la CRD que no utilizan mediante mecanismos administrados por el MEGSA.

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 (Reserva Mínima Inicial originalmente definida por el Decreto N° 180/2004 en función de los picos de consumo diarios o mensuales registrados en cada estación en el periodo anual anterior al comienzo de su aplicación) un supuesto carácter de inalterabilidad e ininterrumpibilidad inexistente en los Decretos y en la Licencia de Distribución. Es decir, un alcance mayor y más extenso, 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). Adicionalmente tampoco considera las posibilidades físicas y de falta de disponibilidad efectiva de capacidad de transporte por parte de la Sociedad, tal cual quedó demostrado durante el período invernal 2007, como así tampoco tiene en cuenta la obligación de las estaciones de GNC de contar con un contrato, tal cual lo prevé la Licencia de Distribución y el referido decreto.

Contra cada acto administrativo emitidos por el ENARGAS y/o por la SE y SSC, la Sociedad interpuso Recursos de Reconsideración, y adicionalmente de Alzada en Subsidio en cuanto fuere pertinente. Los argumentos sostenidos por



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

la Sociedad no han sido aún tenidos en cuenta por las Autoridades. El reclamo administrativo principal se encuentra actualmente en instancia de Alzada.

En este contexto la Sociedad notificó a todos sus clientes del servicio Firme GNC la nueva reserva de capacidad que les correspondía en base a la actualización de la información sobre sus consumos en los doce meses precedentes. Por otra parte la Sociedad ofreció a sus clientes GNC los modelos de contratos aplicables a las estaciones de GNC para el periodo 01/05/07 al 30/04/08, que reflejan la nueva situación de compra directa de gas por parte de éstos a los productores.

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 diario hasta un total de 5.000 m³/día, manteniendo la vigencia hasta el 30/04/07. El 19/04/07 el ENARGAS emitió la Resolución N° 3.736/2007 por la cual prorrogó en todos sus términos la Resolución N° 3569/2006 con vigencia hasta el 30/04/08 inclusive. Todas estas medidas fueron oportunamente recurridas por la Sociedad sin que a la fecha se hayan obtenido respuestas que reflejen que los argumentos expuestos por la Sociedad estén siendo atendidos.

No obstante, la SSC entendió que esta decisión del ENARGAS representa una “interacción negativa” con las disposiciones propias adoptadas, motivando a que estableciese, en una posterior comunicación de la SE al MEGSA (Nota SE N° 402/2007 del 30/04/07) 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 N° 714/2007 por la que ratifica la posibilidad introducida por Nota SE N° 334/2007 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 cada GNC a título individual cumpla con adherir al régimen previsto en la norma inscribiéndose en el “Registro de GNC 606”, cuya creación se instruye al MEGSA, y 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 5000 m³/día en condición firme a las estaciones GNC Interrumpibles, en contraprestación de lo cual la distribuidora bonificará a la GNC Firme cedente todos los costos por el servicio de transporte y distribución.

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 realizar las operaciones que pretendan realizarse en el marco de la Resolución SE N° 714/2007 y su normativa concordante.

El ENARGAS con fecha 14/09/07 emitió la Nota ENR/CRyS N° 6.774 solicitando la ratificación y/o rectificación de la información presentada y la elaboración de un nuevo proyecto que considere la variante de disponer del abastecimiento desde a un gasoducto de TGN SA. De acuerdo a lo requerido, la Sociedad por nota GTO N° 5726/07 de fecha 26/10/07, ratificó la información presentada según el anteproyecto N° 65.430 y el anteproyecto alternativo, en el cual se adjunta la traza teórica tentativa para abastecer a Malargüe desde el Sistema de TGN.

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 en 2004, 2005 y 2006 con la postergación temporaria del otorgamiento de factibilidades para clientes SGP (3° escalón) con consumos superiores a 108.000 m³/año, y nuevas disponibilidades o ampliaciones de consumo para grandes usuarios industriales y servicios SGG, salvo que los mismos aseguren contar con equipos duales u otra fuente alternativa de abastecimiento que les permitan acatar las restricciones en el periodo invernal. Estas situaciones han sido informadas al ENARGAS.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

▪ 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. En particular, en el apartado “Regulación de eficiencia energética” dentro del capítulo de disposiciones para el mediano y largo plazo, se establece que deberán evaluarse distintas alternativas regulatorias y tarifarias a fin de establecer mecanismos permanentes de promoción de la eficiencia energética en el ámbito de las empresas distribuidoras de energía eléctrica y gas natural sujetas a regulación federal.

▪ 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	
	31/12/07	31/12/06	Mm ³ (*)	%
Residenciales	557,7	427,7	130,0	30,4%
Grandes clientes	1.158,7	1.215,4	(56,7)	(4,7%)
GNC	287,5	299,0	(11,5)	(3,8%)
Otros (pequeñas y medianas industrias, comercios y subdistribuidores)	282,3	254,4	27,9	10,9%
Total del volumen de gas entregado	2.286,2	2.196,5	89,7	4,1%

(*) Millones de metros cúbicos de gas.

▪ El volumen total de gas entregado creció un 4,1% con respecto a 2006. El aumento de la demanda obedece principalmente al comportamiento del clima, a las favorables diferencias de precio respecto de los otros combustibles, al crecimiento manifestado en la economía y al incremento del total de clientes servidos. El clima ha sido determinante para el consumo, la extraordinaria situación verificada en el invierno donde las bajas temperaturas registradas fueron muy rigurosas y persistentes y ubican a la crónica térmica registrada en el 2007 como la más fría en los últimos 38 años. Ello significó un importante incremento de la demanda asociada a la temperatura (en general, los consumos residenciales y pequeños comercios e industrias) y, como contrapartida, un alto nivel de restricción a los servicios de menor prioridad, en general, a grandes industrias. Las GNC presentan una problemática particular por la menor diferencia entre los precios de mercado de los combustibles alternativos

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

Ventas brutas de gas por principales segmentos	Millones de pesos (M\$)		Variación en	
	31/12/07	31/12/06	M\$	%
Residenciales	109,8	87,2	22,6	25,9%
Grandes clientes	21,3	22,2	(0,9)	(4,1%)
GNC	12,1	20,3	(8,2)	(40,4%)
Otros (pequeñas y medianas industrias, comercios y subdistribuidores)	34,7	30,6	4,1	13,4%
Total de ventas de gas	177,9	160,3	17,6	11,0%

En 2007 las ventas brutas en pesos estuvieron afectadas por la pesificación y el congelamiento de tarifas producido en 2002 que aún subsiste respecto de la distribución y el transporte, excepto por los incrementos en el precio del gas dispuestos en el sendero establecido en la Resolución N° 208/2004 del MPFIPyS y la aplicación de la Resolución ENRG N° 3.467/2006. Los efectos del unbundling se manifiestan en la disminución de la facturación a Grandes y Otros clientes, y en particular en las GNC, que a partir del 01/04/06 comenzaron a comprarse su propio gas, situación que en algunos casos se compensó con la expansión de la economía.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

V. Los resultados

Situación económica-financiera

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

Rubros	31/12/07	31/12/06	Variaciones
Activo Corriente	84.556	57.930	26.626
Activo No Corriente	521.823	528.939	(7.116)
Total Activo	606.379	586.869	19.510
Pasivo Corriente	60.138	41.512	18.626
Pasivo No Corriente	663	682	(19)
Total Pasivo	60.801	42.194	18.607
Patrimonio Neto	545.578	544.675	903
Total Pasivo más Patrimonio Neto	606.379	586.869	19.510

El aumento del Activo Corriente entre ambos cierres obedece principalmente al incremento de los totales disponibles en Caja y Bancos e Inversiones por \$27,8 millones, y Créditos por Ventas de \$1,3 millones. Los Otros Créditos crecieron \$0,3 millones y los Bienes de Cambio permanecieron prácticamente iguales con una leve suba de \$0,03 millones; los Otros Activos muestran una disminución de \$2,8 millones.

La disminución del Activo No Corriente por \$7,1 millones tiene su origen fundamentalmente en que, si bien los Otros Créditos a largo plazo aumentaron \$0,6 millones, los Bienes de Uso disminuyen en \$7,7 millones por la suma neta entre el total de las altas de bienes de uso en 2006 (\$15,1 millones), el total de amortizaciones anuales (\$21,7 millones) y el valor residual de las bajas del ejercicio (\$1,1 millones).

El Pasivo Corriente aumenta debido a que al cierre las Cuentas a Pagar se incrementaron en \$5,5 millones y las Cargas Fiscales en \$7,3 millones. Asimismo, se registra un aumento en Remuneraciones y Cargas Sociales por \$1,4 millones, en Otros Pasivos por \$4,2 millones, y una disminución de \$0,05 millones en Previsiones. Los incrementos en Otros Pasivos se integran fundamentalmente con aumentos que registran los saldos por los fondos recurrentes de las operatorias de los fideicomisos instituidos y el programa de racionalización de uso del gas.

El Pasivo No Corriente acusa una baja de tan solo \$0,02 millones.

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

Rubros	31/12/07	31/12/06	Variaciones
Ventas netas	189.283	164.557	24.726
Costos operativos (sin amortizaciones y depreciaciones)	(125.072)	(112.634)	(12.438)
EBITDA (*)	64.211	51.923	12.288
Amortizaciones y depreciaciones del activo fijo	(21.759)	(21.596)	(163)
Resultado operativo ordinario - Ganancia	42.452	30.327	12.125
Resultados financieros y por tenencia – Ganancias	3.828	3.211	617
Otros ingresos netos	(92)	85	(177)
Utilidad ordinaria antes del impuesto a las ganancias	46.188	33.623	12.565
Impuesto a las ganancias (Nota 5.h) a los estados contables)	(19.991)	(16.125)	(3.866)
Utilidad neta	26.197	17.498	8.699
Utilidad neta por acción (Nota 4.g) a los estados contables)	0,129	0,086	0,043

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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El resultado neto del ejercicio al 31/12/07 es una ganancia de \$26,2 millones, con un aumento de \$8,7 millones (49,7%) con respecto a la ganancia registrada en el ejercicio anterior, que ascendió a \$17,5 millones.

El EBITDA acusa un incremento aproximado de 23,7% con respecto a 2006, pero sigue siendo relevante su caída –a consecuencia del congelamiento de tarifas desde 1999- de casi 36% (\$36,1 millones) comparado con 2001 (\$100,3 millones), año anterior a la pesificación de las tarifas, la devaluación y los procesos inflacionarios subsecuentes.

El mayor impacto entre ambas utilidades finales está dado por el efecto neto entre: (i) el aumento de 15% de las ventas en pesos con respecto al 31/12/06 (originado conjuntamente y con distintos efectos, en la menor venta de gas por efecto del unbundling, en la diferente distribución de la venta por segmentos de clientes, y en un incremento del volumen de gas operado de aproximadamente 4,1%); (ii) el incremento del costo de ventas más los gastos de administración y comercialización, que en conjunto subieron 9,4% al 31/12/07 respecto del 31/12/06. El costo de ventas aumentó 3,1%, fundamentalmente por el efecto neto entre el aumento de 6,7% en las compras de gas luego del unbundling, de la disminución del costo de transporte en 8,6% y el incremento de 5,4% en los costos de distribución. Los gastos de administración aumentaron 31,3% y los de comercialización aumentaron 33,4%; y (iii) la mayor ganancia neta de los resultados financieros netos obtenidos al 31/12/07, de 19,2% respecto de los correspondientes al 31/12/06, como consecuencia, principalmente, de un aumento de 493 en la ganancia neta por intereses, de un incremento de 389 en la ganancia neta por diferencias de cotización y de una disminución de 265 en los resultados por tenencia generados por activos.

El impuesto a las ganancias aumentó en \$3,9 millones, aunque disminuyó su incidencia efectiva sobre el resultado antes del impuesto de 47,9% en 2006 a 43,3% en 2007.

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

Rubros	31/12/07	31/12/06	Variaciones
Activo Corriente Financiero	56.477	28.662	27.815
Total Activo Financiero	56.477	28.662	27.815
Total Pasivo Financiero	-	-	-
Posición Financiera Neta	56.477	28.662	27.815

La Posición Financiera Neta al cierre de 2007 es positiva en \$56,5 millones, mostrando un aumento del saldo en \$27,8 millones con respecto al que cerró el ejercicio 2006.

Indices

Tipo de índice	31/12/07	31/12/06	Variaciones
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	1,41	1,40	0,01
Liquidez inmediata ((Caja y Bcos. + Inv. y Créd. ctes.) / Pas. cte.)	1,38	1,29	0,09
Solvencia (Patrimonio neto / Pasivo total)	8,97	12,91	(3,94)
Endeudamiento (Pasivo total / Patrimonio neto)	0,11	0,08	0,03
Razón del Patrimonio neto / Activo total	0,90	0,93	(0,03)
Inmovilización del capital (Activo no corriente / Activo total)	0,86	0,90	(0,04)
Rentabilidad (Res. del ejercicio / Pat. Neto promedio)	0,05	0,03	0,02
Leverage financiero ((Rtdo. Neto Ord. / PN) / ((RNO + Int. Perd.) / Activo))	1,09	1,05	0,04
Rotación de activos (Ventas / Activo)	0,31	0,28	0,03
Rotación de inventarios (Costo / Exist. promedio de Bs. de Cbio.)	1,40	1,95	(0,55)



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 2007 y 2006 son los siguientes:

Rubro:	OTROS CRÉDITOS		
Denominación	31/12/07	31/12/06	Variaciones
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 - Corrientes			
ENI S.p.A.	4	3	1
Inversora de Gas Cuyana S.A.	-	-	-
LG&E Power Argentina III LLC	57	59	(2)
Total Sociedades Art. 33	61	62	(1)
Partes relacionadas:			
Società Italiana per il Gas per Azioni ("ITALGAS")	70	70	-
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	59	281	(222)
Directores y Personal Gerencial	2	9	(7)
Total Partes relacionadas	131	360	(229)
Total	192	422	(230)

Rubro:	CUENTAS A PAGAR		
Denominación	31/12/07	31/12/06	Variaciones
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550:			
ENI S.p.A.	-	5	(5)
Total Sociedades Art. 33	-	5	(5)
Partes relacionadas:			
ITALGAS	123	213	(90)
Sofid S.p.A.	-	487	(487)
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	650	395	255
Total Partes Relacionadas	773	1.095	(322)
Total	773	1.100	(327)

Rubro:	DIVIDENDOS A PAGAR		
Denominación	31/12/07	31/12/06	Variaciones
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 - Corrientes			
Inversora de Gas Cuyana S.A.	241	-	241
ENI	-	29	(29)
Total Sociedades Art. 33	241	29	212
Total	241	29	212

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006, 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)]:



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Operaciones / Denominación	Vínculo	31/12/07	31/12/06	Variaciones
Prestación de servicios				
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(2.977)	(2.566)	(411)
ITALGAS	Relacionada	(237)	(213)	(24)
Total		(3.214)	(2.779)	(435)
Remuneraciones				
Directores y Personal Gerencial	Relacionados	(2.189)	(2.232)	43
Total		(2.189)	(2.232)	43
Gastos operativos				
ENI	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	-	(5)	5
Sofid S.p.A.	Relacionada	-	(66)	66
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(983)	(621)	(362)
Total		(983)	(692)	(291)
Recupero de costos y otros				
ENI S.p.A	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	1	-	1
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	118	969	(851)
Total		119	969	(850)
Resultados financieros				
ENI	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	(32)	(29)	(3)
LG&E Power Argentina III LLC	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	(10)	(9)	(1)
Inversora de Gas Cuyana S.A.	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	(241)	(216)	(25)
Programa de Propiedad Participada	Relacionada	(47)	(42)	(5)
Otros	Relacionada	(142)	(127)	(15)
Total		(472)	(423)	(49)
Total operaciones		(6.739)	(5.157)	(1.582)

Política de dividendos

Conforme a los resultados del balance de la Sociedad y a otros factores considerados relevantes, como política de distribución, en cuanto fuera posible, el Directorio ha recomendado el pago de dividendos anticipados en el transcurso del cuarto trimestre de cada año, y en oportunidad de la Asamblea Ordinaria, los dividendos definitivos. Debido a las particulares condiciones que afectaron la actividad y adoptando medidas prudentes conforme la realidad de los flujos de fondos, la Sociedad 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.

Propuesta de asignación de resultados

El resultado final del ejercicio 2007 fue una utilidad neta de Impuesto a las Ganancias de \$26.197.138,11 con una utilidad de \$0,129 por acción, incrementando en casi 50% el rendimiento por acción respecto del año 2006, que todavía se encuentra muy por debajo del promedio alcanzado en los años previos a la crisis de 2001/2002. 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 -principalmente de 2002- que incrementaron y luego mantuvieron altos los costos operativos en 2007, no compensados debidamente en las tarifas por imperio de la Ley de Emergencia y la indefinición que aún subsiste respecto del Contrato de Concesión.

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

Por aplicación de la Ley de Sociedades N° 19.550, otras normas específicas y el Estatuto Social, el Directorio somete a consideración de la Asamblea de Accionistas la siguiente propuesta de distribución de los resultados no asignados al cierre del ejercicio 2007, 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 31/12/07:



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Resultados No Asignados provenientes de ejercicios anteriores - Ganancia	\$ 959.650,29
Resultado del ejercicio – Ganancia (1)	\$ 26.197.138,11
Total de Resultados No Asignados al cierre del ejercicio - Ganancia	\$ 27.156.788,40
a Reserva Legal	\$ 1.309.856,91
a Honorarios de Directores	\$ 175.000,00
a Honorarios de Comisión Fiscalizadora	\$ 105.000,00
a Bonos de Participación al Personal	\$ 131.643,91
a Dividendos en efectivo (Total a pagar en cuotas periódicas)	\$ 25.846.931,49

(1) Este importe incluye en concepto de provisión, \$175.000.- como Honorarios de Directores, \$105.000.- como Honorarios de Comisión Fiscalizadora y \$131.643,91 como Bonos de Participación al Personal.

VI. Perspectivas para el próximo ejercicio

El contexto

El 2008 se presenta como otro año de fuerte crecimiento económico para Argentina, donde gravita el alto efecto arrastre de 2007, que cerró con un aumento significativo del PIB y un nivel de actividad a pleno, en el que se destacan muchos sectores industriales trabajando al límite de su capacidad instalada. A ello se suman las elevadas cotizaciones internacionales de productos agrícolas que mantienen importante expectativas exportadoras.

Pero tal crecimiento tiene también importantes condicionantes que deben ser considerados y tratados convenientemente. La inflación es uno de los interrogantes en la economía argentina, con índices de medición cuestionados. Va con ello el difícil tratamiento del sostenimiento del poder adquisitivo de salarios y jubilaciones, agregándose a las empresas durante 2008 los mayores costos en cargas sociales por la eliminación progresiva de los tickets y la suba para los trabajadores de los aportes jubilatorios a las AFJP para igualarlas con el sistema de reparto estatal.

Los niveles del gasto público y de los subsidios estatales deben ser monitoreados permanentemente. El desarrollo económico también depende en gran medida de la inversión privada y las posibilidades de acceder al crédito en condiciones razonables, todo en procura de sostener la competitividad y lograr un modelo exportador perdurable, sin desatender el crecimiento de la demanda interna. Las condiciones financieras internacionales, el riesgo país ubicado por encima de los 400 puntos, el nivel de desembolsos por servicios de la deuda externa, las condiciones cambiarias y la presión fiscal son factores relacionados con ese propósito que afectan el crecimiento de la tasa de inversión, ubicando en el cuadro del corto plazo a los proyectos que las empresas prevén poner en marcha. El país sigue requiriendo cubrir necesidades en materia de infraestructura física (vías de comunicación y transporte entre las prioritarias) para acompañar la competitividad y el crecimiento de la economía.

La energía, factor clave para el desarrollo y bienestar del país, se encuentra ante un panorama de decisiones gubernamentales en procura de dar solución a la insuficiente oferta que en el corto plazo no alcanza a cubrir la demanda. La generación eléctrica tendrá en 2008 el aporte de nuevas centrales y la entrada en servicio de nuevas turbinas de la represa Yacyretá, ello servirá para mantener estable la situación en épocas de consumo pico. Tampoco está resuelto totalmente el abastecimiento del gas natural, estando el gobierno avocado a la búsqueda de soluciones permanentes y al análisis de alternativas para paliar la coyuntura.

Principales actividades previstas para el 2008 y proyecciones

- En el contexto de las limitaciones impuestas por la particular situación en la que se desenvuelve la actividad de la Sociedad, 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 \$15,5 millones, monto que podrá variar en función de las condiciones de financiamiento que finalmente se establezcan, 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 las condiciones comerciales que se presenten. No obstante ello, la Sociedad se compromete a realizar las inversiones necesarias para mantener las condiciones de seguridad, continuidad y control del sistema de distribución.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Respecto del crecimiento de la extensión de redes y gasoductos disponibles, se estima que durante 2008 se mantendrá el crecimiento de 2007, dependiendo esta situación de las inversiones propias y de terceros cuyos activos son transferidos a la Sociedad.

Entre otras inversiones, se proseguirá con el desarrollo de las obras de construcción de plantas reguladoras de presión; de potenciamiento o renovación de redes y servicios en distintas zonas del área licenciada; de interconexiones de redes de media y baja presión; digitalización de planos; la instalación de equipos rectificadores y probetas de corrosión, y renovación de dispersores; odorización de líneas de alta presión; adquisición de medidores y unidades correctoras para nuevas industrias y reemplazo en otras; se prevé la construcción del ramal del gasoducto El Toledano; la adquisición de nuevos vehículos; y la refuncionalización y ampliación de las instalaciones edilicias.

- Continuar con las gestiones tendientes a obtener las aprobaciones necesarias para la constitución de los fideicomisos que permitan la construcción de las obras propuestas para satisfacer la demanda en el área de distribución de la Sociedad.
- 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 4,6% con todas las previsiones que en tal sentido deben ser tomadas. Se proyecta que el volumen total de gas operado durante el año 2008, determinado para temperaturas promedio históricas, podría alcanzar aproximadamente los 2.290 millones de metros cúbicos.
- A nivel institucional se llevarán a cabo las habituales campañas de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono.
- Realizar las presentaciones al ENARGAS que fueran menester respecto del reconocimiento en las tarifas de nuevas variaciones en los impuestos nacionales, provinciales y municipales.
- Sostener la capacidad de transporte comprometida por acuerdos y la asignación de la capacidad de transporte disponible en función a las prioridades que fija el Marco Regulatorio, el Decreto PEN N° 180/2004 y las posteriores disposiciones que pudiere emitir la SE. En cuanto a cantidades adicionales se refiere, se continuará con el cumplimiento de lo que se requiera en el marco del resultado del CA02 de TGN SA, requiriendo su pronta puesta a disposición, ya que está destinada a demanda prioritaria, y que hasta tanto se construyan las ampliaciones a gasoductos, se provean las soluciones coyunturales que sean necesarias para satisfacer esta demanda.
- Insistir en los reclamos ante las autoridades correspondientes solicitando la reasignación de capacidad asignada en los CA01 y CA02.
- Mantener las gestiones ante las autoridades competentes para obtener las cantidades de gas necesarias para abastecer la demanda prioritaria de la zona, como así también, evaluar soluciones de mediano y largo plazo para lograr abastecer la demanda total en el área de la Sociedad.
- Proseguir con las gestiones para la firma de acuerdos de abastecimiento con los Productores, en los términos de la Resolución N° 599/2007 de la SE.
- Dar continuidad el 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.
- Continuar la búsqueda de una concreta definición de la situación legal de la Licencia y la readecuación tarifaria, dentro del proceso de renegociación impuesto, preservando adecuadamente los derechos de la Sociedad a través de una real y efectiva negociación con la UNIREN, teniendo en cuenta que el periodo de emergencia fue extendido hasta el 31/12/08.
- 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 definición de un modelo de organización, gestión y control con estadios de



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

creciente eficiencia. En materia de sistemas, se dará inicio al desarrollo de la etapa 3 de la página institucional, y a la etapa 2 del sistema de colectores de datos. Asimismo, se continuará con el mantenimiento de los sistemas existentes y con la construcción de nuevos sistemas de apoyo a la gestión de la Sociedad.

- En el transcurso del segundo trimestre se establecerán nuevas negociaciones con el Sindicato con vistas a la renovación del actual convenio colectivo, que deberá regir a partir del 01/07/08. Asimismo, se desarrollará durante el año el plan de capacitación interanual previsto, que comprende un estimado de 5.500 horas/hombre.
- En materia financiera, se continuará con la política de realizar un 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. Cabe destacar, que de acuerdo a la situación actual y las proyecciones expuestas, la Sociedad no prevé requerir aportes de sus accionistas o necesitar de otros medios de financiación durante el ejercicio 2008.
- Conforme lo expuesto en la presente Memoria sobre realidades y expectativas de la Sociedad, es posible estimar que el nuevo ejercicio se presenta con viejos y nuevos desafíos a los que hacer frente. Las condiciones macro económicas, las mejoras que disponga el sistema de transporte, la adecuada disponibilidad de gas, el freno de la inflación para morigerar la incidencia de los costos y salarios, el reconocimiento de sus incrementos en las tarifas, el arribo a una razonable renegociación del contrato de concesión, las posibilidades de expansión del sistema, la financiación de las inversiones, y hasta el comportamiento del clima, resultan variables condicionantes tan importantes y decisivas en su interacción respecto de los resultados que se procuran alcanzar, que establecen un estado de situación de suma complejidad para realizar una estimación que se asegure un buen margen de acierto con respecto a los hechos por consumarse. No obstante, es posible contar con la historia de la Sociedad, su trayectoria, sus recursos y su posicionamiento, para establecer que buscará proyectar sus concreciones de objetivos propuestos y resultados finales en el nivel promedio en el que se encuentra en los últimos tres ejercicios.

VII. Consideraciones finales

La Sociedad ha cerrado un ejercicio en el que las actividades desarrolladas y los resultados alcanzados permiten concluir que la gestión a sido satisfactoria a la luz de los condicionantes del contexto y merced a las políticas de gestión aplicadas con fundamento en la estrategia definida, siendo el factor climático decisivo para la concreción del resultado obtenido.

El nuevo ejercicio iniciado abre nuevas expectativas respecto del camino de superación de la problemática del sector energético y en particular de la referida al gas natural. Las obras iniciadas durante el 2007 y las perspectivas de nuevos proyectos, aunque con reservas respecto de los tiempos de materialización, abrigan esperanzas respecto de una salida en el mediano plazo de las restricciones observadas en el sistema con respecto a las exigencias que establece la evolución económica del país.

Iniciando el séptimo año en el que se mantienen vigentes la Ley de Emergencia y normas complementarias, la Sociedad renueva sus votos para que la razón y la equidad sean protagonistas en el proceso de renegociación de su contrato de concesión, materializadas en el reconocimiento de sus derechos y en el restablecimiento adecuado de la ecuación económica de la Licencia, en un marco de respeto por los acuerdos, la estabilidad normativa y la equidad socio-económica.

Solo resta expresar nuestro reconocimiento a quienes con su participación y esfuerzo posibilitaron que la Sociedad afrontara las dificultades que las circunstancias impusieron en el ejercicio cerrado. Agradecemos muy especialmente a nuestros clientes y colaboradores, a nuestros accionistas Inversora de Gas Cuyana S.A., ENI S.p.A., LG&E Power Argentina III LLC, 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, 7 de febrero de 2008.

EL DIRECTORIO.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Suipacha 1067, 5° piso frente - Buenos Aires

**EJERCICIOS ECONOMICOS N° 16 y 15
INICIADOS EL 1° DE ENERO DE 2007 y 2006**

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

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; inscripta 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 2007
(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

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

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

1 de 2

	<u>31 de diciembre de 2007</u>	<u>31 de diciembre de 2006</u>
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE		
Caja y bancos (Nota 6.a)	13.732	3.028
Inversiones (Anexos C y D)	42.745	25.634
Créditos por ventas (Nota 6.b)	21.543	20.241
Otros créditos (Nota 6.c)	4.796	4.493
Bienes de cambio	718	688
Otros activos (Nota 6.d)	1.022	3.846
Total del activo corriente	<u>84.556</u>	<u>57.930</u>
ACTIVO NO CORRIENTE		
Otros créditos (Nota 6.e)	3.326	2.735
Bienes de uso (Anexo A)	518.465	526.161
Activos intangibles (Anexo B)	32	43
Total del activo no corriente	<u>521.823</u>	<u>528.939</u>
TOTAL DEL ACTIVO	<u><u>606.379</u></u>	<u><u>586.869</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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. - T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

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

2 de 2

	<u>31 de diciembre de 2007</u>	<u>31 de diciembre de 2006</u>
PASIVO		
PASIVO CORRIENTE		
Cuentas a pagar (Nota 6.f)	18.478	12.936
Dividendos a pagar (Notas 9 y 13)	241	29
Cargas fiscales (Nota 5.g)	15.445	8.156
Remuneraciones y cargas sociales	3.836	2.401
Otros pasivos (Nota 6.g)	16.539	12.344
Previsiones (Anexo E)	5.599	5.646
Total del pasivo corriente	<u>60.138</u>	<u>41.512</u>
PASIVO NO CORRIENTE		
Otros pasivos (Nota 6.h)	663	682
Total del pasivo no corriente	<u>663</u>	<u>682</u>
TOTAL DEL PASIVO	<u>60.801</u>	<u>42.194</u>
PATRIMONIO NETO (según estado respectivo)	<u>545.578</u>	<u>544.675</u>
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO NETO	<u><u>606.379</u></u>	<u><u>586.869</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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. 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 2007 y 2006

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

	31 de diciembre de 2007	31 de diciembre de 2006
Ventas (Nota 6.i)	189.283	164.557
Costo de ventas (Anexo F)	(109.085)	(105.775)
UTILIDAD BRUTA	80.198	58.782
Gastos de administración (Anexo H)	(13.695)	(10.432)
Gastos de comercialización (Anexo H)	(24.051)	(18.023)
UTILIDAD OPERATIVA	42.452	30.327
Resultados financieros y por tenencia generados por activos:		
Intereses	3.869	3.382
Diferencias de cotización	387	74
Otros resultados por tenencia	57	322
Resultados financieros y por tenencia generados por pasivos (Anexo H):		
Intereses	(522)	(528)
Diferencias de cotización	37	(39)
Resultados financieros y por tenencia	3.828	3.211
Otros egresos e ingresos netos (Nota 6.j)	(92)	85
UTILIDAD ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	46.188	33.623
Impuesto a las ganancias (Nota 5.g)	(19.991)	(16.125)
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO	26.197	17.498
UTILIDAD NETA POR ACCION (Nota 4.f)	0,129	0,086

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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. 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 2007 y 2006

(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 2007	Al 31 de diciembre de 2006
Saldos al inicio del ejercicio	202.351	290.480	492.831	24.716	27.128	51.844	544.675	552.471
Disposición de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 14/03/2007								
- Reserva Legal	-	-	-	875	(875)	-	-	-
- Distribución de dividendos en efectivo (Nota 13)	-	-	-	-	(25.294)	(25.294)	(25.294)	(1) (25.294)
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	26.197	26.197	26.197	17.498
Saldos al cierre del ejercicio	202.351	290.480	492.831	25.591	27.156	52.747	545.578	544.675

(1) Disposición de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 07/03/2006.

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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. 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 2007 y 2006

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

VARIACIONES DEL EFECTIVO	31/12/2007	31/12/2006
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	28.517	32.559
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio (Nota 4.c)	56.367	28.517
Aumento (Disminución) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	27.850	(4.042)
CAUSAS DE LAS VARIACIONES DE EFECTIVO		
ACTIVIDADES OPERATIVAS		
Utilidad neta del ejercicio	26.197	17.498
Impuesto a las ganancias	19.991	16.125
Intereses ganados y perdidos en el ejercicio	(3.347)	(2.854)
Ajuste por resultados financieros y por tenencia del efectivo y sus equivalentes	(412)	(303)
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:		
Depreciación de bienes de uso	21.748	21.591
Amortización de activos intangibles	11	5
Resultado por venta de bienes de uso	(120)	(215)
Bajas de bienes de uso por desafectación y consumo	1.020	1.138
Aumento de la previsión para deudores de cobro dudoso	3.257	35
Aumento de la previsión para juicios y contingencias	213	729
Diferencias de cotización generadas por pasivo	(37)	39
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Disminución de inversiones	35	478
(Aumento) disminución de créditos por ventas	(4.396)	6.141
(Aumento) de otros créditos	(1.033)	(655)
(Aumento) de bienes de cambio	(30)	(93)
Disminución (aumento) de otros activos	2.824	(34)
Aumento (Disminución) de cuentas por pagar	5.882	(6.703)
Aumento de remuneraciones y cargas sociales	1.435	372
Aumento (Disminución) de cargas fiscales	704	(1.579)
Aumento de otros pasivos	4.216	5.252
Impuesto a las ganancias pagado	(14.686)	(18.768)
Pago de juicios	(260)	(322)
Intereses cobrados	1.646	1.592
FLUJO NETO DE EFECTIVO GENERADO POR LAS ACTIVIDADES OPERATIVAS	64.858	39.469
ACTIVIDADES DE INVERSION		
Pago por adquisición de bienes de uso	(15.466)	(20.355)
Pago por adquisición de activos intangibles	-	(37)
Cobros por venta de bienes de uso	1.377	500
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE INVERSION	(14.089)	(19.892)
ACTIVIDADES DE FINANCIACION		
Pago de intereses de dividendos	(260)	(418)
Pago de dividendos	(25.294)	(25.294)
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACION	(25.554)	(25.712)
RESULTADOS FINANCIEROS Y POR TENENCIA GENERADOS POR EFECTIVO O SUS EQUIVALENTES		
Intereses	2.223	1.790
Diferencias de cotización	387	74
Otros resultados por tenencia	25	229
AUMENTO (DISMINUCION) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO	27.850	(4.042)

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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

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.	14
4	Bases de presentación de los Estados Contables.	26
5	Criterios de valuación.	29
6	Detalle de los principales rubros de los Estados Contables.	35
7	Apertura por plazos de colocaciones de fondos, créditos y pasivos.	37
8	Concentración de operaciones.	38
9	Sociedad Controlante. Saldos y operaciones con Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 y Partes Relacionadas.	39
10	Capital Social.	41
11	Contratos y obligaciones asumidos por la Sociedad.	43
12	Medio ambiente.	51
13	Restricciones a la distribución de los resultados no asignados.	51
14	Contingencias.	52

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

(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") 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 del 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

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

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

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

Los ajustes de tarifas 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 haya una resolución judicial definitiva, y (ii) la misma ha sido apelada por el Gobierno Nacional y las licenciatarias, en base a la legislación vigente.

Con fecha 30 de marzo de 2006 y en relación a la cuestión de fondo, el Juzgado Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal N° 8 corrió traslado de la demanda, el que fue evacuado en calidad de terceros por la Sociedad.

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 y estival.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

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

Debido a que las tarifas de distribución deben proporcionar un retorno razonable y que el beneficio de la mayor eficiencia debe ser trasladado al consumidor, la inclusión de un 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 eficiencia en el sistema de precios le proporciona a la misma un incentivo para reducir costos. Si la compañía distribuidora puede disminuir sus costos más rápidamente que las tasas implícitas contenidas en el factor de eficiencia, tales reducciones pueden incrementar sus ganancias; si en cambio la distribuidora no alcanza o no supera esa tasa, el déficit reduce sus ganancias.

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 periodo correspondiente de cinco años. Las inversiones contempladas por el factor de inversión son aquellas diseñadas para mejorar la eficiencia, seguridad o confiabilidad del sistema.

El 30 de junio de 1997 el ENARGAS dictó la Resolución N° 463, que establece los niveles de disminución y aumento de tarifas por factor "X" y "K", respectivamente, y define las metodologías de aplicación y las categorías tarifarias sobre las cuales se aplican los factores. Esta resolución es aplicable para el quinquenio 1998-2002.

El factor "X" allí definido fue del 4,8% aplicable al margen de distribución (tarifas netas del costo del gas, del costo ponderado de transporte y de su gas retenido) sólo en las categorías de clientes ininterrumpibles, apropiado de una sola vez al inicio del quinquenio a partir del 1° de enero de 1998.

Asimismo, el factor "K" está pautado que sea aplicable en forma incremental durante el quinquenio hasta totalizar aproximadamente 2,6% del margen de distribución aplicable a las categorías residencial y general "P", en compensación de inversiones en el sistema que efectuará la Sociedad de acuerdo a la Resolución del ENARGAS N° 463 del 30 de junio de 1997. En este marco, por la Resolución N° 2.061 del 3 de enero de 2001, el ENARGAS aprobó el factor de inversión que se aplica a partir del primer semestre de 2001, el cual significa un incremento acumulado de aproximadamente el 1,82 % sobre el margen de distribución.

La Sociedad solicitó oportunamente al ENARGAS, al Ministerio de Economía de la Nación ("MECON") y a otras áreas de gobierno, urgentes incrementos de tarifas –congeladas desde 1999- tendientes a revertir los impactos negativos de la coyuntura, ya que no sólo se dejaron de contemplar los debidos ajustes por el P.P.I., el factor "K" y el costo promedio de transporte, suspendiéndose el proceso de la Revisión Quinquenal de Tarifas II ("RQT II"), sin que hasta la fecha de emisión de los presentes Estados Contables las Autoridades hayan dado respuesta a las solicitudes realizadas por la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 previstos por la Ley del Gas y sus decretos reglamentarios (Nota 3).

Los cuadros tarifarios actualizados por variación en el precio del gas con vigencia a partir del 1° de julio de 2005 fueron posteriormente rectificadas por el ENARGAS para los segmentos R1, R2 y R3, SGP1 y SGP2, retro trayéndolos a los valores correspondientes a octubre de 2004 con un valor gas incluidos en las tarifas inferior al que hubiera correspondido. La Sociedad presentó los recursos y reclamos que en cada caso corresponden.

El ENARGAS omitió emitir oportunamente los cuadros tarifarios por variación en el precio del gas que debían tener vigencia a partir del 1° de julio de 2005 y que debían reflejar el último incremento en el precio del gas acordado por la Secretaría de Energía ("SE") con los productores y que fuera homologado por Resolución N° 208/2004 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios ("MPFIPyS"). Tampoco el ENARGAS emitió en el plazo que fija la normativa, los cuadros tarifarios que debían establecer las tarifas a partir del 1° de octubre de 2005. Ambas situaciones fueron reclamadas por la Sociedad. Recién con fecha 23 de marzo de 2006 el ENARGAS procedió a notificar la Resolución ENRG N° 3.466/2006 con los cuadros tarifarios con vigencia retroactiva al 1° de julio de 2005, disponiendo que el crédito que se generara con cada cliente por la diferencia entre las nuevas tarifas y lo facturado entre el 1° de julio de 2005 y el 28 de febrero de 2006 debía ser facturado a cada cliente en 8 cuotas mensuales con 2 meses de gracia a partir del 1° de marzo de 2006, sin intereses ni recargos de ninguna naturaleza. Esta última resolución 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 mayo de 2005, por la cual retrotrajo a octubre de 2004 las tarifas para los segmentos R1, 2 y 3, SGP1 y 2, con un valor gas que no refleja el valor correcto acorde a la reglamentación vigente.

El ENARGAS omitió nuevamente la emisión de los cuadros tarifarios por variación en el precio del gas comprado que debían tener vigencia a partir del 1° de mayo de 2006 y que debían contener, además del precio estimado para el siguiente periodo estacional, las compensaciones adecuadas por el costo del gas natural y del GLP de Malargüe. A pesar de los oportunos reclamos formulados por la Sociedad, el ENARGAS no brindó ninguna justificación para tal inobservancia de la normativa, incluso reiteró dicha conducta al no emitir los cuadros tarifarios que debían tener vigencia a partir del 1° de octubre de 2006. Ante esta situación la Sociedad procedió a requerir el 16 de agosto de 2006 un Pronto Despacho ante el ENARGAS por los cuadros tarifarios que debían regir a partir de octubre de 2005 y mayo de 2006, conforme a la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos. El 18 de abril de 2007 la Sociedad presentó ante la Justicia Federal de Mendoza un Amparo por Mora contra el ENARGAS a fin de instar a dicha Autoridad a expedirse.

No obstante el ENARGAS mediante la Nota ENRG N° 947 del 13 de marzo de 2007 (re-fecha como 13 de febrero de 2007 según Nota ENRG N° 1743 del 23 de marzo de 2007), informó a la Sociedad que esa Autoridad Regulatoria no está en condiciones de proceder a ajustar los Cuadros Tarifarios por cambios en el precio del gas en boca de pozo correspondientes a Octubre de 2006, invocando el punto 9.4.2.4 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución para rechazar la solicitud efectuada por la Sociedad oportunamente. La Sociedad pidió vista del expediente a los efectos de responder al ENARGAS sobre el particular.

La Sociedad realizó las presentaciones correspondientes a los ajustes estacionales de tarifas que correspondían autorizar a partir del 1° de mayo de 2007 y del 1° de octubre de 2007. El ENARGAS no ha emitido ni formulado observaciones o rechazos a dichas presentaciones de ajuste. La Sociedad ha presentado los recursos y reclamado con el carácter de Pronto Despacho por cada uno de los cuadros

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

tarifarios no emitidos por el ENARGAS. Además en abril de 2007 interpuso por ante el Juzgado Federal N° 2 de Mendoza acción de amparo por mora para que el tribunal ordene al ENARGAS a pronunciarse sobre las resoluciones en la materia pendientes a esa fecha.

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.
- La cesión o extinción del Contrato de Asistencia Técnica mencionado en el punto f), siempre que no se haya obtenido la autorización del ENARGAS para la suscripción de un nuevo contrato con el mismo u otro operador técnico aprobado por la autoridad regulatoria, o para la operación bajo la dirección de los funcionarios de la Sociedad.

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 este 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 para prestar debidamente el servicio licenciado. Además deberá cancelar todo su pasivo.

En el momento de la extinción de la Licencia, excepto ciertas circunstancias allí indicadas, la Sociedad cobrará el menor de los dos montos siguientes:

- i) El valor de libros a esa fecha calculado de acuerdo con lo establecido por la Licencia.
- ii) El producido neto de la nueva licitación.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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) Programa de inversiones

(i) Obligatorias

Con el objeto de adecuar sustancialmente las operaciones de distribución de gas a los estándares internacionales de seguridad y control, la Sociedad asumió el compromiso de cumplir con un programa de inversiones y relevamientos obligatorios fijado por el Decreto PEN N° 2.453/1992. Dicho programa comprendió inversiones anuales pautadas hasta el año 1997 inclusive y la exigibilidad de su cumplimiento se encuentra regulada en la norma citada, donde se establecen mecanismos compensatorios con otras inversiones o adiciones que cuenten con aprobación del ENARGAS, determinándose que de no alcanzar al cierre de cada año calendario las inversiones previstas para el mismo, y siempre y cuando no existiesen excesos de inversiones aprobadas por el ENARGAS en años anteriores con los que se compense tal deficiencia, el monto neto de la misma sería pagado al ENARGAS en concepto de multa. Respecto de tales exigencias, la Sociedad ha recibido la aprobación del ENARGAS por las inversiones obligatorias de los años 1993 a 1997 inclusive.

(ii) Relacionadas con el factor “K”

Las inversiones a concretar durante el quinquenio 1998-2002, pautadas con el ENARGAS dentro del marco de la primer revisión quinquenal de tarifas, ascendieron a un monto total de aproximadamente U\$S 11,6 millones.

e) 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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

f) Contrato de Asistencia Técnica

El Pliego y el CT establecen que la Sociedad debe firmar un Contrato de Asistencia Técnica (“CAT”) con un operador técnico. A través de dicho contrato, el operador técnico debe asesorar a la Sociedad en ciertas materias relacionadas con la actividad.

A partir del 1° de agosto de 2004 la Sociedad se constituyó en su propio operador técnico, contando con la autorización del ENARGAS.

NOTA 3 - LA NORMATIVA DE EMERGENCIA. AFECTACIONES

Desde comienzos de diciembre de 2001, las autoridades nacionales implementaron diversas medidas de carácter monetario y de control de cambios que comprendían principalmente la restricción a la libre disponibilidad de los fondos depositados en las entidades bancarias y la imposibilidad de realizar transferencias al exterior. Posteriormente, el Gobierno Nacional declaró el incumplimiento del pago de los servicios de la deuda externa y, el 6 de enero de 2002, 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 faculta al PEN, entre otros aspectos, a sancionar medidas adicionales de carácter monetario, financiero y cambiario conducentes a superar la crisis económica en el mediano plazo. También contiene disposiciones referidas a los contratos regidos por normas de derecho público. En tal sentido, 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.

Además, la Ley de Emergencia autorizó al PEN a renegociar los contratos de licencia otorgados por el Estado Nacional para la prestación de servicios públicos. De acuerdo a esta norma, en la renegociación de las licencias deberá considerarse el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos, la calidad de los servicios y los planes de inversión cuando ellos estuviesen previstos contractualmente, el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios, la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas. Durante la renegociación, “en ningún caso se autorizará a las empresas prestadoras de servicios públicos a suspender o alterar el cumplimiento de sus obligaciones”.

Mediante Decreto PEN N° 293/2002 se encomendó al MECON la renegociación de tales contratos, estableciendo los plazos y demás aspectos del proceso de renegociación. Mediante Decreto PEN N° 370/2002 se estableció que la Comisión de Renegociación fuera presidida por el Ministro de Economía y se designó al resto de los integrantes de la Comisión. Por el artículo 2° del mencionado decreto, se estableció un plazo de 120 días para que el citado ministerio elevara al PEN las propuestas de renegociación de los referidos contratos. Por Decreto N° 1.839/2002 del 16 de setiembre de 2002 se reputó como establecido en días hábiles el plazo original, el que se extendió por otros 120 días hábiles más, y se facultó al MECON a prorrogarlo por 60 días hábiles adicionales, lo que finalmente se concretó mediante Resolución M.E. N° 62 del 31 de enero de 2003.

El 3 de julio de 2003, por Decreto N° 311/2003, se creó la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (“UNIREN”) -presidida por los Ministros de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios- a los efectos de proseguir con el proceso de renegociación ha llevarse a cabo en el ámbito de la Comisión de Renegociación de Contratos de Obras y

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Servicios Públicos, dejando sin efecto los Decretos N° 293/2002 y N° 370/2002 anteriormente mencionados. En virtud de dicha norma se estableció el procedimiento especial que se debería imprimir al trámite de la renegociación, el que contempla los dictámenes previos del ENARGAS (acerca del estado de cumplimiento del contrato), del Secretario Ejecutivo de la UNIREN (sobre la situación del contrato a renegociar), del Procurador del Tesoro de la Nación y de la Sindicatura General de la Nación (sobre el proyecto de acuerdo de renegociación).

A su vez el PEN promulgó la Ley N° 25.790 por la cual se dispuso extender hasta el 31 de diciembre de 2004 el plazo para la renegociación de los contratos dispuesto por la Ley de Emergencia; que el PEN pueda tomar decisiones sin los límites que imponen los Marcos Regulatorios respectivos; que las facultades de los Entes Regulatorios en materia de revisiones contractuales, ajustes y adecuaciones tarifarias previstas en los Marcos Regulatorios respectivos, puedan ejercerse en tanto resulten compatibles con el proceso de renegociación conforme lo dispuesto por la Ley de Emergencia; que los acuerdos de renegociación puedan abarcar aspectos parciales de los contratos de concesión o licencias, contemplar fórmulas de adecuación contractual o enmiendas transitorias del contrato, incluyendo la posibilidad de revisiones periódicas pautadas y variar los parámetros de calidad del servicio; y que el PEN remita las propuestas de los acuerdos de renegociación al Congreso de la Nación, quien dispondrá de un plazo de 60 días corridos para aprobar o rechazar el acuerdo, estableciéndose que si hubiere rechazo el PEN reanude el proceso de renegociación del contrato respectivo. Por último, la ley establece que las empresas prestadoras de servicios públicos no podrán suspender o alterar el cumplimiento de sus obligaciones en virtud de las disposiciones de esta misma ley. Posteriormente el plazo de la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, fue prorrogando sucesivamente y por un año en cada oportunidad por las leyes N° 25.972 publicada el 17 de diciembre de 2004, N° 26.077 publicada el 10 de enero de 2006 y N° 26.204 publicada el 20 de diciembre de 2006. Finalmente el 4 de enero de 2008 se publicó la Ley N° 26.339, extendiendo la prórroga hasta el 31 de diciembre de 2008 con iguales efectos que la predecesora.

En este marco, las distribuidoras de gas fueron convocadas por la mencionada UNIREN, teniendo lugar el día 26 de noviembre de 2003 la primera reunión conjunta. En ella se entregaron a las licenciatarias los documentos que enuncian los objetivos generales de esta nueva etapa de renegociación de contratos de Licencia y un cronograma que extendía hasta diciembre de 2004 el plazo del proceso integral, sin especificar los alcances de las etapas previstas. Durante el mes de diciembre de 2003 se desarrollaron reuniones individuales con las distribuidoras, se inició el proceso de entrega de información. La Sociedad ha formulado las reservas de los derechos que le asisten y del mantenimiento de las garantías previstas en la Licencia.

Desde mediados de 2004 se suspendieron las reuniones de la UNIREN. La Sociedad dejó constancia de la falta de cumplimiento del cronograma oportunamente informado por la UNIREN y la ausencia de avances concretos en la renegociación. En enero y julio de 2005 la UNIREN remitió sendas propuestas de una Carta de Entendimiento sobre la renegociación del Contrato, que no fueron el resultado de una negociación entre partes, que la Sociedad luego de sus respectivos análisis no aceptó, manifestando además, su voluntad de cumplir con el proceso que le fuera impuesto e instando a la realización de efectivas negociaciones.

Por Resolución Conjunta N° 388/2005 y N° 790/2005 de fecha 7 de julio de 2005 del MECON y del MPFIPyS, se habilitó la convocatoria a una Audiencia Pública para tratar la Carta de Entendimiento propuesta a la Sociedad en junio de 2005. Dicha Audiencia se llevó a cabo el día 25 de agosto de 2005 conforme a lo establecido mediante la Disposición UNIREN N° 22/2005, en la cual la Sociedad rechazó fundadamente la propuesta formulada por la UNIREN, explicitando su posición en el proceso y su voluntad de avanzar con el mismo a través de efectivas negociaciones. Adicionalmente, la Sociedad también se manifestó en relación al Informe de Justificación preparado por la UNIREN respecto a la Carta de Entendimiento propuesta.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Con posterioridad a la Audiencia se reanudaron las reuniones durante el mes de enero de 2006 con los equipos técnicos de la UNIREN en las cuales se entregó toda la actualización de información requerida por la misma. A comienzos del mes de junio de 2006, la UNIREN remitió nuevamente una propuesta de Acta Acuerdo sin cambios significativos con relación a la propuesta que fuera tratada en la Audiencia Pública del 25 de agosto de 2005. La Sociedad procedió a informar a la UNIREN que esta propuesta continuaba siendo unilateral y no reflejaba el resultado del consenso entre las partes, manifestando la disposición para continuar con el proceso de renegociación.

Las Actas Acuerdos propuestas por la UNIREN fueron respondidas por la Sociedad indicando los puntos de desacuerdo y sugiriendo, a cambio, nuevas redacciones y conceptos. A fines del mes de enero de 2007, la Sociedad envió a dicho organismo un proyecto del artículo 18 a ser incorporado a la propuesta de Acta Acuerdo que la Sociedad presentara a la UNIREN con fecha 26 de julio de 2006, con relación a las suspensiones y desistimientos de acciones contra el Estado Nacional respecto de la Sociedad. Luego de una serie de reuniones llevadas a cabo entre los meses de mayo y diciembre de 2007 para tratar de avanzar en aspectos técnicos, la UNIREN remitió por correo electrónico, y en forma sucesiva, tres propuestas sin cambios relevantes respecto de la propuesta anterior y similar a las Actas Acuerdo firmadas por otras distribuidoras (la última de ellas fue recibida en enero de 2008). Sin perjuicio de esto último, la Sociedad sigue manteniendo reuniones con personal de la UNIREN para tratar de avanzar en los distintos aspectos de la renegociación.

La ya citada Ley N° 26.339 entre otros de sus efectos, también estableció una nueva prórroga hasta el 31 de diciembre de 2008 para la renegociación de los contratos de servicios públicos.

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. En particular, en el apartado "Regulación de eficiencia energética" dentro del capítulo de disposiciones para el mediano y largo plazo, se establece que deberán evaluarse distintas alternativas regulatorias y tarifarias a fin de establecer mecanismos permanentes de promoción de la eficiencia energética en el ámbito de las empresas distribuidoras de energía eléctrica y gas natural sujetas a regulación federal.

Ante la falta de respuestas de los productores a los requerimientos de gas para atender el crecimiento de la demanda se remitieron sendas solicitudes de urgente intervención al ENARGAS y a la SE a los efectos de que arbitren las medidas pertinentes para asegurar el suministro.

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 en 2004, 2005 y 2006 con la postergación temporaria del otorgamiento de factibilidades para clientes SGP (3° escalón) con consumos superiores a 108.000 m³/año, 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

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

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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, atañe a la relación entre la SE y los productores de gas y los habilita 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 la implementación de 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 Residencial (R1, R2 y R3) y General P (SGP1, SGP2 y SGP3) en función del consumo, con vistas a establecer en el futuro una segmentación de precios –en principio sólo del gas– a fin de atenuar los ajustes en los usuarios de menores consumos.

Durante 2004 la gran mayoría de las estaciones de carga de GNC que operan en las provincias de Mendoza y San Luis presentaron a través de la cámara empresaria que las agrupa y/o individualmente, acciones judiciales solicitando la declaración de inconstitucionalidad de los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004. En el marco de dichos procesos, los Juzgados Federales de Mendoza, San Luis y San Rafael ordenaron la suspensión de los efectos de los decretos mediante el dictado de medidas cautelares. A fines de 2005, las estaciones de GNC de la Provincia de San Luis presentaron desistimientos en forma individual ante la Sociedad y un escrito ante el Juzgado correspondiente. Del mismo modo, entre los meses de julio y agosto de 2006 la agrupación empresaria que nuclea a las estaciones de carga de GNC de la Provincia de Mendoza (AMENA) y otra empresa que había accionado en forma individual desistieron de los procesos individuales. En 2006 los juzgados intervinientes decretaron favorablemente los desistimientos, concluyendo los procesos judiciales. Por su parte la situación contractual de las estaciones de carga de GNC fue regularizada.

Mediante la Resolución N° 208/2004 del MPFIPyS -publicada el 22 de abril de 2004- se homologó el “Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, dispuesto por el Decreto 181/04” (el “Acuerdo”) y suscripto el 2 de abril de 2004 entre la SE y los principales productores de gas. El mismo previó la normalización de precios de gas en el PIST a la fecha límite que dispone el citado decreto (31 de diciembre de 2006). Para ello estableció un procedimiento concreto que contempló un sendero de 4 ajustes progresivos para el gas que compran: (i) las distribuidoras para su segmento “industrial” (excluidos los consumos Residenciales y SGP 1 y 2); (ii) los nuevos consumidores industriales que adquieran gas natural en forma directa a los productores; y (iii) las usinas termoeléctricas que generan para el mercado interno (Nota 11.b.i).

También se obligó a la SE, entre otras cosas, a implementar los ajustes de precios que formen parte del esquema de normalización de precios de manera efectiva y oportuna, de modo tal de permitir a los productores de gas cobrar dichos precios de las firmas prestadoras del servicio de distribución de gas por redes, de los nuevos consumidores directos de gas natural o de los generadores de electricidad, incluyendo el traslado de dichos precios a las tarifas de distribución de gas.

Adicionalmente, se suspendieron -durante la vigencia del “Acuerdo”- todos los procesos y reclamos de los productores contra las distribuidoras por la pesificación de los acuerdos de provisión de gas, aunque se requiere un acuerdo previo de suspensión de los plazos para evitar la prescripción, ante la eventualidad de que por incumplimiento del Estado de sus obligaciones asumidas en el “Acuerdo”, éste pierda vigencia.

La Resolución SE N° 1.329/2006 publicada el 22 de setiembre de 2006 actualiza el “Acuerdo” redefiniendo los conceptos que deben ser considerados como volúmenes comprometidos por los productores para el abastecimiento interno: a) cantidades adicionales redireccionadas por la SE y el ENARGAS a las

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

distribuidoras en concepto de DDR para el abastecimiento de servicios prioritarios; b) saldos posteriores a la desagregación de los servicios de venta de gas, transporte y distribución (“unbundling”) de los volúmenes contratados por las distribuidoras a los productores; c) volúmenes contratados por los nuevos consumidores directos a los productores en virtud de las disposiciones del “Acuerdo”, de la Resolución SE N° 752/2005 y concordantes.; d) volúmenes a ser suministrados a estaciones de GNC bajo cualquier concepto (incluyendo Inyecciones Adicionales Permanentes (“IAP”) y cantidades spot) por hasta la RMI; y e) volúmenes contratados con productores o comercializadores por generadores, según las definiciones al respecto del “Acuerdo”.

Asimismo ante el vencimiento del “Acuerdo” en junio de 2007 mediante la Resolución SE N° 599/2007 se promulgó la propuesta para el Acuerdo del Estado Nacional con productores de gas natural 2007-2011 (el “Acuerdo 2007-2011”) relacionado con el abastecimiento de la demanda de gas de mercado interno en dicho periodo cuyos lineamientos se detallan en la Nota 11 b) i.

La Sociedad ha puesto en conocimiento del ENARGAS y de la SE sus observaciones respecto a la Resolución N° 599/2007 señalando: i) que las cantidades de gas previstas en los Anexos del “Acuerdo 2007-2011” resultan insuficientes para el abastecimiento de la demanda prioritaria a cargo de la Sociedad, por cuanto se tomó como base la demanda promedio mensual en lugar de los picos diarios que caracterizan esta demanda; ii) que el invierno de 2006 tomado como referencia no es representativo ya que fue un año excepcionalmente cálido; iii) que tampoco la estacionalidad del año 2006 es representativa de lo ocurrido en el año 2007 y de lo que pudiera ocurrir en los años 2008 a 2011; y iv) que no se fijan precios ciertos para el gas a ser adquirido para la demanda prioritaria. 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 no puede asegurar el resultado de las negociaciones respecto de los restantes aspectos.

En este contexto la Sociedad, en caso de no obtener los derechos contractuales sobre el gas asignado para los consumos prioritarios, se ve obligada a requerir los volúmenes faltantes a la SE y el ENARGAS bajo los mecanismos previstos en la normativa vigente de manera similar a lo aplicado desde el año 2004 y hasta agosto de 2007.

La Sociedad debió disponer restricciones a los servicios interrumpibles –y en algunas oportunidades, de servicios semifirmes– por resultar insuficiente la provisión de gas. A pesar de ello, se generaron desbalances en el sistema ante la falta de identificación del Productor que debió inyectar los volúmenes demandados.

También se ha señalado al ENARGAS el carácter particular del presente periodo invernal 2007 en cuanto a que las perdurables y extremadamente bajas temperaturas con relación a las crónicas de las últimas décadas y su consiguiente impacto en el sistema, se vio agravado por la insuficiencia de gas y de capacidad de transporte disponible, situación advertida reiteradamente por la Sociedad a esa Autoridad. Esta situación, generalizada en el sistema nacional, ha llevado a continuas restricciones de servicio a industrias interrumpibles, semifirmes y firmes (propios o cargadores directos), así como ocasionales restricciones a los servicios firmes de GNC. El sistema fue declarado en situación de emergencia en forma casi permanente durante todo el invierno. La difícil situación llevo a convocar al Comité de Emergencia previsto en las Pautas de Despacho (conforme Resolución ENARGAS N° 716/1998) y, ante el agravamiento de la situación, intervinieron distintos organismos del Estado Nacional impartiendo instrucciones directas a diferentes actores de la industria (Nota 11).

La SE, mediante la Resolución N° 657/2004, publicada el 15 de junio de 2004, modificó el Anexo V del Decreto N° 180/2004, en su sección "Mecanismos de Corte, Introducción", con la finalidad de evitar

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

restricciones o interrupciones a los servicios firmes provistos por las prestatarias de servicios de distribución, las que serán limitadas sólo a aquellas que resulten estrictamente útiles para garantizar la continuidad de la prestación a los servicios Residenciales y a los dos primeros escalones del SGP. Esencialmente, entre otros aspectos, la resolución establece que los usuarios con servicios firmes en los que la distribuidora se hubiera reservado por contrato la opción de restringir o interrumpir el suministro bajo circunstancias acordadas con el cliente, serán considerados como interrumpibles a los efectos de la aplicación de restricciones o interrupciones de suministro, en la medida en que hayan sido ya interrumpidos todos aquellos servicios considerados interrumpibles por la propia resolución, que pagan una “tarifa sin gas” menor a la que paga el usuario al que se pretenda interrumpir en cada oportunidad.

Mediante Resolución SE N° 659/2004 publicada el 18 de junio de 2004, se aprobó el Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural (el “Programa”), con vigencia a partir del 23 de junio de 2004, sustituyendo al Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas y Uso de la Capacidad de Transporte, establecido por la Disposición N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles (“SSC”). Se dispone sobre prioridades, inyecciones adicionales y valorización de gas, el circuito de información y las alternativas y flexibilidad del Programa. El mismo resultará de aplicación mientras la inyección de gas natural por cuenca sea inferior a la demanda de: (i) los usuarios contemplados en el Art. 31 del Decreto N° 180/2004 (usuarios Residenciales, SGP -1° y 2° escalón de consumo- y Subdistribuidores); con más (ii) los usuarios SGP -3° escalón de consumo- y la de los usuarios firmes (SGG, FT, FD y GNC Firme), por su capacidad reservada (incluyéndose a aquellos que fueron históricamente abastecidos con gas natural adquirido por las distribuidoras, y que habiendo contratado y mantenido históricamente servicios firmes, los mismos no han sido renovados a su vencimiento, como consecuencia de la mera falta de disponibilidad de gas o transporte de las distribuidoras, para abastecerlos); y con más (iii) las centrales de generación térmica, que resulte necesaria para evitar la interrupción del servicio público de electricidad. El 6 de enero de 2005 se publicó la Resolución N° 1.681/2004 de la SE que modificó esta resolución en lo que hace al procedimiento para determinar el destino de los volúmenes de inyección adicional al mercado interno. Asimismo, instruye a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”) para que proceda a efectuar los pagos a los productores de gas en forma directa, utilizando fondos no asignados, en los casos de incumplimiento de pago por parte de los generadores, por el volumen de gas adicional que se inyecte en el marco de la Resolución N° 659/2004.

En línea con las disposiciones emitidas por la SE en virtud de la situación energética imperante y haciendo uso de lo establecido en el Art. 31 del Decreto N° 180/2004 –por el cual el Secretario de Energía podrá tomar medidas para evitar situaciones de emergencia– esa Secretaría emitió con fecha 3 de mayo de 2004 la Nota N° 385/2004, mediante la cual habilita a las distribuidoras de gas a restringir los servicios interrumpibles de aquellos clientes que compran su propio gas, con el objeto de asegurar el suministro a los servicios ininterrumpibles y a los firmes que al 30 de abril de 2004 estuvieran abastecidos por las distribuidoras. Adicionalmente, advierte que solamente se podrá recurrir a los mecanismos establecidos en la Disposición N° 27/2004 de la SSC -reemplazada por la Resolución N° 659/2004 de la SE- luego de haber demostrado que se realizaron las mencionadas restricciones.

Mediante instrucciones precisas la SE convalidó que se procediera a la cancelación, para el periodo comprendido entre el 11 de junio de 2004 y el 25 de agosto de 2004 de las diferencias determinadas en ciertas facturas por compra de gas derivado en función de la Disposición N° 27/2004 de la 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, por cuanto 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, pues 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 incrementales. Las inyecciones de

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

gas de exportación efectuadas en los periodos 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 no autorizados pendientes de convalidación por parte de la SE. Ante la ausencia de información del ENARGAS, la Sociedad procedió a registrar la compra de gas bajo esta modalidad, impaga a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables, a los precios de cuenca.

El MEGSA, instituido por el Decreto N° 180/2004, cuyo operador es la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y que está dirigido a posibilitar transacciones de compraventa de gas natural entre diversos actores de la industria, entró en operaciones durante el segundo trimestre de 2005, operando desde entonces en transacciones spot de gas y se utiliza como registro para la publicación de operaciones de reventa de Capacidad Diaria Reservada en el marco de la Resolución SE N° 606/2004. Posteriormente el MEGSA comenzó a registrar los contratos generados a partir de la implementación efectiva del unbundling en base a lo dispuesto en el Decreto N° 181/2004.

El 8 de junio de 2004 se publicó precisamente la Resolución N° 606/2004 de la SE por la cual se estableció que los usuarios a que hace referencia el Art. 26 del Decreto N° 180/2004 y que contratan con su distribuidora zonal, en donde se observan cargos por reserva de capacidad, obligaciones de tomar o pagar u otras equivalentes, podrían intercambiar, revender o ceder el servicio brindado por la prestataria de distribución de gas natural por redes, o la combinación de éste con otros productos o servicios brindados por terceros, hasta tanto el MEGSA entrase en pleno funcionamiento.

La reventa de los servicios puede realizarse en forma total o parcial. Es aplicable tanto a los servicios completos como de sólo transporte y/o distribución. En tanto sea físicamente posible, las distribuidoras deben brindar un servicio de distribución interrumpible, en las condiciones habilitadas en la reglamentación. Pueden constituirse en compradoras o receptoras de los productos y/o servicios por exclusiva cuenta y orden de clientes o usuarios del área licenciada, a los cuales pueden trasladar el costo respectivo en su exacta incidencia, previo acuerdo explícito de las partes. El traslado de costos opera en la medida en que no se asuman obligaciones de entrega distintas a las expuestas.

La SE, a través de la Resolución N° 939/2005 del 4 de agosto de 2005 aprobó el “Régimen complementario del despacho de gas natural, que contempla el funcionamiento del mercado spot del gas natural que opera en el ámbito del MEG”.

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. Esta normativa establece la prohibición a las distribuidoras –a partir del 1° de agosto de 2005– de vender gas a los siguientes segmentos de usuarios: Grandes Usuarios Venta FD e ID, usuarios SGG y SGP -tercer escalón- (consumos superiores a 150.000 m³/mes al momento de la publicación de esta resolución). Tal prohibición se extiende –a partir del 1° de enero de 2006– al resto de los usuarios SGP3 y a las estaciones de GNC. Estas últimas deben comprar su gas a través del MEGSA mediante Ofertas Irrevocables (“OI”) estandarizadas.

La SE emitió la Resolución N° 2.020/2005 publicada el 23 de diciembre de 2005 por la cual modifica la Resolución SE N° 752/2005 en lo que se refiere a la segunda etapa del unbundling, disponiendo la subdivisión de la categoría SGP3 en tres Grupos, en función del consumo anual de los 12 meses previos a la firma del Acuerdo (descrito en el capítulo “El gas” de la presente Reseña): para el Grupo I (usuarios que consumieron más de 365.000 m³/año) confirmó la fecha de unbundling para el 1° de enero de 2006; para el Grupo II (usuarios que consumieron entre 180.000 y 365.000 m³/año) estableció una prórroga hasta el 1° de marzo de 2006; mientras que la fecha del Grupo III (usuarios que consumieron menos de 180.000 m³/año) será definida oportunamente por la SE. Estableció además una serie de condiciones para el caso de clientes que no hayan suscrito contratos de suministro a la fecha en que les corresponde adquirir el gas en

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

forma directa; y una prórroga para las estaciones de GNC fijando en el 1° de marzo de 2006 la fecha a partir de la cual estos usuarios debían adquirir el gas en forma directa.

Posteriormente la SE emitió, la Resolución SE N° 275/2006 que establece una nueva prórroga para las estaciones de GNC fijando en el 1° de abril de 2006 la fecha a partir de la cual estos usuarios deberían adquirir el gas en forma directa mediante un mecanismo de subastas electrónicas a través de OI presentadas en el MEGSA. En esta Resolución la SE define que en la primer subasta (marzo de 2006) los únicos “representantes” de las estaciones de GNC ante el MEGSA son las distribuidoras (anteriormente estaban expresamente excluidas) para lo cual los clientes GNC de la Sociedad deben otorgarle un poder de representación indicando la cantidad de módulos de gas natural que requieren para cada estación.

Se impuso además a las distribuidoras la obligación de administrar -temporariamente hasta el 30 de setiembre de 2006 y con continuidad sujeta a evaluación de la SE- los contratos de gas para las GNC sin darles derecho a obtener compensación por este servicio. La Sociedad cuestionó esta Resolución por entender que modifica unilateralmente las Reglas Básicas de la Licencia sin la adecuada compensación. Posteriormente, la SCC mediante su Nota N° 1.634/2006 de fecha 29 de setiembre de 2006, comunicó a la Sociedad que hasta tanto las estaciones de GNC no manifiesten su intención de que otro actor del mercado realice las tareas previstas en sustitución de la distribuidora, la Sociedad deberá continuar realizándolas. Asimismo, cualquier otro actor que quiera llevar a cabo las tareas en cuestión requiere de la aprobación previa de la SE, tal lo dispuesto en el punto VI del Anexo I de la Resolución SE N° 275/2006. En la subasta correspondiente a setiembre de 2006 la totalidad de las estaciones de GNC del área licenciada se presentaron a través de la Sociedad. Durante el mes de julio de 2007 se llevó a cabo la subasta anual con vigencia a partir del 1° de mayo de 2007 y hasta el 30 de abril de 2008. Luego de sucesivas prórrogas de los contratos vencidos el 30 de abril de 2007, la nueva asignación de la subasta tuvo efecto a partir del 1° de agosto de 2007. Asimismo, la subasta estacional que debió llevarse a cabo durante el mes de setiembre de 2007 fue suspendida por la Circular MEGSA N° 122/2007 del 18 de setiembre de 2007.

En virtud de lo dispuesto por el Decreto PEN N° 180/2004, ratificado por la Resolución ENRG N° 3.035/2004 y normativa de jerarquía superior, la Capacidad de Reserva Diaria (“CRD”) que contratan las GNC Firmes es actualizada por la Sociedad anualmente, en el mes de abril de cada año, en función de los picos de consumo normales y habituales registrados en cada estación en el periodo anual anterior. La posibilidad de incrementar la CRD esta supeditada a la disponibilidad de capacidad en firme remanente por parte de la Sociedad.

Por otra parte, la Resolución SE N° 606/2004 reglamenta la posibilidad de que las estaciones de GNC revendan la CRD que no utilizan mediante mecanismos administrados por el MEGSA.

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 (Reserva Mínima Inicial) originalmente definida, por el Decreto N° 180/2004 en función de los picos de consumo diarios o mensuales registrados en cada estación en el periodo anual anterior al comienzo de su aplicación) un supuesto carácter de inalterabilidad e ininterrumpibilidad inexistente en los Decretos y en la Licencia de Distribución. Es decir, un alcance mayor y más extenso, 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). Adicionalmente tampoco considera las posibilidades físicas y de falta de disponibilidad efectiva de capacidad de transporte por parte de la Sociedad, tal cual quedó demostrado durante el periodo invernal 2007, como así tampoco tiene en cuenta la obligación de las estaciones de GNC de contar con un contrato, tal cual lo prevé la Licencia de Distribución y el referido decreto.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Contra cada acto administrativo emitidos por el ENARGAS y/o por la SE y SSC, la Sociedad interpuso Recursos de Reconsideración, y adicionalmente de Alzada en Subsidio en cuanto fuere pertinente. Los argumentos sostenidos por la Sociedad no han sido aún tenidos en cuenta por las Autoridades. El reclamo administrativo principal se encuentra actualmente en instancia de Alzada.

En este contexto la Sociedad notificó a todos sus clientes del servicio GNC Firme la nueva reserva de capacidad que les correspondía en base a la actualización de la información sobre sus consumos en los doce meses precedentes. Por otra parte la Sociedad ofreció a sus clientes GNC los modelos de contratos aplicables a las estaciones de GNC para el periodo 1° de mayo de 2007 al 30 de abril de 2008, que reflejan la nueva situación de compra directa de gas por parte de éstos a los productores.

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 diario hasta un total de 5.000 m³/día, manteniendo la vigencia hasta el 30 de abril de 2007. El 19 de abril de 2007 el ENARGAS emitió la Resolución N° 3.736/2007 por la cual prorrogó en todos sus términos la Resolución N° 3569/2006 con vigencia hasta el 30 de abril de 2008 inclusive. Todas estas medidas fueron oportunamente recurridas por la Sociedad sin que a la fecha se hayan obtenido respuestas que reflejen que los argumentos expuestos por la Sociedad estén siendo atendidos.

No obstante, la SSC entendió que esta decisión del ENARGAS representa una “interacción negativa” con las disposiciones propias adoptadas, motivando a que estableciese, en una posterior comunicación de la SE al MEGSA (Nota SE N° 402/2007 del 30 de abril de 2007) 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 introducida por Nota SE N° 334/2007 de que las GNC Firms 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 cada GNC a título individual cumpla con adherir al régimen previsto en la norma inscribiéndose en el “Registro de GNC 606”, cuya creación se instruye al MEGSA, y 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 5000 m³/día en condición firme a las estaciones GNC Interrumpibles, en contraprestación de lo cual la distribuidora bonificará a la GNC Firme cedente todos los costos por el servicio de transporte y distribución.

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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Mediante Resolución SE N° 1.329/2006 se formalizó que los productores deberán facturar a las estaciones de GNC el gas realmente consumido, medido por las distribuidoras más la adición del correspondiente gas retenido o gas combustible. De igual forma la SE estableció que las diferencias positivas que ocurrieren para cada periodo de facturación del gas entre los volúmenes realmente inyectados por los productores para las GNC del área de cada distribuidora versus las cantidades efectivamente facturadas por los productores a dichas GNC, podrán ser compensadas operativamente por las distribuidoras a los productores en circunstancias a acordar por las partes, o en su defecto esas diferencias podrán ser facturadas por los productores a las prestatarias de distribución al mismo precio que esté informado a MEGSA en el registro del contrato con cada estación de GNC para las cuales fueron realizadas las solicitudes que originaron esas diferencias.

En el marco del programa de Fideicomisos de Gas constituido por la Resolución MPFIPyS N° 185/2004, conforme las reglamentaciones vigentes en la materia, Ley N° 26.095, Decreto N° 180/2004 y concordantes, la Sociedad inició gestiones ante la SE y el ENARGAS a los efectos de incluir en dicho programa las obras de infraestructura que la Sociedad propone realizar con el propósito de aumentar la capacidad del sistema, para proveer a la satisfacción de la demanda. Se trata de las obras Ampliación Gasoducto paralelo La Dormida-Las Margaritas; Construcción Planta Compresora Mendoza Norte; y Ampliación Ramal Mendoza Norte-Pantaniño Etapa I. Tales obras califican en los términos del objeto previsto para las obras de expansión y/o extensión en el marco del Artículo 2° de la Ley N° 24.076. La Sociedad ya cuenta con la adhesión de los Gobiernos de las provincias de San Juan y Mendoza y se encuentra gestionando la inclusión de las inversiones necesarias en el sistema de Fondos Fiduciarios.

Con fecha 25 de julio de 2007 la Sociedad recibió una nota de Nación Fideicomisos S.A. indicando que el Banco de la Nación Argentina se halla dispuesto a firmar una Carta de Intención con relación al financiamiento del tramo privado de las obras citadas, bajo el esquema de fideicomisos y en el marco de ciertas condiciones a acordar con la Sociedad.

Cabe aclarar que ante las demoras evidenciadas en la formación del fideicomiso, mediante nota dirigida al ENARGAS, participando a la SE, a Nación Fideicomiso S.A. y a los Gobiernos provinciales de San Juan y Mendoza, la Sociedad decidió dar inicio al proceso de licitación para las obras de construcción de un gasoducto paralelo al existente en el tramo La Dormida-Las Margaritas Etapa IV, lo que resulta necesario frente a la demanda prevista del sistema Mendoza-San Juan. La Sociedad tramita la inclusión de esta obra en el Programa de Fideicomisos de Gas constituido por la Resolución MPFIPyS N° 185/2004 y en el marco de las normas y reglamentaciones vigentes en la materia. Tal obra no implicará la finalización de las restricciones en el suministro de gas a clientes no prioritarios, debido a que aún no se ha concretado la obra de ampliación del sistema de la transportadora de gas en el tramo Beazley-La Dormida que alimenta la región, y la ampliación de la capacidad de transporte resultante del segundo concurso abierto de T.G.N. Adicionalmente se mantiene la incertidumbre respecto del volumen de inyección de gas para los años 2008 y subsiguientes

El 29 de abril de 2004 se publicó la Resolución de la SE N° 415/2004 estableciendo el Programa de Uso Racional de la Energía ("PURE") a los fines de mejorar las condiciones de abastecimiento interno de gas natural y de energía eléctrica en todo el territorio nacional. El 11 de abril de 2005 se publicó la Resolución de la SE N° 624/2005, mediante la cual se estableció la vigencia del PURE en forma permanente desde el 15 de abril hasta el 30 de setiembre de cada año y se aprobaron sus pautas generales de funcionamiento, luego modificadas por la Resolución N° 881/2005, publicada el 18 de julio de 2005 del mismo organismo y complementadas mediante las Resoluciones ENARGAS N° 3.245/2005 publicada el 26 de julio de 2005, N° 3.303/2005 publicada el 16 de setiembre de 2005 y N° 3.538/2006 publicada el 3 de julio de 2006

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

mediante la cual se estableció la vigencia del PURE en forma permanente desde el 15 de abril hasta el 30 de setiembre de cada año.

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. Por Disposición N° 54/2007 del 23 de julio de 2007, la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión aprobó el reglamento operativo del programa.

La Sociedad aún no se encuentra en condiciones de realizar una evaluación definitiva de los daños producidos -básicamente sobre costos, ingresos, inversiones, insumos, endeudamiento u otros aspectos- como consecuencia de la Ley de Emergencia. Sin embargo, entre las principales afectaciones derivadas de la emergencia pueden señalarse:

- **P.P.I.** La Ley de Emergencia prohíbe las cláusulas de ajuste en moneda extranjera y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países en los contratos de concesión o licencia.

En este escenario, la Sociedad debió replantearse el tratamiento contable respecto de lo sustentado hasta la presentación de los Estados Contables por el periodo de nueve meses cerrado el 30 de setiembre de 2001. Por tales motivos, al cierre del ejercicio 2001 la Sociedad realizó la reversión de los efectos en ingresos y gastos derivados de este concepto, debido a que su traslado a tarifas se encuentra condicionado a hechos futuros que escapan al control de la Sociedad. Idéntico tratamiento tuvieron los ajustes de tarifas diferidos que habían sido reconocidos en el ejercicio 2000, reversándose con cargo a Otros egresos netos. El monto de los ajustes cuyo traslado a tarifas no fue autorizado, neto de los mayores costos de transporte, ascendió a U\$S 7,14 millones y a U\$S 2,94 millones, por los ejercicios 2001 y 2000, respectivamente (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, hasta tanto se cuente con el resultado del proceso de renegociación comentado anteriormente, previsto en el Art. 9 de la citada ley.

- **Acuerdos con Productores de Gas.** Según los acuerdos respectivos, hasta la entrada en vigencia de las nuevas normativas mencionadas anteriormente en la presente nota, 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 venido cancelando 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 venido recibiendo 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 ocasión del ajuste tarifario para el periodo invernal 2002, el ENARGAS en Nota ENRG N° 1.645 del 26 de abril de 2002, señaló que "los

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

contratos entre productores y distribuidores fueron alcanzados por la Ley de Emergencia y reglamentaciones complementarias, pero los productores desconocen dichas normas y pretenden cobrar las tarifas en dólares” y por lo tanto “deviene esencial que las autoridades sectoriales acuerden pautas mínimas con los productores -sector desregulado- acerca de la evolución del precio del gas durante el presente periodo invernal, a fin de minimizar el impacto en los usuarios finales de las medidas adoptadas recientemente por el Estado Nacional”. En el marco del “Acuerdo” se suspenden durante su vigencia todos los procesos y reclamos de los productores contra las distribuidoras por la pesificación de los acuerdos de provisión de gas.

• **Acuerdos de Transporte de Gas.** Según los acuerdos respectivos, los precios que debería abonar la Sociedad por este concepto han sido fijados en dólares estadounidenses que se convierten en pesos conforme la Ley de Convertibilidad en el momento de su facturación.

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.

Por su parte, las Licencias de las Empresas Transportistas también se encuentran sujetas al mismo proceso de renegociación con el Estado Nacional según lo previsto en la Ley de Emergencia, y sus cuadros y régimen tarifarios sufrieron las mismas modificaciones que los correspondientes al servicio de distribución de gas natural.

• En otro orden y en el mismo marco de la Ley de Emergencia, también se emitieron diversas normas que introdujeron modificaciones adicionales a la nueva normativa vigente, cuyos aspectos principales se resumen a continuación:

a) la existencia de un mercado "libre" por el que se negocian las operaciones de comercio exterior y, con autorización previa del Banco Central de la República Argentina (“BCRA”), ciertas operaciones financieras;

b) la pesificación de los depósitos en dólares estadounidenses mantenidos en instituciones financieras del país al tipo de cambio de 1,40 pesos por cada dólar estadounidense. Asimismo, todas las deudas en moneda extranjera contraídas con el sistema financiero hasta el 6 de enero de 2002 se convirtieron al tipo de cambio de un peso por cada dólar estadounidense. Los depósitos convertidos a pesos se actualizan posteriormente por el CER, publicado por el BCRA, que se aplica a partir de la fecha de publicación del Decreto N° 214/2002, más una tasa de interés mínima establecida por el BCRA. Para el caso de ciertas obligaciones con el sistema financiero que fueran convertidas a pesos, se actualizaron por este mismo coeficiente, más una tasa máxima de interés también fijada por el BCRA hasta el 11 de agosto de 2002. A partir de esta última fecha las tasas quedaron liberadas al acuerdo entre las partes;

c) la pesificación de todas las obligaciones exigibles de dar sumas de dinero expresadas en monedas extranjeras no vinculadas al sistema financiero, y bajo ciertas condiciones, a un tipo de cambio de un peso por cada dólar estadounidense y su posterior actualización por el CER;

d) la suspensión de los despidos sin causa justificada por el término de 180 días, a partir del 6 de enero de 2002, y la penalización de abonar el doble de la indemnización que prevé la legislación laboral, en caso de llevarse a cabo. Mediante sucesivos decretos, el PEN prorrogó dicho plazo hasta el día 31 de diciembre de 2004 inclusive. Por Decreto PEN N° 2.639/2002 del 19 de diciembre de 2002 se dispuso que estas restricciones de excepción no serían aplicables a los empleadores respecto de los trabajadores que fueran incorporados a partir del 1° de enero de 2003 en ciertas condiciones. Por Decreto PEN N° 823/2004 se redujo la duplicación de los montos indemnizatorios del 100% al 80% y se estableció que cuando la tasa de

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

desocupación resulte inferior al 10%, la prórroga quedará sin efecto de pleno derecho. La Ley N° 25.972, publicada el 17 de diciembre de 2004, prorrogó nuevamente el plazo de suspensión de los despidos sin causa justificada hasta el 31 de diciembre de 2005, confirmando como condición necesaria para dicha suspensión una tasa de desocupación menor al 10%. El 7 de enero de 2005 se publicó el Decreto PEN N° 2.014/2004 que ratificó la duplicación del quantum indemnizatorio del 80% sobre los montos afectados. Por último, el 22 de noviembre de 2005 fue publicado el Decreto PEN N° 1433/2005 fijando dicho quantum indemnizatorio en un 50% a partir del 1 de diciembre de 2005. El 11 de septiembre de 2007 se publicó de Decreto PEN N° 1224/2007 que declaró cumplida la condición establecida en el artículo 4° de la Ley N° 25.972, circunstancia que da por terminada la prórroga de la suspensión de los despidos sin causa justificada.

e) la suspensión por dos años de la Ley de Intangibilidad de los Depósitos;

f) el BCRA fijó las normas sobre las transferencias de divisas al exterior. A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables, el Gobierno Nacional se encuentra aún analizando políticas complementarias, que deberán definir, entre otras cuestiones, la instrumentación del pago de la deuda privada externa. El BCRA mantiene restringida la posibilidad de transferir, bajo ciertas circunstancias, divisas al exterior, si bien dicho régimen fue flexibilizado.

Los impactos descriptos sobre los Estados Contables de la Sociedad al 31 de diciembre de 2006 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 ya citado 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.

En el marco del convenio de declaración de voluntades celebrado el 8 de julio de 2004 por la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas ("FACPCE") y el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el cual manifiesta que las partes consideran importante el tratamiento de la unificación de las normas técnicas, este último consejo emitió con fecha 10 de agosto de 2005 la Resolución CD N° 93/2005, a través de la cual se adoptaron las normas contables aprobadas por la FACPCE incluyendo los cambios incorporados a las mismas hasta el 1 de abril de 2005.

La adopción de las mencionadas normas entró en vigencia para los estados contables anuales o periodos intermedios correspondientes a ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2006.

Asimismo, con fecha 4 de enero de 2006 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución General N° 485 de la CNV, que fuera modificada por la Resolución General N° 487 de la CNV, publicada el 1° de febrero de 2006 mediante la cual se adoptan las mencionadas normas con ciertas modificaciones. Dichas normas son aplicables para ejercicios completos o periodos intermedios iniciados a partir del 1° de enero de 2006.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Las principales modificaciones que alcanzan a la Sociedad, incorporadas por el proceso de unificación de normas contables son:

- La exigencia que en la comparación para determinar si existe una desvalorización de activos se considere el flujo de fondos a valores actuales.
- La opción de exponer en nota el pasivo por el impuesto diferido generado por el efecto del ajuste por inflación sobre los bienes de uso y otros activos no monetarios.

La aplicación de las nuevas normas contables no generó ajustes a los resultados de ejercicios anteriores.

a) Reexpresión en moneda constante

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, por lo que, de haberse reconocido los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda hasta dicha fecha, el patrimonio neto de la Sociedad al 31 de diciembre de 2007 y 2006, habrían disminuido en aproximadamente 10.040 y 10.470, respectivamente. El índice utilizado a los efectos de la reexpresión de las partidas fue el índice de precios internos al por mayor publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos.

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

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

La Sociedad presta el servicio de distribución, transporte, y venta de gas en los casos que corresponda, a clientes residenciales, 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 periodo con los fondos generados por/utilizados en las

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 2007	Al 31 de diciembre de 2006
Caja y bancos	13.732	3.028
Inversiones	42.745	25.634
Inversiones no consideradas efectivo o equivalente de efectivo	(110)	(145)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	56.367	28.517

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.

f) Utilidad neta y dividendos por acción

La Sociedad calcula la utilidad neta 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). La utilidad neta por acción “básica” se calculó considerando los resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006, sobre la base de la cantidad de acciones ordinarias indicadas mas arriba. La utilidad por acción “diluida” fue coincidente al cierre de cada ejercicio con la utilidad por acción “básica”.

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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTA 5 - CRITERIOS DE VALUACION

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

a) Caja y bancos

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

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

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 19.550 y con partes relacionadas han sido valuados a su valor nominal, más los intereses devengados, de corresponder.

c) Inversiones

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

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- (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.

Certificados de Crédito Fiscal: A su costo de compra en moneda extranjera convertidos al tipo de cambio 1,40 pesos por cada dólar estadounidense y actualizado mediante CER al cierre del ejercicio. En virtud de lo establecido por el Decreto PEN N° 1.005/2001 estos certificados se utilizaron para la cancelación de obligaciones impositivas con el Estado Nacional.

d) Bienes de cambio

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

e) Bienes de uso

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

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

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

Al 31 de diciembre de 2007 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. Dado que los cálculos efectuados por el ENARGAS arrojan valores similares al promedio calculado por la Sociedad, los efectos económicos derivados de la aplicación de estas disposiciones no resultaron significativos, no obstante lo cual, la Sociedad ha recurrido dichas resoluciones.

El valor de las altas de los sistemas de distribución incorporadas durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006, en las condiciones anteriormente descriptas, ascienden a 1.524 y 982 respectivamente.

El valor de los bienes de uso, no supera su valor recuperable.

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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 finalizados al 31 de diciembre de 2007 y 2006 el crédito resultante del impuesto diferido ascendió a 3.276 y 1.996 respectivamente, y su composición fue la siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2007	Al 31 de diciembre de 2006
Créditos por ventas	1.902	1.049
Bienes de uso y activos intangibles	(1.399)	(1.389)
Previsiones	2.268	2.284
Otros pasivos	505	52
Total	3.276	1.996

El efecto del impuesto diferido imputado a los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006 ascendió a 1.315 y 165 de ganancia respectivamente.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006, 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 2007 y 2006, el impuesto a las ganancias determinado ascendió a 21.306 y 16.290 respectivamente.

El saldo del impuesto a las ganancias a pagar, conforme normas impositivas, neto de anticipos pagados y retenciones practicadas por clientes, ascendió a 9.356 y 2.787 al 31 de diciembre de 2007 y 2006, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 2007</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2006</u>
Impuesto a las ganancias calculado a la tasa legal (35%) sobre el resultado antes de impuestos	(16.166)	(11.768)
Diferencias permanentes	(214)	(216)
Reexpresión a moneda constante de activos no monetarios (a)	(3.611)	(4.141)
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	<u>(19.991)</u>	<u>(16.125)</u>

(a) 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 2007 y 2006, aproximadamente a 91.347 y 95.153, respectivamente. De haberse reconocido este pasivo diferido el cargo de impuesto a las ganancias para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006 hubiera disminuido en aproximadamente 3.806 y 4.375 respectivamente. La vida útil promedio restante de los activos no monetarios en cuestión es de aproximadamente 24 años. Se estima que este pasivo se revertirá totalmente a la finalización del plazo de la Licencia (Nota 2 c):

Año	2008	2009	2010	2011	2012 a 2020	2021 hasta finalizar la Licencia	Total
Reversión en valores nominales del pasivo	3.716	3.680	3.601	3.572	29.465	47.313	91.347

(ii) **Impuesto sobre los bienes personales:** Como consecuencia de la sanción de la Ley N° 25.585, se amplió la aplicación de este impuesto respecto de las participaciones en sociedades regidas por la Ley N° 19.550 estableciendo que el gravamen correspondiente a las acciones o participaciones en el capital de éstas últimas, sea liquidado o ingresado por ellas adquiriendo el derecho al reintegro, por parte de los socios accionistas gravados, de los importes abonados. El gravamen se limita a los titulares que sean personas físicas y/o sucesiones indivisas domiciliadas en el país o en el exterior, y/o sociedades y/o cualquier otro tipo de persona de existencia ideal domiciliada en el exterior, y se calculó aplicando la alícuota del 0,50% sobre el valor patrimonial proporcional al 31 de diciembre de 2007 y 2006.

(iii) **Impuesto al valor agregado:** las posiciones netas a pagar ascienden a 1.271 y 1.175 al 31 de diciembre de 2007 y 2006 respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- (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 2,73% de las mismas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006.

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.

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

i) Obligaciones “Take or Pay”

La Sociedad reconoce las pérdidas por sus obligaciones “Take or Pay” cuando dichos compromisos se estiman probables. La Sociedad no ha debido reconocer pérdidas por este concepto en los presentes Estados Contables (Nota 11.b).

j) 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 -.

k) Cuentas del estado de resultados

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

Las ganancias y pérdidas financieras se exponen a valores nominales.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. 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 2007	Al 31 de diciembre de 2006
a) Caja y bancos		
Caja y bancos en Moneda Nacional	13.727	3.025
Caja y bancos en Moneda Extranjera (Anexo G)	<u>5</u>	<u>3</u>
	<u>13.732</u>	<u>3.028</u>
b) Créditos por ventas		
Deudores comunes (Nota 8.a)	30.000	24.834
Fondo subsidio Malargüe	1.940	3.221
Convenios a recuperar (Nota 5.b)	497	497
Previsión para deudores de cobro dudoso (Anexo E)	<u>(10.894)</u>	<u>(8.311)</u>
	<u>21.543</u>	<u>20.241</u>
c) Otros créditos		
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 (Nota 9)	61	62
Partes relacionadas en Moneda Nacional (Nota 9)	116	115
Partes relacionadas en Moneda Extranjera (Nota 9 y Anexo G)	15	245
Gastos pagados por adelantado	877	704
Créditos con el personal	422	370
Créditos impositivos	1.023	137
Diversos	2.760	3.119
Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	<u>(478)</u>	<u>(259)</u>
	<u>4.796</u>	<u>4.493</u>
d) Otros activos:		
Depósito judicial	602	3.426
Cuenta corriente especial de disponibilidad restringida	<u>420</u>	<u>420</u>
	<u>1.022</u>	<u>3.846</u>
 Activo No Corriente		
e) Otros créditos		
Créditos con el personal	50	39
Créditos impositivos (Nota 5.g)	3.276	1.996
Deudores varios	<u>-</u>	<u>700</u>
	<u>3.326</u>	<u>2.735</u>

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Pasivo Corriente	Al 31 de diciembre de 2007	Al 31 de diciembre de 2006
f) Cuentas a pagar		
Por suministro y transporte de gas (Nota 8.b)	8.780	5.338
Otros proveedores de bienes y servicios	8.824	6.384
Otros proveedores de bienes y servicios en Moneda Extranjera (Anexo G)	-	20
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 en Moneda Extranjera (Nota 9 y Anexo G)	-	5
Partes relacionadas en Moneda Nacional (Nota 9)	773	608
Partes relacionadas en Moneda Extranjera (Nota 9 y Anexo G)	-	487
Diversas	101	94
	<u>18.478</u>	<u>12.936</u>
g) Otros pasivos		
Bonificaciones a otorgar a clientes (Nota 5.e)	1.885	2.089
Bonificaciones a otorgar a clientes a pagar por la Provincia de Mendoza (1)	419	419
Programa de racionalización del uso del gas	11.121	8.678
Cargo Gasoducto Norte Nación Fideicomisos S.A.	3.112	1.156
Diversos	2	2
	<u>16.539</u>	<u>12.344</u>
Pasivo No Corriente		
h) Otros pasivos		
Bonificaciones a otorgar a clientes (Nota 5.e)	224	224
Deudas por redes cedidas por municipios	439	458
	<u>663</u>	<u>682</u>

(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 2007	Al 31 de diciembre de 2006
i) Ventas		
Ventas por gas entregado (Nota 8.a)	177.991	160.275
Otras ventas	11.292	4.282
	<u>189.283</u>	<u>164.557</u>
j) Otros (egresos) ingresos netos		
Otros	(92)	85
	<u>(92)</u>	<u>85</u>

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. 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 2007 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	-	49	-
DE PLAZO VENCIDO			
Anteriores a 1998	-	812	-
Entre enero y diciembre de 1998	-	221	-
Entre enero y diciembre de 1999	-	430	-
Entre enero y diciembre de 2000	-	679	-
Entre enero y diciembre de 2001	-	1.214	115
Entre enero y diciembre de 2002	-	633	11
Entre enero y marzo de 2003	-	37	-
Entre abril y junio de 2003	-	44	35
Entre julio y setiembre de 2003	-	61	118
Entre octubre y diciembre de 2003	15	32	41
Entre enero y marzo de 2004	-	33	-
Entre abril y junio de 2004	-	162	38
Entre julio y setiembre de 2004	-	93	42
Entre octubre y diciembre de 2004	-	35	184
Entre enero y marzo de 2005	-	72	182
Entre abril y junio de 2005	-	57	106
Entre julio y setiembre de 2005	-	68	724
Entre octubre y diciembre de 2005	-	171	174
Entre enero y marzo de 2006	-	96	173
Entre abril y junio de 2006	-	39	107
Entre julio y setiembre de 2006	-	619	2
Entre octubre y diciembre de 2006	-	185	26
Entre enero y marzo de 2007	-	62	20
Entre abril y junio de 2007	-	35	14
Entre julio y setiembre de 2007	-	100	66
Entre octubre y diciembre de 2007	-	3.610	2.303
Total de plazo vencido	15	9.600	4.481
DE PLAZO A VENCER			
Entre enero y marzo de 2008	42.730	27.034	39.293
Entre abril y junio de 2008	-	565	9.829
Entre julio y setiembre de 2008	-	291	469
Entre octubre y diciembre de 2008	-	172	467
Entre enero y diciembre de 2009	-	45	-
Entre enero y diciembre de 2010	-	5	229
Con posterioridad a diciembre de 2010	-	3.276	434
Total de plazo a vencer	42.730	31.388	50.721
TOTAL	(a) 42.745	41.037	(c) 55.202

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

(2) Comprende el pasivo total excluidas las provisiones.

Tasas de interés:

(a) El 100% devenga intereses.

(b) Aproximadamente un 69% es susceptible de devengar intereses de acuerdo con las regulaciones descriptas en Nota 2. El resto no devenga intereses.

(c) Aproximadamente un 43% es susceptible de devengar intereses. El resto no devenga intereses.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. 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 60% y el 54% de las ventas brutas de la Sociedad, en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006, 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 periodo invernal.

Dentro de estos últimos, no hubo clientes que concentraran más del 10% de las ventas brutas de la Sociedad en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006.

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).

Tal como se indica en la Nota 11, la Sociedad ha realizado acuerdos de transporte en firme con T.G.N. S.A., y su principal productor de gas es YPF S.A.

Los saldos a favor de estos proveedores al 31 de diciembre de 2007 y 2006 respectivamente son los siguientes:

	<u>Al 31 de diciembre de 2007</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2006</u>
YPF S.A.	1.810	2.030
T.G.N. S.A.	1.403	1.400
Total	<u>3.213</u>	<u>3.430</u>
% que representa sobre el total de cuentas a pagar	<u>17%</u>	<u>27%</u>

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006, la Sociedad ha realizado con ambos proveedores las siguientes operaciones:

	<u>Al 31 de diciembre de 2007</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2006</u>
Compra de gas a YPF S.A.	35.374	38.727
Capacidad de transporte cedida por YPF S.A.	-	1.252
Transporte realizado por T.G.N. S.A.	17.697	17.395
Total	<u>53.071</u>	<u>57.374</u>
% que representa sobre el total de compras y gastos	<u>33%</u>	<u>37%</u>

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. 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 2007 los accionistas de la Sociedad Controlante, Inversora de Gas Cuyana S.A., son ENI S.p.A. ("ENI") (76%) y LG&E Power Argentina III LLC ("LG&E"), -una compañía perteneciente al grupo E.ON U.S. LLC- (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 2007 y 2006 son los siguientes:

DENOMINACION	OTROS CREDITOS	
	Al 31 de diciembre de 2007	Al 31 de diciembre de 2006
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550:		
ENI S.p.A.	4	3
LG&E Power Argentina III LLC	57	59
Total Sociedades Art. 33	61	62
Partes relacionadas:		
Società Italiana per il Gas per Azioni ("ITALGAS") (Nota 10)	70	70
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	59	281
Directores y Personal Gerencial	2	9
Total Partes Relacionadas	131	360
Total	192	422

DENOMINACION	CUENTAS A PAGAR	
	Al 31 de diciembre de 2007	Al 31 de diciembre de 2006
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550:		
ENI S.p.A. (Anexo G)	-	5
Total Sociedades Art. 33	-	5
Partes relacionadas:		
ITALGAS (Nota 10)	123	213
Sofid S.p.A. (Anexo G)	-	487
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	650	395
Total Partes Relacionadas	773	1.095
Total	773	1.100

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

DENOMINACION	DIVIDENDOS A PAGAR	
	Al 31 de diciembre de 2007	Al 31 de diciembre de 2006
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550:		
Inversora de Gas Cuyana S.A.	241	-
ENI	-	29
Total Sociedades Art. 33	241	29
Total	241	29

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006, la Sociedad ha realizado las siguientes operaciones con sociedades comprendidas en el Art. 33 de la Ley N° 19.550 y partes relacionadas [ingresos (egresos)]:

OPERACIONES	VINCULO	POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL	
		31 de diciembre de 2007	31 de diciembre de 2006
Prestación de servicios			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(2.977)	(2.566)
ITALGAS (Nota 10)	Relacionada	(237)	(213)
Total		(3.214)	(2.779)
Remuneraciones			
Directores y Personal Gerencial	Relacionada	(2.189)	(2.232)
Total		(2.189)	(2.232)
Gastos operativos			
ENI	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	-	(5)
Sofid S.p.A.	Relacionada	-	(66)
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(983)	(621)
Total		(983)	(692)
Recupero de costos y otros			
ENI S.p.A	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	1	-
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	118	969
Total		119	969
Resultados Financieros			
ENI	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	(32)	(29)
LG&E Power Argentina III LLC	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	(10)	(9)
Inversora de Gas Cuyana S.A.	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	(241)	(216)
Programa de Propiedad Participada	Relacionada	(47)	(42)
Otros	Relacionada	(142)	(127)
Total		(472)	(423)
Total operaciones		(6.739)	(5.157)

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTA 10 - CAPITAL SOCIAL

a) Evolución del capital social

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

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

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

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

Con fecha 3 de diciembre de 2004 la Sociedad informó a la CNV sobre el proceso de escisión-fusión parcial de ITALGAS a favor de ENI, sociedad ésta controlante de ITALGAS al 100%, en virtud de la cual se transfiere al ENI la totalidad de las participaciones de ITALGAS en Inversora de Gas Cuyana S.A. y Distribuidora de Gas Cuyana S.A. Con fecha 11 de marzo de 2005 el ENARGAS mediante nota ENRG/GAL/GD y E/D N° 1637 autorizó a ENI a poseer en forma directa las acciones que ITALGAS detenta en la Sociedad y en Inversora de Gas Cuyana S.A.

Finalmente, 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).

La composición accionaria de la Sociedad al 31 de diciembre de 2007 es la siguiente:

	<u>Cantidad de Acciones</u>	<u>Clase</u>	<u>Porcentaje</u>
Inversora de Gas Cuyana S.A.	103.199.157	A	51,00
LG&E	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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

b) Oferta pública de acciones

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

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

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", pasando las mismas a manos de inversores privados.

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, la que se encuentra provisionada dentro del rubro "remuneraciones y cargas sociales" al cierre de cada ejercicio.

NOTA 11 - CONTRATOS Y OBLIGACIONES ASUMIDOS POR LA SOCIEDAD

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 T.G.N. S.A.

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

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

(i) Acuerdos de compra de gas

La Sociedad celebró oportunamente acuerdos de suministro de gas con YPF S.A. y otros productores de la cuenca Neuquina. Por estos acuerdos, la Sociedad asumió el compromiso de adquirir ciertos volúmenes de gas calculados en función de la demanda estimada de gas ("las cantidades programadas"). Los mismos han incluido condiciones de compra de gas mínimas mensuales o estacionales bajo una cláusula de "take or pay" (el monto mínimo de compra debe pagarse aunque no se hayan requerido las cantidades mínimas de gas contratadas bajo ciertas circunstancias), calculadas sobre la base de cantidades programadas y volúmenes máximos diarios comprometidos para ser entregados por los productores. Sin embargo, se previeron ciertas circunstancias, como por ejemplo: "by-pass" por parte de clientes, ventas directas o indirectas por parte de esos mismos productores, cese eventual del consumo de algún cliente, etc., por las que la Sociedad podría reducir las cantidades programadas acordadas.

Los precios del gas se fijaron en dólares estadounidenses por millón de British Thermal Units (BTU's) (Nota 3). Estos precios, según los términos de los acuerdos, sufren variaciones según la época en la que el gas es comprado y, para los casos en que los precios no estuviesen fijados en los acuerdos, su determinación se acordó a través de fórmulas preestablecidas. Se previó que si los precios fijados difiriesen significativamente de los precios del mercado, la Sociedad estaría en condiciones de renegociar la estructura de precios de los acuerdos.

Cualquier modificación a las cantidades programadas también tendrá impacto en los compromisos mínimos de compra de la Sociedad.

Con fecha 30 de abril de 2004, han vencido los principales contratos de suministro de gas natural -o sus prórrogas- que vinculan a la Sociedad con productores de gas. En ausencia de un contrato de compra de gas natural vigente entre YPF S.A. y la Sociedad, este proveedor comunicó su decisión de suministrar gas natural en forma diaria o spot al precio establecido en el "Acuerdo" homologado por la Resolución del MPFIPyS N° 208/2004, publicada el 22 de abril de 2004, fecha a partir de la cual rige su vigencia. Esta situación se mantendrá hasta tanto se termine con las renegociaciones de los contratos que se vienen llevando a cabo entre los productores de gas y -entre otros- las licenciatarias de distribución en los términos del "Acuerdo" (Nota 3).

En el marco de lo ordenado por la SE en función del "Acuerdo", el 11 de mayo de 2004 la Sociedad celebró acuerdos de suministro de gas con Wintershall Energía S.A; Total Austral S.A. y Pan

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

American Energy LLC, por la cuenca Neuquina. En algunos casos se sujetaron a las cláusulas generales de los acuerdos preexistentes (como take or pay o delivery or pay). Dichos acuerdos incluyeron rangos de precios diferentes, establecidos en pesos, en relación a la categoría de clientes hacia la cual está destinada la provisión, en función a lo previsto en el “Acuerdo”. Para los consumos de Grandes Usuarios, SGG, GNC Firme, y SGP 3 se establecieron incrementos de precios escalonados en función de un sendero de cuatro ajustes sucesivos. Previeron además las reducciones de las cantidades comprometidas en la medida en que se fuera implementando lo dispuesto en el Decreto

N° 181/2004 (Art. 4) y que las distintas categorías de usuarios deban comprar el gas en forma directa. Estos acuerdos vencieron el 31 de diciembre de 2006.

Asimismo no se pudo concretar acuerdo alguno con el principal proveedor de gas natural, YPF S.A., a pesar de los ingentes esfuerzos realizados al respecto por la Sociedad y de las estrictas instrucciones impartidas por las autoridades en el marco del Acuerdo. No obstante YPF S.A. continuó con la provisión de gas por medio del mecanismo de redireccionamiento establecido por la SE y el ENARGAS.

Por otra parte, la Sociedad cumplimentó cabalmente el proceso de “unbundling” de gas implementado por las Resoluciones SE N° 752/2005, 2020/2005 y 275/2006 y normativas concordantes, detrayendo en consecuencia los volúmenes de gas disponibles de los acuerdos reestructurados con los Productores.

De igual manera, con sustento en el Art. 16 de la Resolución SE N° 752/2005, la Sociedad solicitó oportunamente a dichos Productores y a YPF S.A. el incremento de las cantidades disponibles hasta lo necesario para que pudiera seguir abasteciendo a los usuarios prioritarios, lo que no fue cumplimentado por ningún Productor. Esta situación obligó a la Sociedad a requerir los volúmenes faltantes a la SE y al ENARGAS bajo los mecanismos previstos en la normativa vigente de manera similar a lo aplicado durante los años 2004, 2005 y 2006.

Adicionalmente, en setiembre de 2006 la Sociedad manifestó formalmente a YPF S.A. y a los demás Productores con los cuales mantenía contratos vigentes hasta el 31 de diciembre de 2006, su voluntad de renovar los acuerdos de abastecimiento, contemplando en tal sentido lo estipulado en el Art. 16 de la Resolución SE N° 752/2005, y manteniendo los demás términos y condiciones conforme surgiera de la eventual prórroga del Acuerdo. Solamente un productor respondió, manifestando la imposibilidad de negociar lo requerido dada la incertidumbre existente respecto de la normativa aplicable o que pudiera emitir la Autoridad Regulatoria.

No obstante el vencimiento del Acuerdo -el 31 de diciembre de 2006-, y ante la demora de un nuevo acuerdo entre la SE y los Productores para resolver la situación de abastecimiento al mercado interno, los Productores con acuerdos con la Sociedad prorrogaron sucesivamente los mismos. En similar sentido actuó YPF S.A. informando que mantendría sus compromisos de abastecimiento. La Sociedad manifestó su conformidad con las prórrogas y su disposición a lograr formalizar los acuerdos de abastecimiento pertinentes.

Finalmente, 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 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.

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

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 a partir del momento que lo determinen, 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.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables la Sociedad ha recibido propuestas de acuerdos de compraventa de gas natural de seis productores, en los términos del “Acuerdo 2007-2011”, que representarían el 87% del volumen total comprometido en el “Acuerdo 2007-2011” cuyos términos, no obstante, todavía no han podido ser satisfactoriamente acordados. La Sociedad continúa en proceso de negociación con los Productores (Nota 3).

Ante la injustificada demora en que incurrió el ENARGAS para dar traslado a tarifas del último escalón del sendero de precios que debió estar vigente a partir del 1° de julio de 2005, la Sociedad debió, en su momento, limitar el reconocimiento del pago de este mayor precio a los productores. Ello motivó que la SE y varios productores procedieran a intimar a la Sociedad instando al pago del precio previsto en el “Acuerdo”, independientemente de que fuera trasladado a las tarifas finales. La Sociedad rechazó estas intimaciones resguardándose en las cláusulas expresas del “Acuerdo” que comprometen a la propia SE a asegurar el traslado “efectivo y oportuno” a las tarifas (conforme cláusula 6.2 del “Acuerdo”). Con la notificación de la Resolución ENRG N° 3.466/2006 el día 23 de marzo de 2006, el ENARGAS permitió a la Sociedad recuperar de sus clientes este precio del final del sendero, mediante un plan de pagos en 8 cuotas sin recargos ni intereses y con dos meses de gracia a partir del 1° de marzo de 2006. Ante esta situación, los productores aceptaron –en algunos casos con reservas- condiciones de pago equivalentes por parte de la Sociedad para cancelar la totalidad de la deuda contraída bajo este concepto. A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables, han sido canceladas todas las sumas que debían ser compensadas a los productores sin que surgieran nuevos reclamos por parte de estos.

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. A la fecha aún no han sido ratificadas las cantidades de GLP que la Sociedad dispone para el abastecimiento de los usuarios de la localidad de Malargüe para el periodo Mayo 2007- Abril 2008, ni las cantidades provistas en periodos anteriores.

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 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 a Malargüe de gas natural 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 con copia

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

al ENARGAS y demás Autoridades, que a partir del 30 de abril de 2007, la Sociedad cesaba la operación de dicha planta y consiguientemente 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, exhortó a la Sociedad a mantener la plena continuidad del servicio licenciado. La Sociedad interpuso un Recurso de Reconsideración. Con fecha 27 de abril de 2007 el ENARGAS volvió a intimar 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 en cumplimiento de dicha intimación, extenderá 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 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 este que en esta instancia se encuentra fuera de la esfera de responsabilidad del ENARGAS..." El 20 de septiembre 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.

Respecto del GLP utilizado para abastecer a Malargüe, la notable diferencia entre el costo del GLP reconocido en la tarifa según el último cuadro tarifario aprobado por el ENARGAS para los usuarios SGP3 y el costo real de mercado, y del prolongado mantenimiento de tal situación sin que el ENARGAS se expida sobre el fondo de la cuestión, aún a instancia de haber sido requerido en forma y oportunidad por la Sociedad, el 30 de marzo de 2007 la misma comunicó al ENARGAS que la falta de reconocimiento del verdadero costo pone a la Sociedad ante la imposibilidad de continuar adquiriendo a partir del 1° de abril de 2007 volúmenes de GLP para usuarios del servicio SGP3 de la subzona Malargüe a un precio superior al reconocido en el cuadro tarifario vigente.

Como consecuencia de ello, la Sociedad comunicó a los clientes SGP3 y al ENARGAS, que hasta tanto no se solucione el reconocimiento del costo real mediante la adecuación de las tarifas, se les facturará la diferencia entre el precio del GLP más flete incluido en la tarifa y el efectivamente abonado por la Sociedad. A partir de mayo de 2007 se procedió a facturar esta diferencia. Los tres clientes SGP3 pagaron la totalidad de las facturas, dos bajo protesta, los cuales a su vez presentaron un reclamo al ENARGAS. Esa instancia fue trasladada a la Sociedad mediante Notas ENRG N° 3.194 del 30 de mayo de 2007, N° 8.059 del 25 de octubre de 2007 y N° 8.980 del 28 de noviembre de 2007, por la que el ENARGAS instruyó a la Sociedad para que no aplique tarifas distintas hasta que la misma Autoridad Regulatoria resuelva sobre el caso particular. A raíz de ello, la Sociedad ha procedido a devolver los montos reclamados por estas diferencias.

Mediante Nota ENRG N° 1.910 recibida el 3 de abril de 2007, el ENARGAS exhortó a la Sociedad a mantener la plena continuidad del servicio licenciado. Con fecha 16 de abril de 2007, la Sociedad interpuso un Recurso de Reconsideración a la referida nota, el que ha sido rechazado por el ENARGAS.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Con fecha 02 de enero de 2008 la Sociedad inició una acción declarativa de certeza ante el Juzgado Federal de San Rafael, provincia de Mendoza, a los fines de que declare que la Sociedad no se encuentra obligada a continuar gestionando la adquisición de GLP ni la contratación del flete destinado a los clientes del servicio SGP3 y otras industrias, ni a soportar las diferencias de costos entre el precio de mercado y el incluido en las tarifas aprobadas por el ENARGAS. También solicitó se instruya al ENARGAS que disponga el traslado a tarifa de los importes abonados por la Sociedad por tales conceptos hasta el presente. Con fecha 24 de enero de 2008 la Justicia Federal notificó a la Sociedad que concedió la medida cautelar facultando a la Sociedad a facturar a los usuarios industriales comprendidos en el requerimiento, como ítem desagregado, los extra-costos de GLP y flete correspondientes, y ordenando a tales usuarios a abonar los mismos de modo provisorio y al ENARGAS a que se abstenga de iniciar cualquier procedimiento sancionatorio a la Sociedad hasta tanto se resuelva el principal, quedando facultada la misma a interrumpir el servicio en caso de incumplimiento de los obligados al pago.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables, la Sociedad no ha debido pagar por cláusulas take or pay. Adicionalmente, en circunstancias en que la Sociedad deba pagar por gas no recibido, esos volúmenes podrán ser compensados en ejercicios futuros en los términos de cada uno de los acuerdos.

(ii) Acuerdos de transporte de gas

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

En diciembre de 1998 se celebró un nuevo acuerdo con T.G.N. S.A. por el cual se amplió en forma escalonada la capacidad de transporte, cuyo vencimiento operará el 30 de abril de 2014. En octubre de 1999, se amplía 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.

Excepto por ciertas circunstancias, T.G.N. S.A. no puede disminuir o interrumpir el servicio de transporte. Los precios del servicio de transporte han sido fijados en dólares estadounidenses, que se convierten en pesos conforme a la Ley de Convertibilidad N° 23.298 en el momento de la facturación, y se ajustan semestralmente por la variación del P.P.I. Asimismo, se encuentran sujetos a los ajustes resultantes 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).

Al 31 de diciembre de 2001, como consecuencia de lo mencionado en la Nota 3, la Sociedad ha anulado la registración del devengamiento correspondiente al ajuste por P.P.I. del transporte de gas de los años 2001 y 2000, de U\$S 1,86 millones y U\$S 0,76 millones respectivamente, no autorizados a trasladar a la tarifa de venta.

El compromiso mínimo acordado por la Sociedad asciende, en base a las tarifas vigentes, a aproximadamente 100,89 millones entre el 1° de enero de 2008 y el 31 de mayo de 2015 (Nota 3), distribuidos en distintos periodos medidos en años de la siguiente manera:

2008 a 2010	2011 a 2013	2014	2015	Total del ejercicio
(EN MILLONES DE \$ -Nota 3-)				
49,21	48,96	2,03	0,69	100,89

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

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. Con fecha 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.

No obstante, diferentes definiciones de la SE (Notas N° 1.565/2004, N° 1.521/2005 y N° 1.618/2005) establecerían que a las Estaciones de GNC corresponde asegurarles una Reserva Mínima Inicial (“RMI”) que debe mantenerse en forma prioritaria con relación a la mayor demanda que puedan generar los clientes residenciales y otros ininterrumpibles. Asimismo, en la Resolución N° 752/2005 la SE establece que además de las estaciones de GNC, debe asegurarse el mantenimiento de la condición firme a los servicios SGP3 y SGG. Dado que estas definiciones fueron todas posteriores al CA01, la Sociedad solicitó al ENARGAS que se expidiera respecto a estas definiciones de la SE, ya que modificaban de manera sustancial las Bases del CA01 y, consecuentemente, correspondía revisar íntegramente las asignaciones de capacidad realizadas.

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, informando luego que no había logrado el financiamiento total de las obras. En concreto, 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.

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 T.G.N. S.A. y Transportadora de Gas del Sur S.A. (“T.G.S. S.A.”), 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).

Para suplir la falta de expansión del GCO y como consecuencia de lo establecido en el Anexo V del Decreto del PEN N° 1.882/2004 del 21 de diciembre de 2004, y donde se prevé la situación de que en caso de no surgir oportunamente el financiamiento necesario que permita la concreción de la ampliación de dicho Gasoducto, YPF S.A. se comprometió a ofrecer servicios equivalentes a la capacidad de transporte asignada, a un costo que no debía ser superior al que se hubiese pagado durante el periodo invernal en condiciones de haberse llevado adelante la expansión del GCO.

Como consecuencia de la falta de inyección de gas de los productores con destino específico a las distintas distribuidoras, la Sociedad ha generado desbalances por faltante de gas en el sistema de transporte. La Sociedad ha solicitado a la SE y a los productores las transferencias de gas necesarias para compensar dichos desbalances. A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables, varias distribuidoras han obtenido transferencias de los productores a los precios vigentes, que les han permitido compensar en parte los desbalances ocurridos por igual motivo. A la fecha la Sociedad continúa con las gestiones para obtener la compensación citada.

Como alternativa de abastecimiento para los años 2005 y 2006 y dando cumplimiento a lo comprometido con el Gobierno Nacional, YPF S.A. celebró con la Sociedad un convenio por un servicio de comercialización de capacidad de Transporte Firme de 531.497 m³/día, para los periodos

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

comprendidos entre el 1° de junio y el 15 de setiembre de 2005, y el 15 de mayo al 15 de setiembre de 2006. Como consecuencia de la no renovación de dicho convenio de comercialización de capacidad de transporte, el ENARGAS, mediante Resolución N° 3.773/2007 de fecha 18 de mayo de 2007 ha reasignado a favor de la Sociedad, a partir de mediados de mayo de 2007 y hasta el 30 de abril de 2008, capacidad de transporte en firme, por un volumen de 531.497 m³/día.

Aún cuando los clientes de la Sociedad no se beneficiaron con ninguna expansión en el sistema de transporte, desde el 15 de junio de 2005 se encuentra vigente el cobro de los cargos Fideicomiso Gas destinados al repago de las inversiones en la expansión del sistema de transporte de T.G.N. S.A. organizado por la SE correspondiente al CA01. Dicho cargo tiene un impacto significativo en el valor incluido en las tarifas como costo de transporte, estando excluidos los usuarios residenciales, las categorías SGP1 y 2 y los Subdistribuidores. La Sociedad actúa como agente de percepción de este cargo, a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A, de acuerdo a la normativa emitida por las autoridades competentes

A finales del mes 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, 2007 y 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”), invitando a los interesados en obtener nueva capacidad firme a presentar OI. 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 ininterrumpibles 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.

Por indicación del ENARGAS, la Sociedad notificó a todos los clientes (excepto R, SGP1 y 2) de la existencia del concurso y de la posibilidad de solicitar su capacidad de transporte por sí o a través de la distribuidora, no obstante, contrariamente a lo definido en las bases del concurso, 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 remitió una OI a T.G.N. S.A. por 2,0 MMm³/día bajo Prioridad 1 por un plazo de 35 años. Adicionalmente, en base a los pedidos realizados por clientes de la Sociedad para solicitar capacidad a través de la distribuidora, la Sociedad remitió otra OI a T.G.N. S.A. por 1,6 MMm³/día bajo Prioridad 3 y 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 (siendo 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. Con fecha 6 de abril de 2006 el ENARGAS publicó la Nota ENRG N° 2.028/2006 con el detalle de las Ofertas adjudicadas con relación al CA02. En dicha Nota el ENARGAS asignó a la Sociedad, bajo Prioridad 1 la cantidad de 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, totalizando 1.067.000 m³/día. 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

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

efectivamente realice T.G.N. S.A. y ello está supeditado a la obtención de financiamiento, por lo cual, a la fecha se desconoce el plazo cierto de disponibilidad.

Con fecha 4 de marzo de 2005 la Sociedad firmó un contrato con T.G.N. S.A. por un servicio de compresión 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 periodo invernal de cada año.

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. Mediante esta ley, el PEN está facultado para fijar el valor de los cargos específicos y ajustarlos, en la medida que resulte necesario, a fin de atender el repago de las inversiones y cualquier otra erogación que se devengue con motivo de la ejecución de las obras definidas por el PEN y financiadas mediante fideicomisos constituidos o que se constituyan, para atender las inversiones relativas a las obras de infraestructura del sector energético.

Mediante Decreto PEN N° 1.216/2006 publicado el 18 de setiembre de 2006 se reglamentó la Ley N° 26.095. Adicionalmente, en el mismo día se publicó la Resolución del MECON N° 731/2006 a través de la cual se exceptúan de la constitución del depósito nominativo, no transferible y no remunerado previsto en los incisos c) y d) del artículo 4° del Decreto PEN N° 616/2005 publicado el 14 de junio de 2005, a los ingresos de divisas al mercado local de cambios destinados u originados en la suscripción primaria de certificados de participación, bonos o títulos de deuda emitidos por fideicomisos cuyo objeto sea el desarrollo de obras de infraestructura energética.

El 5 de enero de 2007 se publicó la Resolución MPFIPyS N° 2.008/2006 en la cual se establece que a efectos de determinar el valor inicial del cargo específico para repagar las obras de ampliación, quedarán excluidas las categorías Residencial, estaciones de GNC, SGP1 y SGP2. Además estableció que estos nuevos cargos específicos tendrían aplicación a partir del 1° de enero de 2007, alcanzando a todos los usuarios no exceptuados. Mediante la Resolución N° 3.689/2007 del 9 de enero de 2007 el ENARGAS determinó por cada transportadora los cargos específicos por metro cúbico/día aplicables. El nuevo cargo específico constituye un incremento significativo del costo de transporte, con lo cual su costo actual -tarifa original de T.G.N. S.A. con más los 2 cargos específicos creados- representa un valor que multiplica varias veces a la propia tarifa de transporte vigente a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables. Este nuevo cargo ha generado diversas reacciones por parte de los clientes industriales que están sujetos al pago, alguno 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.

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, para todas las categorías de usuarios comprendidos en el mismo, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2007. Asimismo, se instruye al ENARGAS a evaluar bimestralmente la posibilidad, conveniencia y mantenimiento en el tiempo de la bonificación.

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

(iii) Acuerdos de distribución y asistencia en picos con CTM

En el mes de octubre de 1996, la Sociedad celebró un acuerdo con CTM por el cual se compromete a distribuir gas a las instalaciones de la misma. Asimismo, se celebró 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 su

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

disposición a cambio de una compensación económica. También se celebró un acuerdo complementario que establecía la propiedad en común de una planta compresora y que los costos de operación y mantenimiento eran compartidos por ambas partes. El plazo de los contratos es de 20 años a partir de abril de 1998. Estos contratos fueron afectados por la sanción de la Ley N° 25.561 (Nota 3), por lo que se encontraban sujetos a revisión, 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 contratos de distribución, al contrato de asistencia en picos y al acuerdo complementario celebrados en 1996. Los principales aspectos que contempla esta addenda son: a) se suspende transitoriamente el contrato de asistencia en picos; b) se establece el canon mensual de distribución en pesos con un mecanismo de ajuste semestral –o, alternativamente conforme se ajusten ciertas tarifas por parte del ENARGAS, cuyas variaciones no pueden ser estimadas a la fecha de los presentes Estados Contables- determinando condiciones para la asistencia en picos con nuevos parámetros de compensaciones, limitando a 700.000 m³/día la asistencia máxima que pondrá a disposición CTM; c) dejar sin efecto el pago por parte de la Sociedad del canon de operación del compresor a cargo de CTM; d) 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 e) la modificación permanente de las cláusulas de arbitraje previstas en los contratos.

La addenda propuesta tendrá una vigencia de 2 años a partir del 1° de mayo de 2006 y luego será renovada anualmente si ninguna de las partes notifica a la otra su decisión en contrario.

NOTA 12 - MEDIO AMBIENTE

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

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

Adicionalmente a la restricción del 0,5% de la utilidad neta del ejercicio, para el Bono de Participación del Personal mencionado en la Nota 10.d), de acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550 y normas emitidas por la CNV, deberá destinarse a constituir la reserva legal un monto no inferior al 5% de la utilidad del ejercicio hasta alcanzar el 20% del capital social reexpresado 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 7 de marzo de 2006, aprobó la distribución de dividendos en efectivo por 25.294 (los dividendos por acción son de 0,125 Nota 4.f)), como distribución de los resultados no asignados luego del cómputo del bono de participación del personal, la reserva legal y los honorarios a Directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2005. Asimismo, dispuso que la distribución se efectuara en 3 cuotas iguales de 8.431 cada una en los meses de abril, julio y setiembre de 2006, devengando las últimas dos cuotas un interés del 7,5% anual desde el 7 de abril de 2006 hasta el día anterior al momento de efectivizarse el pago.

En los meses de abril, julio y setiembre de 2006 fueron pagados los importes correspondientes a los dividendos aprobados en la citada Asamblea.

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 14 de marzo de 2007, aprobó la distribución de dividendos en efectivo por 25.294 (los dividendos por acción son de 0,125 Nota 4. f)), como distribución de los resultados no asignados luego del cómputo del bono de participación del personal, la reserva legal y los

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

honorarios a Directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora. Asimismo aprobó que los dividendos en efectivo sean pagaderos en 3 cuotas iguales de 8.431 cada una y se pagarán en los meses de abril, julio y setiembre de 2007, devengando las últimas dos cuotas un interés del 9,5% anual desde el 14 de abril de 2007 hasta el día anterior al momento de efectivizarse el pago.

Durante los meses de abril, julio y agosto de 2007 se efectivizó el pago de la primera, segunda y tercer cuota de la distribución de dividendos aprobada en la citada asamblea.

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 la empresa 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 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.

En opinión de los asesores legales de la Sociedad, la probabilidad de un resultado desfavorable es incierta. A la fecha de los presentes estados contables el monto reclamado por la DGR Mendoza se encuentra provisionado.

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

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

De acuerdo con la opinión de los asesores legales de la Sociedad, se considera en estricto derecho que la probabilidad de un resultado desfavorable para la misma es remota, debido a la falta legitimación de E.M.S.E. y a que tales créditos de la Provincia de Mendoza se extinguieron con el reconocimiento efectuado por el Estado Nacional a esta última mediante transferencia en propiedad de acciones de la Sociedad y parte del producido de la privatización.

- 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 habiéndose 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.

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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

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

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

Si bien podrían inferirse eventuales impactos negativos para la Sociedad dado el contexto actual, se considera que la misma posee sólidos argumentos en defensa de su proceder, y teniendo en cuenta el estado preliminar del trámite iniciado estima incierto el resultado final del proceso referido.

- 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. En función de los hechos y antecedentes, y en opinión de los asesores legales de la Sociedad, se considera que la probabilidad de un resultado desfavorable es remota.

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, periodos que supuestamente serían pasibles de multas por valor de 3,7 millones. La Sociedad presenta en relación a estas multas, que no fueron facturadas a la fecha de los presentes Estados Contables, 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. 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.

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 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 TGN.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. 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 2007 Y 2006

EVOLUCION DE LOS BIENES DE USO

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006

(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	357	1	-	-	358
Edificios y construcciones civiles	1.396	60	-	-	1.456
Instalaciones de edificios	6.210	115	-	-	6.325
Gasoductos	183.227	1.092	-	1	184.320
Ramales de alta presión	117.208	43	-	-	117.251
Conductos y redes de media y baja presión	311.932	4.434	(107)	57	316.316
Estación de regulación y medición de presión	34.103	1.698	-	1	35.802
Plantas compresoras	382	-	-	-	382
Instalaciones de medición de consumo	59.759	103	(302)	3.127	62.687
Otras instalaciones técnicas	18.516	872	-	-	19.388
Maquinarias, equipos y herramientas	4.287	308	-	-	4.595
Sistemas informáticos y de telecomunicación	32.802	1.377	-	-	34.179
Vehículos	4.611	587	(339)	-	4.859
Muebles y útiles	4.223	23	-	-	4.246
Materiales	1.840	4.168	(825)	2.674	7.857
Line pack	171	-	-	-	171
Obras en curso	5	248	-	-	253
Anticipos a proveedores de bienes de uso	5.860	-	-	(5.860)	-
TOTAL AL 31/12/07	786.889	15.129	(1.573)	-	800.445
TOTAL AL 31/12/06	771.377	20.755	(5.243)	-	786.889

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. 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 2007 Y 2006

EVOLUCION DE LOS BIENES DE USO

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	DEPRECIACIONES					NETO RESULTANTE	
	ACUMULADAS AL INICIO DEL EJERCICIO	BAJAS	DEL EJERCICIO		ACUMULADAS AL CIERRE DEL EJERCICIO	Al 31 de diciembre de 2007	Al 31 de diciembre de 2006
			ALICUOTA %	MONTO			
Terrenos	-	-	-	-	-	358	357
Edificios y construcciones civiles	300	-	2	28	328	1.128	1.096
Instalaciones de edificios	1.432	-	2 a 20	152	1.584	4.741	4.778
Gasoductos	48.821	-	2 a 100	4.085	52.906	131.414	134.406
Ramales de alta presión	40.397	-	2 a 100	2.983	43.380	73.871	76.811
Conductos y redes de media y baja presión	91.372	(7)	2 a 100	7.116	98.481	217.835	220.560
Estación de regulación y medición de presión	12.790	-	33 a 100	1.359	14.149	21.653	21.313
Plantas compresoras	110	-	33 a 100	13	123	259	272
Instalaciones de medición de consumo	22.742	(205)	33 a 100	2.645	25.182	37.505	37.017
Otras instalaciones técnicas	8.753	-	2 a 100	955	9.708	9.680	9.763
Maquinarias, equipos y herramientas	2.523	-	10	224	2.747	1.848	1.764
Sistemas informáticos y de telecomunicación	24.547	-	10 a 33	1.698	26.245	7.934	8.255
Vehículos	3.004	(284)	20 a 100	416	3.136	1.723	1.607
Muebles y útiles	3.937	-	5 a 100	74	4.011	235	286
Materiales	-	-	-	-	-	7.857	1.840
Line pack	-	-	-	-	-	171	171
Obras en curso	-	-	-	-	-	253	5
Anticipos a proveedores de bienes de uso	-	-	-	-	-	-	5.860
TOTAL AL 31/12/07	260.728	(496)	-	21.748	281.980	518.465	-
TOTAL AL 31/12/06	241.057	(1.920)	-	21.591	260.728	-	526.161

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO B

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

EVOLUCION DE ACTIVOS INTANGIBLES

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	VALOR DE ORIGEN			AMORTIZACIONES			NETO RESULTANTE		
	AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS	AL CIERRE DEL EJERCICIO	ACUMULADAS AL INICIO DEL EJERCICIO	DEL EJERCICIO		ACUMULADAS AL CIERRE DEL EJERCICIO	Al 31 de diciembre de 2007	Al 31 de diciembre de 2006
					ALICUOTA %	MONTO			
Gastos de organización y otros	8.896	-	8.896	8.853	20	11	8.864	32	43
TOTAL AL 31/12/07	8.896	-	8.896	8.853	-	11	8.864	32	-
TOTAL AL 31/12/06	8.859	37	8.896	8.848	-	5	8.853	-	43

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO C

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

**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 2007	Al 31 de diciembre de 2006
INVERSIONES CORRIENTES		
Títulos Públicos – Bono Par	3	3
Títulos Públicos – Certificados de crédito fiscal	2.587	2.701
Títulos Públicos – Bono Descuento	2	2
Títulos Públicos – Títulos vinculados al PBI	105	140
TOTAL CORRIENTES	2.697	2.846
TOTAL	2.697	2.846

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO D

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

OTRAS INVERSIONES

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	VALOR NOMINAL	VALOR REGISTRADO	
	Al 31 de diciembre de 2007	Al 31 de diciembre de 2007	Al 31 de diciembre de 2006
INVERSIONES CORRIENTES			
En moneda nacional			
Depósitos a plazo fijo	19.445	19.445	13.153
Fondos comunes de inversión	10.232	10.232	15
En moneda extranjera			
Depósitos a plazo fijo (Anexo G)	10.371	10.371	9.620
TOTAL CORRIENTES	40.048	40.048	22.788
TOTAL	40.048	40.048	22.788

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO E

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

EVOLUCION DE LAS PREVISIONES

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	SALDOS AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS NETOS	DISMINUCIONES	SALDOS AL FINAL DEL EJERCICIO
DEDUCIDAS DEL ACTIVO CORRIENTE				
- Para deudores de cobro dudoso	8.311	3.529	(946)	10.894
- Para otros créditos de cobro dudoso	259	219	-	478
TOTAL AL 31/12/07	8.570	⁽¹⁾ 3.748	⁽¹⁾ (946) ₍₂₎	11.372
TOTAL AL 31/12/06	9.143	35	(608)	8.570
INCLUIDAS EN EL PASIVO CORRIENTE				
- Para juicios y contingencias	5.646	318	(365)	5.599
TOTAL AL 31/12/07	5.646	318	⁽³⁾ (365)	5.599
TOTAL AL 31/12/06	5.239	784	⁽⁴⁾ (377)	5.646

(1) Imputados a Deudores incobrables del Anexo H.

(2) Incluye cobros por (455) y recuperos de provisiones por (491).

(3) Incluye pagos por (260) y recuperos de provisiones por (105).

(4) Incluye pagos por (322) y recuperos de provisiones por (55).

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO F

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

COSTO DE VENTAS

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2007 y 2006

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

	<u>Al 31 de diciembre de 2007</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2006</u>
Existencia de materiales al inicio del ejercicio	688	595
Compras de gas	54.577	51.165
Compras de materiales	1.016	1.343
Transporte de gas	17.849	19.523
Gastos de distribución (Anexo H)	35.673	33.837
Menos: Existencia de materiales al cierre del ejercicio	(718)	(688)
Costo de ventas	<u>109.085</u>	<u>105.775</u>

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO G

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	Al 31 de diciembre de 2007			Al 31 de diciembre de 2006	
	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\$ 2	3,109	5	US\$ 1	3
INVERSIONES					
Depósitos a plazo fijo	US\$ 3.336	3,109	10.371	US\$ 3.183	9.620
OTROS CREDITOS					
Partes Relacionadas	EURO 3	4,602	15	EURO 61	245
TOTAL DEL ACTIVO CORRIENTE			10.391	-	9.868
TOTAL DE ACTIVO			10.391	-	9.868
PASIVO					
PASIVO CORRIENTE					
Cuentas a pagar					
Otros proveedores de bienes y servicios	-	-	-	EURO 5	20
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550	-	-	-	EURO 1	5
Partes Relacionadas	-	-	-	EURO 122	487
TOTAL DEL PASIVO CORRIENTE			-	-	512
TOTAL DE PASIVO			-	-	512
POSICION NETA - ACTIVO (PASIVO)			10.391	-	9.356

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ANEXO H

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

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 2007 y 2006

(expresados en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTAS PRINCIPALES	GASTOS DE DISTRIBUCION	GASTOS DE ADMINISTRACION	GASTOS DE COMERCIALIZACION	GASTOS DE FINANCIACION	COSTOS BIENES DE USO	TOTAL 31/12/07	TOTAL 31/12/06
Remuneraciones y cargas sociales	6.475	8.540	6.953	-	284	22.252	18.117
Honorarios directores y síndicos	-	280	-	-	-	280	222
Honorarios por servicios profesionales	234	1.455	108	-	-	1.797	1.316
Juicios y contingencias	85	128	-	-	-	213	229
Gastos de facturación y cobranzas	185	-	4.297	-	-	4.482	4.012
Alquileres varios	73	112	393	-	-	578	408
Primas de seguros	802	41	34	-	-	877	880
Viajes y estadías	229	254	111	-	-	594	470
Gastos de correos y telecomunicaciones	51	245	250	-	-	546	547
Depreciación de bienes de uso	21.427	66	255	-	-	21.748	21.591
Amortización de bienes intangibles	-	11	-	-	-	11	5
Servidumbres de paso	341	-	-	-	-	341	326
Mantenimiento y reparación de bienes de uso	2.950	377	423	-	-	3.750	3.472
Impuestos, tasas y contribuciones	496	335	157	-	-	988	1.083
Impuesto a los Ingresos Brutos	-	-	5.165	-	-	5.165	4.497
Tasa ENARGAS	513	497	497	-	-	1.507	826
Deudores incobrables	-	-	3.748	-	-	3.748	35
Recupero deudores incobrables	-	-	(491)	-	-	(491)	-
Publicidad y propaganda	-	271	45	-	-	316	251
Limpieza y vigilancia	580	230	550	-	-	1.360	1.366
Gastos y comisiones bancarias	-	129	-	-	-	129	114
Intereses operaciones comerciales	-	-	-	528	-	528	425
Intereses y otros resultados financieros	-	-	-	(6)	-	(6)	103
Diferencias de cotización	-	-	-	(37)	-	(37)	39
Servicios y suministros de terceros	980	249	1.272	-	-	2.501	1.860
Convenios de atención comercial y técnica	28	-	31	-	-	59	45
Gastos diversos	224	475	253	-	-	952	864
TOTAL AL 31/12/07	35.673	13.695	24.051	485	284	74.188	-
TOTAL AL 31/12/06	33.837	10.432	18.023	567	244	-	63.103

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. 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 2007.

1) Comentarios sobre las actividades de la empresa desde el 1° de enero de 2007 hasta el 31 de diciembre de 2007:

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 443.204 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 516.783 metros de cañerías de redes y gasoductos y en 21.725 nuevos servicios, con un crecimiento neto de 19.851 clientes, valor este último, que representa un aumento aproximado de 4,7% con respecto al cierre del ejercicio anterior. En comparación, el sistema se expandió en aproximadamente 5,2% con respecto al total al 31/12/06. Al finalizar el 2007 alcanza una extensión aproximada a los 10.551 kms. de redes y gasoductos.
- Se ejecutó el programa de búsqueda y reparación de fugas para el año 2007, por el cual se relevaron aproximadamente 3.486 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 719 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 180 estaciones de GNC conectadas al sistema de distribución. En el marco de la Resolución del Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) N° 3.164/2005, se efectuaron las inspecciones correspondientes a los establecimientos educacionales de las provincias del área de servicio. Por Resolución N° 52/2007 del 21/08/07, el ENARGAS prorrogó hasta el 31/12/08 el plazo para la finalización de las inspecciones de seguridad, y hasta el 31/10/07 para que las autoridades educacionales, a través de gasistas matriculados, evalúen el estado de las instalaciones.
- 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, solicitó a la Sociedad la presentación de un proyecto para el abastecimiento de gas natural a la localidad de Malargüe, que resulte técnicamente factible y conveniente para usuarios R y SGP 1° y 2° escalón, actualmente abastecidos con GLP por redes. De acuerdo a lo requerido, la Sociedad presentó las siguientes opciones: un Proyecto Básico que contempla la demanda de los clientes R y SGP 1° y 2° escalón, más las alternativas de abastecimiento a las estaciones de GNC y a los clientes SGP3; y un Proyecto Alternativo que contempla además la demanda de los centros turísticos de la zona como Las Leñas y Los Molles, entre otros. A su vez cada una de estas posibilidades contiene variantes de trazado.

(*) Información emitida al 07/11/07. 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 31/12/07.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El ENARGAS con fecha 14/09/07 emitió la Nota ENR/CRyS N° 6.774 solicitando la ratificación y/o rectificación de la información presentada y la elaboración de un nuevo proyecto que considere la variante de disponer del abastecimiento desde a un gasoducto de TGN SA. De acuerdo a lo requerido, la Sociedad por nota GTO N° 5726/07 de fecha 26/10/07, ratificó la información presentada según el anteproyecto N° 65.430 y el anteproyecto alternativo, en el cual se adjunta la traza teórica tentativa para abastecer a Malargüe desde el Sistema de TGN.

- Se realizaron aproximadamente 1.680 actualizaciones y anteproyectos de suministros para nuevas redes. En el Centro de Atención Telefónica se recibieron y atendieron más de 101.600 llamadas con un 94% de eficiencia de atención dentro de los 40 segundos. También se realizaron aproximadamente 1.610 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 2.658.000 facturas.
- Se continuó con el análisis de la evolución de los precios de los insumos, bienes y servicios, y de las posibles sustituciones de los mismos, 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 no ha existido reconocimiento alguno de esos mayores costos en las tarifas. Por otra parte, los incrementos salariales sugeridos en su momento por el propio Gobierno Nacional para el sector privado de la economía y los acordados entre los distintos sectores empresariales y sindicales, también tienen consecuencias que afectan las actividades propias y tercerizadas.
- Se renegó el Convenio Colectivo de Trabajo por el término de tres años, con escalas salariales acordadas para el periodo 01/07/07 al 30/06/08.
- Se ejecutó el plan anual de capacitación, con una inversión de 4.391 horas/hombre. A nivel institucional se llevó a cabo la habitual campaña de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono.
- Se mantuvo la aplicación de políticas financieras a los efectos de atender las necesidades ciertas y eventuales de fondos durante el ejercicio, mediante el uso adecuado del flujo de ingresos de la Sociedad. De acuerdo a lo resuelto oportunamente por la Asamblea de Accionistas, la Sociedad distribuyó en los meses de abril, julio y agosto las tres cuotas iguales y los intereses correspondientes, por los dividendos aprobados sobre los Estados Contables al 31/12/06.
- Se realizaron las adecuaciones necesarias en los procedimientos y controles existentes, la puesta en práctica de nuevas regulaciones sobre los procesos y manuales de gestión, la capacitación específica para la actualización de manuales, la creación y modificación de formularios, los cambios de estructura y descripción de los puestos de trabajo de la misma, y la emisión de informes sobre auditorías específicas realizadas y la proyección de otras, como parte del programa 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 compras y de contabilidad, de los manuales de atención telefónica, de ingeniería, de seguridad y calidad, y de operaciones y mantenimiento, y la elaboración del manual de gestión ambiental. En lo relativo a los sistemas informáticos, se administró la seguridad de las aplicaciones y las operaciones rutinarias de resguardo de datos, se continuaron desarrollando las adaptaciones necesarias a las aplicaciones de despacho de gas y comercial, para el cumplimiento de nuevas normativas, automatizando procesos de cálculo e incorporando nuevas operatorias. Se implementó la página web de Ecogas (www.ecogas.com.ar), avanzando sobre la etapa 2 de su página institucional, se desarrolló e implementó la etapa 1 del software correspondiente al sistema de colectores de datos, y se llevó a cabo el mantenimiento de los sistemas existentes, y la construcción de otros destinados al apoyo de la gestión de la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Las inversiones

- Las inversiones concretadas durante el ejercicio totalizaron \$15,1 millones, lo que representa el 96,8% del total previsto para 2007. Con el objetivo de asegurar el normal abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, se llevaron a cabo las siguientes actividades previstas en el programa anual de inversiones: construcción de nuevas plantas de regulación (como las de Potrero de Funes y La Ribera, en San Luis) y la realización de obras diversas en las ya existentes (por caso, las de Centro en San Juan y de Mayor Drumond, en Luján, Mendoza); renovación de redes y servicios; interconexiones de redes de media y baja presión; obras de adecuación de cauces aluvionales; renovación de ramales de alta presión como los de Maipú y La Minera en Mendoza, el cruce del río San Juan, y el cambio de la traza de la línea de distribución de alta presión del Albardón, en San Juan; adquisición de nuevos medidores industriales y unidades correctoras para distintos caudales, presiones y diámetros para nuevas industrias; obras de ampliación del edificio técnico-operativo, digitalización de planos; instalación de sistemas de protección catódica; renovación parcial del parque automotor; y otras inversiones menores, todas ellas sujetas a un estricto cumplimiento de pautas preestablecidas de austeridad en la aplicación de recursos, privilegiando la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución atento a la coyuntura planteada por la Ley de Emergencia.
- En el marco del programa de Fideicomisos de Gas constituido por la Resolución del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios ("MPFIPyS") N° 185/2004, conforme las reglamentaciones vigentes en la materia, Ley N° 26.095, Decreto PEN N° 180/2004 y concordantes, la Sociedad inició gestiones ante la Secretaría de Energía ("SE") y el ENARGAS a los efectos de incluir en dicho programa las obras de infraestructura que la Sociedad propone realizar con el propósito de aumentar la capacidad del sistema, para proveer a la satisfacción de la demanda. Se trata de las obras Ampliación Gasoducto paralelo La Dormida-Las Margaritas Etapa IV; Construcción Planta Compresora Mendoza Norte; y Ampliación Ramal Mendoza Norte-Pantaniño Etapa I. Tales obras califican en los términos del objeto previsto para las obras de expansión y/o extensión en el marco del Artículo 2° de la Ley del Gas N° 24.076. La Sociedad ya cuenta con la adhesión de los Gobiernos de las provincias de San Juan y Mendoza, la viabilidad técnica otorgada por el ENARGAS. La Sociedad continúa con las gestiones ante las autoridades competentes a los fines de completar los trámites iniciados.

Con fecha 25/07/07 la Sociedad recibió una nota de Nación Fideicomisos S.A. indicando que el Banco de la Nación Argentina se halla dispuesto a firmar una Carta de Intención con relación al financiamiento del tramo privado de las obras citadas, bajo el esquema de fideicomisos y en el marco de ciertas condiciones a acordar con la Sociedad.

Cabe aclarar, que ante las demoras evidenciadas en la formación del fideicomiso, mediante nota dirigida al ENARGAS, participando a la SE, a Nación Fideicomiso S.A. y a los Gobiernos provinciales de San Juan y Mendoza, la Sociedad decidió dar inicio al proceso de licitación para las obras de construcción de un gasoducto paralelo al existente en el tramo La Dormida-Las Margaritas Etapa IV, lo que resulta necesario frente a la demanda prevista del sistema Mendoza-San Juan. La Sociedad tramita la inclusión de esta obra en el Programa de Fideicomisos de Gas constituido por la Resolución MPFIPyS N° 185/2004 y en el marco de las normas y reglamentaciones vigentes en la materia. Tal obra no implicará la finalización de las restricciones en el suministro de gas a clientes no prioritarios, debido a que aún no se ha concretado la obra de ampliación del sistema de la transportadora de gas en el tramo Beazley-La Dormida que alimenta la región, y la ampliación de la capacidad de transporte resultante del segundo concurso abierto de Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN SA"). Adicionalmente, se mantiene la incertidumbre respecto del volumen de inyección de gas para los años 2008 y subsiguientes.

- Los inconvenientes respecto de la disponibilidad de gas en boca de pozo, las restricciones respecto del incremento de la capacidad de transporte y las dificultades la inestabilidad económica generalizada, provocaron luego de la crisis de 2001/2002 que los planes de saturación de redes se vieran demorados. No obstante, aún sin financiamiento, el estímulo de la marcada diferencia de precios entre el gas natural y los combustibles sustitutos, hizo que una gran cantidad de

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

usuarios se incorporaran o reincorporaran a las redes de gas natural. En ese sentido, a pesar de las dificultades mencionadas, y de acuerdo con la Nota ENARGAS N° 4.596/2004, se llevaron a cabo actividades con la finalidad de atender las necesidades de expansión y abastecimiento de las redes del área licenciada.

La emergencia

- 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 cinco leyes. La última de éstas se publicó el 04/01/08 bajo el N° 26.339, extendiendo la prórroga hasta el 31/12/08 con iguales efectos que la predecesora.
- A partir de la sanción por parte del PEN de los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004, de fecha 13/02/04, se 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 continúan con aspectos pendientes de resolución.

A estos decretos le sucedieron una serie de disposiciones que han ido reglamentando los aspectos considerados por ambos decretos y que se trataron en detalle en las Reseñas Informativas anteriores conforme fueron surgiendo. En la presente Reseña se incluyen las normas que por su naturaleza se destacan entre las emitidas hasta la fecha en función de su necesaria referencia para el entendimiento del asunto que se trate.

- La SE emitió la Resolución N° 2.020/2005 publicada el 23/12/05 por la cual modifica la Resolución SE N° 752/2005 en lo que se refiere a la segunda etapa del proceso de desagregación de los servicios de venta de gas, transporte y distribución (“unbundling”), disponiendo la subdivisión de la categoría SGP3 en tres Grupos, en función del consumo anual de los 12 meses previos a la firma del Acuerdo (descrito en el capítulo “El gas” de la presente Reseña). Establece además una serie de condiciones para el caso de clientes que no hayan suscrito contratos de suministro a la fecha en que les corresponde adquirir el gas en forma directa; y una prórroga para las estaciones de GNC fijando en el 01/03/06 la fecha a partir de la cual estos usuarios debían adquirir el gas en forma directa.
- Posteriormente, la SE emitió la Resolución SE N° 275/2006 que establece una nueva prórroga para las estaciones de GNC fijando en el 01/04/06 la fecha a partir de la cual estos usuarios deberían adquirir el gas en forma directa mediante un mecanismo de subastas electrónicas a través de Ofertas Irrevocables (“OI”) presentadas en el MEGSA. En esta Resolución la SE define que en la primer subasta (marzo de 2006) los únicos “representantes” de las estaciones de GNC ante el MEGSA serán las distribuidoras (anteriormente estaban expresamente excluidas) para lo cual los clientes GNC de la Sociedad deben otorgarle un poder de representación indicando la cantidad de módulos de gas natural que requieren para cada estación.

Se impone además a las distribuidoras la obligación de administrar -temporariamente hasta el 30/09/06 y con continuidad sujeta a evaluación de la SE- los contratos de gas para las GNC sin darles derecho a obtener compensación por este servicio. La Sociedad cuestionó esta Resolución por entender que modifica unilateralmente las Reglas Básicas de la Licencia sin la adecuada compensación. Posteriormente, la SSC mediante su Nota N° 1.634/2006 de fecha 29/09/2006, comunicó a la Sociedad que hasta tanto las estaciones de GNC no manifiesten su intención de que otro actor del mercado realice las tareas previstas en sustitución de la distribuidora, la Sociedad deberá continuar realizándolas. Asimismo, cualquier otro actor que quiera llevar a cabo las tareas en cuestión requiere de la aprobación previa de la SE, tal lo dispuesto en el punto VI del Anexo I de la Resolución SE N° 275/2006. En la subasta correspondiente a setiembre de 2006 la totalidad de las estaciones de GNC del área licenciada se presentaron a través de la Sociedad. Durante el mes de julio de 2007 se llevó a cabo la subasta anual con vigencia a partir del 01/05/07 y hasta el 30/04/08. Luego de sucesivas

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

prórrogas de los contratos vencidos el 30/04/07, la nueva asignación de la subasta tuvo efecto a partir del 01/08/07. Asimismo, la subasta estacional que debió llevarse a cabo durante el mes de setiembre de 2007 fue suspendida por la Circular MEGSA N° 122/2007 del 18/09/07.

- Siguiendo con el proceso de Renegociación del Contrato de Licencia dispuesto por el Gobierno Nacional, durante el mes de enero de 2006 se mantuvieron reuniones con los equipos técnicos de la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (“UNIREN”) en las cuales se entregó toda la actualización de información requerida por la misma. A comienzos del mes de junio de 2006, la UNIREN remitió nuevamente una propuesta de Acta Acuerdo sin cambios significativos con relación a la propuesta que fuera tratada en la Audiencia Pública del 25/08/05. La Sociedad procedió a informar a la UNIREN que esta propuesta continuaba siendo unilateral y no reflejaba el resultado del consenso entre las partes, manifestando la disposición para continuar con el proceso de renegociación.

Las Actas Acuerdos propuestas por la UNIREN fueron respondidas por la Sociedad indicando los puntos de desacuerdo y sugiriendo, a cambio, nuevas redacciones y conceptos. A fines del mes de enero de 2007, la Sociedad envió a dicho organismo un proyecto del artículo 18 a ser incorporado a la propuesta de Acta Acuerdo que la Sociedad presentara a la UNIREN con fecha 26/07/06, con relación a las suspensiones y desistimientos de acciones contra el Estado Nacional respecto de la Sociedad. Luego de una serie de reuniones llevadas a cabo entre los meses de mayo y diciembre de 2007 para tratar de avanzar en aspectos técnicos, la UNIREN remitió por correo electrónico, y en forma sucesiva, tres propuestas sin cambios relevantes respecto de la propuesta anterior y similar a las Actas Acuerdo firmadas por otras distribuidoras (la última de ellas fue recibida en enero de 2008). Sin perjuicio de esto último, la Sociedad sigue manteniendo reuniones con personal de la UNIREN para tratar de avanzar en los distintos aspectos de la renegociación.

Las tarifas

Tarifas de distribución

- La Sociedad solicitó oportunamente al ENARGAS, al Ministerio de Economía y Producción de la Nación (“MECON”) y a otras áreas de gobierno, urgentes incrementos de tarifas de distribución que permanecen congeladas desde julio de 1999, tendientes a revertir los impactos negativos de la coyuntura, 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”), sin que hasta la fecha las Autoridades hayan dado respuesta a las solicitudes realizadas por la Sociedad.

Ajustes estacionales por variación del precio de compra del gas

- En la Resolución ENRG 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, por lo cual mantuvo a los valores de octubre de 2004 las tarifas para los segmentos R1, 2 y 3, SGP1 y 2, con un costo de gas que no refleja el precio del gas comprado acorde a la reglamentación vigente.

El ENARGAS omitió nuevamente la emisión de los cuadros tarifarios por variación en el precio del gas comprado que debían tener vigencia a partir del 01/05/06 y que debían contener, además del precio estimado para el siguiente periodo estacional, las compensaciones adecuadas por el costo del gas natural y del GLP de Malargüe. A pesar de los oportunos reclamos formulados por la Sociedad, el ENARGAS no brindó ninguna justificación para tal inobservancia de la normativa, incluso reiteró dicha conducta al no emitir los cuadros tarifarios que debían tener vigencia a partir del 01/10/05, 01/05/06, 01/10/06, 01/05/07 y 01/10/07. El ENARGAS tampoco ha emitido los distintos cuadros tarifarios del resto de las distribuidoras que debían tener vigencia a partir del 01/05/06. La Sociedad ha presentado los recursos y reclamado con el carácter de Pronto Despacho por cada uno de los cuadros tarifarios no emitidos por el ENARGAS. Además, en abril de 2007 interpuso por ante el Juzgado Federal N° 2 de Mendoza acción de amparo por mora para que el tribunal ordene al ENARGAS a pronunciarse sobre las resoluciones en la materia pendientes a esa fecha.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El transporte

- La Sociedad dispuso de la capacidad de transporte contratada para el ejercicio. Asimismo, el Gobierno Nacional mediante la Resolución N° 185/2004 del MPFIPyS 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 TGN SA, para la ampliación de la capacidad de transporte firme del Gasoducto Centro Oeste, en julio de 2004 se le adjudicó a la Sociedad la disponibilidad de 531.497 m³/día hasta abril de 2008, sobre un total de 2,4 MMm³/día que la Sociedad requiriera oportunamente mediante una Oferta Irrevocable de Transporte Firme.

No obstante, diferentes definiciones de la SE (Notas N° 1.565/2004, N° 1.521/2005 y N° 1.618/2005) establecerían que a las Estaciones de GNC corresponde asegurarles una reserva de capacidad firme inicial (Reserva Mínima Inicial “RMI”) que debe mantenerse en forma prioritaria con relación a la mayor demanda que puedan generar los clientes residenciales y otros ininterrumpibles. Asimismo, en la Resolución N° 752/2005 la SE establece que además de las estaciones de GNC, debe asegurarse el mantenimiento de la condición firme a los servicios SGP3 y SGG. Dado que estas definiciones fueron todas posteriores al CA01, la Sociedad solicitó al ENARGAS que se expidiera respecto a estas definiciones de la SE, ya que modificaban de manera sustancial las Bases del CA01 y, consecuentemente, correspondía revisar íntegramente las asignaciones de capacidad realizadas.

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, informando luego que no había logrado el financiamiento total de las obras. En concreto, 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 gasoducto Centro Oeste por falta de financiamiento.

El ENARGAS determinó que el Cargo por Fideicomiso fuera prorrateado entre todos los cargadores firmes de TGN SA y Transportadora de Gas del Sur S.A. (“TGS SA”), 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).

Para suplir la falta de expansión del GCO, y como consecuencia de lo establecido en el Anexo V del Decreto del PEN N° 1.882/2004 del 21/12/2004, donde se prevé la situación de que en caso de no surgir oportunamente el financiamiento necesario que permita la concreción de la ampliación de dicho gasoducto, YPF S.A. se comprometió a ofrecer servicios equivalentes a la capacidad de transporte asignada, a un costo que no debía ser superior al que se hubiese pagado durante el periodo invernal en condiciones de haberse llevado adelante la expansión del GCO.

Como alternativa de abastecimiento para los años 2005 y 2006, y dando cumplimiento a lo comprometido con el Gobierno Nacional, YPF S.A. celebró con la Sociedad un convenio por un servicio de comercialización de capacidad de Transporte Firme de 531.497 m³/día, por un año, para los periodos comprendidos entre el 01/06/05 y el 15/09/05 y el 15/05/06 hasta el 15/09/06.

Para suplir la falta de expansión del transporte en 2007, el ENARGAS, mediante Resolución N° 3.773/2007, ha reasignado a favor de la Sociedad, a partir de mediados de mayo de 2007 y hasta el 30/04/08, capacidad de transporte en firme por un volumen de 531.497 m³/día.

Aún cuando los clientes de la Sociedad no se beneficiaron con ninguna expansión en el sistema de transporte, desde el 15/06/05 se encuentra vigente el cobro de los cargos Fideicomiso Gas destinados al repago de las inversiones en la expansión del sistema de transporte de TGN SA organizado por la SE correspondiente al CA01. Dicho cargo tiene un impacto significativo en el valor incluido en las tarifas como costo de transporte, estando excluidos los usuarios residenciales, las categorías SGP1 y 2 y los Subdistribuidores. La Sociedad actúa como agente de percepción de este

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

cargo, a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A. de acuerdo a la normativa emitida por las autoridades competentes.

- A finales del mes 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, 2007 y 2008. Dentro de dicho programa a TGN SA le corresponde ampliar en 10 MMm³/día (5 MMm³/día sobre el Gasoducto Norte y 5 MMm³/día sobre el Gasoducto Centro Oeste), por lo que TGN SA hizo el llamado a un nuevo Concurso Abierto de Capacidad de Transporte denominado Concurso Abierto TGN SA 01/2005 ("CA02"), invitando a los interesados en obtener nueva capacidad firme a presentar OI. 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 ininterrumpibles 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.

Por indicación del ENARGAS, la Sociedad notificó a todos los clientes (excepto R, SGP1 y 2) de la existencia del concurso y de la posibilidad de solicitar su capacidad de transporte por sí o a través de la distribuidora, no obstante, contrariamente a lo definido en las bases del concurso, 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 remitió una OI a TGN SA por 2,0 MMm³/día bajo Prioridad 1 por un plazo de 35 años. Adicionalmente, en base a los pedidos realizados por clientes de la Sociedad para solicitar capacidad a través de la distribuidora, la Sociedad remitió otra OI a TGN SA por 1,6 MMm³/día bajo Prioridad 3 y 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 (siendo 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. Con fecha 06/04/06 el ENARGAS publicó la Nota ENRG N° 2.028/2006 con el detalle de las Ofertas adjudicadas con relación al CA02. En dicha nota el ENARGAS asignó a la Sociedad, 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, totalizando 1.067.000 m³/día. 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 está supeditado a la obtención de financiamiento, por lo cual, a la fecha se desconoce el plazo cierto de disponibilidad.

Ante el escenario de demoras en la ejecución de las obras de expansión que permitan disponer efectivamente de la nueva capacidad de transporte, y habiendo verificado que el ENARGAS procedió, mediante sendas resoluciones, a reasignar capacidad en firme a otra distribuidora y a un subdistribuidor por el volumen completo de la capacidad que les fuera asignado en el CA02, y hasta que la capacidad resultante de la expansión prevista esté disponible, la Sociedad presentó un reclamo formal ante la manifiesta discriminación incurrida por el ENARGAS y requirió trato igualitario. A tal fin solicitó la inmediata reasignación de capacidad firme por el total que le fuera asignado en el CA02. A la fecha el ENARGAS no ha emitido respuesta ni actuó conforme lo solicitado.

- 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. Mediante esta ley, el PEN está facultado para fijar el valor de los cargos específicos y ajustarlos, en la medida que resulte necesario, a fin de atender el repago de las inversiones y cualquier otra erogación que se devengue con motivo de la ejecución de las obras definidas por el PEN y financiadas mediante fideicomisos constituidos o que se constituyan para atender las inversiones relativas a las obras de

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° I F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

infraestructura del sector energético. Mediante Decreto PEN N° 1.216/06 publicado el 18/09/06 se reglamentó la Ley N° 26.095. Adicionalmente, en el mismo día se publicó la Resolución del MECON N° 731/2006 a través de la cual se exceptúan de la constitución del depósito nominativo, no transferible y no remunerado previsto en los incisos c) y d) del artículo 4° del Decreto PEN N° 616/2005 publicado el 10/06/05, a los ingresos de divisas al mercado local de cambios destinados u originados en la suscripción primaria de certificados de participación, bonos o títulos de deuda emitidos por fideicomisos cuyo objeto sea el desarrollo de obras de infraestructura energética.

El 05/01/07 se publicó la Resolución MPFIPyS N° 2.008/2006 en la cual se establece que a efectos de determinar el valor inicial del cargo específico para repagar las obras de ampliación, quedarán excluidas las categorías Residencial, estaciones de GNC, SGP1 y SGP2. Además estableció que estos nuevos cargos específicos tendrían aplicación a partir del 01/01/07, alcanzando a todos los usuarios no exceptuados. Mediante la Resolución N° 3.689/2007 del 09/01/07, el ENARGAS determinó por cada transportadora los cargos específicos por metro cúbico/día aplicables. El nuevo cargo específico constituye un incremento significativo del costo de transporte, con lo cual su costo actual -tarifa original de TGN con más los 2 cargos específicos creados- representa un valor que multiplica varias veces a la propia tarifa de transporte vigente a la fecha. Este nuevo cargo ha generado diversas reacciones por parte de los clientes industriales que están sujetos al pago, alguno 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.

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, para todas las categorías de usuarios comprendidos en el mismo, con vigencia hasta el 31/12/07. Asimismo, se instruye al ENARGAS a evaluar bimestralmente la posibilidad, conveniencia y mantenimiento en el tiempo de la bonificación.

El gas

- Con relación a la disponibilidad del gas natural es menester realizar una breve síntesis previa a lo acontecido durante el año 2007. A partir de enero de 2002 todos los contratos de suministro de gas resultaron afectados por las medidas adoptadas por el Estado Nacional en el marco y/o con motivo de la Ley de Emergencia. La Resolución N° 208/2004 del MPFIPyS –publicada el 22/04/04- homologa el “Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, dispuesto por el decreto PEN 181/2004” (el “Acuerdo”), que fuera suscripto el 02/04/04 entre la SE y los principales Productores de gas, previéndose, entre otras cuestiones, la normalización de precios de gas en el PIST (“Punto de Ingreso al Sistema de Transporte”), 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 operaba el 31/12/06.

Adicionalmente, se suspendieron –durante la vigencia del Acuerdo- todos los procesos y reclamos de los productores contra las distribuidoras por la pesificación de los acuerdos de provisión de gas, aunque se requirió un acuerdo previo de suspensión de los plazos para evitar la prescripción, ante la eventualidad de que por incumplimiento del Estado de sus obligaciones asumidas en el Acuerdo, éste pierda vigencia.

En cumplimiento de lo allí dispuesto y luego de sucesivas y múltiples gestiones, la Sociedad logró reestructurar durante el 2004 los acuerdos con tres productores de gas bajo dos contratos, los cuales establecían como fecha de vencimiento el 31/12/06 en concordancia con el Acuerdo. Asimismo no se pudo concretar acuerdo alguno con el principal proveedor de gas natural, YPF S.A., a pesar de los ingentes esfuerzos realizados al respecto por la Sociedad y de las estrictas instrucciones impartidas por las autoridades en el marco del Acuerdo. No obstante YPF S.A. continuó con la provisión de gas por medio del mecanismo de redireccionamiento establecido por la SE y el ENARGAS.

Por otra parte, la Sociedad cumplimentó cabalmente el proceso de “unbundling” de gas implementado por las Resoluciones SE N° 752/2005, 2.020/2005 y 275/2006 y normativas concordantes, trayendo en consecuencia los volúmenes de gas disponibles de los acuerdos reestructurados con los Productores.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

De igual manera, con sustento en el Art. 16 de la Resolución SE N° 752/2005, la Sociedad solicitó oportunamente a dichos Productores y a YPF S.A. el incremento de las cantidades disponibles hasta lo necesario para que pudiera seguir abasteciendo a los usuarios prioritarios, lo que no fue cumplimentado por ningún Productor. Esta situación obligó a la Sociedad a requerir los volúmenes faltantes a la SE y al ENARGAS bajo los mecanismos previstos en la normativa vigente de manera similar a lo aplicado durante los años 2004, 2005 y 2006.

Adicionalmente, en setiembre de 2006 la Sociedad manifestó formalmente a YPF S.A. y a los demás Productores con los cuales mantenía contratos vigentes hasta el 31/12/06, su voluntad de renovar los acuerdos de abastecimiento, contemplando en tal sentido lo estipulado en el Art. 16 de la Resolución SE N° 752/2005, y manteniendo los demás términos y condiciones conforme surgiera de la eventual prórroga del Acuerdo. Solamente un productor respondió, manifestando la imposibilidad de negociar lo requerido dada la incertidumbre existente respecto de la normativa aplicable o que pudiera emitir la Autoridad.

No obstante el vencimiento del Acuerdo (el 31/12/06), y ante la demora de un nuevo acuerdo entre la SE y los Productores para resolver la situación de abastecimiento al mercado interno, los Productores con acuerdos con la Sociedad prorrogaron sucesivamente los mismos. En similar sentido actuó YPF S.A. informando que mantendría sus compromisos de abastecimiento. La Sociedad manifestó su conformidad con las prórrogas y su disposición a lograr formalizar los acuerdos de abastecimiento pertinentes.

- Finalmente, 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.

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 de 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 a partir del momento que lo determinen, 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.

A la fecha la Sociedad ha recibido propuestas de acuerdos de compraventa de gas natural de seis productores, en los términos del Acuerdo 2007-2011, que representarían el 87% del volumen total comprometido en el Acuerdo 2007-2011, cuyos términos, no obstante, todavía no han podido ser satisfactoriamente acordados. La Sociedad continúa en proceso de negociación con los productores.

La Sociedad ha puesto en conocimiento del ENARGAS y de la SE sus observaciones respecto a la Resolución N° 599/2007 señalando: (i) que las cantidades de gas previstas en los Anexos del Acuerdo 2007-2011 resultan insuficientes para el abastecimiento de la demanda prioritaria a cargo de la Sociedad, por cuanto se tomó como base la demanda promedio mensual en lugar de los picos diarios que caracterizan esta demanda; (ii) que el invierno de 2006 tomado como referencia no es representativo ya que fue un año excepcionalmente cálido; (iii) que tampoco la estacionalidad del año 2006 es representativa de lo ocurrido en el año 2007 y de lo que pudiera ocurrir en los años 2008 a 2011; y (iv) que no se fijan precios ciertos para el gas a ser adquirido para la demanda prioritaria. Esta resolución modifica sustancialmente las condiciones estipuladas en la Licencia para la adquisición de gas a los productores, atribuyendo a la

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

SE la potestad de ser quien define las condiciones de la provisión de gas. La Sociedad no puede asegurar el resultado de las negociaciones respecto de los restantes aspectos.

En este contexto la Sociedad, en caso de no obtener los derechos contractuales sobre el gas asignado para los consumos prioritarios, se ve obligada a requerir los volúmenes faltantes a la SE y el ENARGAS bajo los mecanismos previstos en la normativa vigente de manera similar a lo aplicado desde el año 2004 y hasta agosto de 2007.

También se ha señalado al ENARGAS el carácter particular del período invernal 2007 en cuanto a que las perdurables y extremadamente bajas temperaturas con relación a las crónicas de los últimas décadas y su consiguiente impacto en el sistema, se vio agravada por la insuficiencia de gas y de capacidad de transporte disponible, situación advertida reiteradamente por la Sociedad a esa Autoridad. Esta situación, generalizada en el sistema nacional, ha llevado a continuas restricciones de servicio a industrias interrumpibles, semifirmes y firmes (propios o cargadores directos), así como ocasionales restricciones a los servicios firmes de GNC. El sistema fue declarado en situación de emergencia en forma casi permanente durante todo el invierno. La difícil situación llevó a convocar al Comité de Emergencia previsto en las Pautas de Despacho (conforme Resolución ENARGAS N° 716/1998) y, ante el agravamiento de la situación, intervinieron distintos organismos del Estado Nacional impartiendo instrucciones directas a los diferentes actores de la industria.

Como consecuencia de la falta de inyección de gas de los productores con destino específico a las distintas distribuidoras, la Sociedad ha generado desbalances por faltante de gas en el sistema de transporte. La Sociedad ha solicitado a la SE y a los productores las transferencias de gas necesarias para compensar dichos desbalances. A la fecha, varias distribuidoras han obtenido transferencias de los productores a los precios vigentes, que les han permitido compensar en parte los desbalances ocurridos por igual motivo. A la fecha, la Sociedad continúa con las gestiones para obtener la compensación citada.

El 13/07/07 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. Por Disposición N° 54/2007 del 23/07/07, la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión aprobó el reglamento operativo del programa.

- Mediante instrucciones precisas, la SE convalidó que se procediera a la cancelación, para el periodo comprendido entre el 11/06/04 y el 25/08/04, de las diferencias determinadas en ciertas facturas por compra de gas derivado en función de la Disposición 27/2004 de la SSC (actualmente reemplazada por la Resolución 659/2004 de la SE), que reglamentan restricciones a la exportación de gas y mecanismos para priorizar el mercado interno, por cuanto 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, pues 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 tarifas de estos montos incrementales. Las inyecciones de gas de exportación efectuadas en los periodos comprendidos entre el 24/04/04 y el 10/06/04 y las derivadas por aplicación de la Resolución SE N° 659/2004 durante el invierno de 2005, continúan con saldos no autorizados pendientes de convalidación por parte de la SE y el ENARGAS.
- 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. A la fecha aún no

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

han sido ratificadas las cantidades de GLP que la Sociedad dispone para el abastecimiento de los usuarios de la localidad de Malargüe para el periodo mayo/2007–abril/2008, ni las cantidades provistas en periodos anteriores.

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 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 con copia al ENARGAS y demás Autoridades, que a partir del 30/04/07, la Sociedad cesaba la operación de dicha planta y consiguientemente 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, exhortó a la Sociedad a mantener la plena continuidad del servicio licenciado. La Sociedad interpuso un Recurso de Reconsideración. Con fecha 27/04/07 el ENARGAS volvió a intimar 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 –en cumplimiento de dicha intimación– ha extendido 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 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 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 este 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.

Respecto del GLP utilizado para abastecer a Malargüe, la notable diferencia entre el costo del GLP reconocido en la tarifa según el último cuadro tarifario aprobado por el ENARGAS para los usuarios SGP3 y el costo real de mercado, y del prolongado mantenimiento de tal situación sin que el ENARGAS se expida sobre el fondo de la cuestión, aún a instancia de haber sido requerido en forma y oportunidad por la Sociedad, el 30/03/07 la misma comunicó al ENARGAS que la falta de reconocimiento del verdadero costo pone a la Sociedad ante la imposibilidad de continuar adquiriendo a partir del 01/04/07 volúmenes de GLP para usuarios del servicio SGP3 de la subzona Malargüe a un precio superior al reconocido en el cuadro tarifario vigente.

Como consecuencia de ello, la Sociedad comunicó a los clientes SGP3 y al ENARGAS, que hasta tanto no se solucione el reconocimiento del costo real mediante la adecuación de las tarifas, se les facturará la diferencia entre el precio del GLP más flete incluido en la tarifa y el efectivamente abonado por la Sociedad. A partir de mayo de 2007 se procedió a facturar esta diferencia. Los tres clientes SGP3 pagaron la totalidad de las facturas, dos bajo protesto, los cuales a su vez presentaron un reclamo al ENARGAS. Esa instancia fue trasladada a la Sociedad mediante Notas ENRG N° 3.194 del 30/05/07, N° 8.059 del 25/10/07 y N° 8.980 del 28/11/07, por las que el ENARGAS instruyó a la Sociedad para que no

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

aplique tarifas distintas hasta que la misma Autoridad Regulatoria resuelva sobre el caso particular. A raíz de ello, la Sociedad ha procedido a devolver los montos reclamados por estas diferencias.

Con fecha 02/01/08 la Sociedad inició una acción declarativa de certeza ante el Juzgado Federal de San Rafael, provincia de Mendoza, a los fines de que declare que la Sociedad no se encuentra obligada a continuar gestionando la adquisición de GLP ni la contratación del flete destinado a los clientes del servicio SGP3 y otras industrias, ni a soportar las diferencias de costos entre el precio de mercado y el incluido en las tarifas aprobadas por el ENARGAS. También solicitó se instruya al ENARGAS que disponga el traslado a tarifa de los importes abonados por la Sociedad por tales conceptos hasta el presente. Con fecha 24/01/2008 la Justicia Federal notificó a la Sociedad que concedió la medida cautelar facultando a la Sociedad a facturar a los usuarios industriales comprendidos en el requerimiento, como ítem desagregado, los extra-costos de GLP y flete correspondientes, y ordenando a tales usuarios a abonar los mismos de modo provisorio y al ENARGAS a que se abstenga de iniciar cualquier procedimiento sancionatorio a la Sociedad hasta tanto se resuelva el principal, quedando facultada la misma a interrumpir el servicio en caso de incumplimiento de los obligados al pago.

Los clientes

- Se renovaron los acuerdos con los Grandes Usuarios para el periodo comprendido entre el 01/05/07 y el 30/04/08, adecuándose los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de disponibilidad de transporte y distribución, ya que a partir del 01/09/05 todos los usuarios de esta categoría debieron obligatoriamente asumir la condición de “clientes directos” adquiriendo el gas por su cuenta. En tal sentido, los compromisos asumidos son únicamente en la modalidad “sólo transporte” y contemplan un periodo de cesión de capacidad total durante el invierno por 120 ó 153 días en aquellos días en que deben tener prioridad los servicios prioritarios.

También se encuentran vigentes las renovaciones de los acuerdos con clientes de la categoría SGG para el periodo comprendido entre el 01/05/07 y el 30/04/08, manteniendo en los meses invernales de mayo a setiembre inclusive, la capacidad diaria reservada vigente en 2004, pero permitiendo que el cliente reserve una capacidad mayor para los restantes meses de modo de facilitar una mayor disponibilidad de servicio.

- En virtud de lo dispuesto por el Decreto. PEN N° 180/2004, ratificado por la Resolución ENRG N° 3.035/2004 y normativa de jerarquía superior, la Capacidad de Reserva Diaria (“CRD”) que contratan las GNC Firmes es actualizada por la Sociedad anualmente, en el mes de abril de cada año, en función de los picos de consumo normales y habituales registrados en cada estación en el período anual anterior. La posibilidad de incrementar la CRD está supeditada a la disponibilidad de capacidad en firme remanente por parte de la Sociedad.

Por otra parte, la Resolución SE N° 606/2004 reglamenta la posibilidad de que las estaciones revendan la CRD que no utilizan mediante mecanismos administrados por el MEGSA.

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 derogarlas disposiciones relativas a la CRD del segmento GNC. Mediante este cambio de criterio, la SE asigna a la RMI (Reserva Mínima Inicial originalmente definida por el Decreto N° 180/2004 en función de los picos de consumo diarios o mensuales registrados en cada estación en el periodo anual anterior al comienzo de su aplicación) un supuesto carácter de inalterabilidad e ininterrumpibilidad inexistente en los Decretos y en la Licencia de Distribución. Es decir, un alcance mayor y más extenso, 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). Adicionalmente tampoco considera las posibilidades físicas y de falta de disponibilidad efectiva de capacidad de transporte por parte de la Sociedad, tal cual quedó demostrado durante el período invernal 2007, como así tampoco tiene en cuenta la obligación de las estaciones de GNC de contar con un contrato, tal cual lo prevé la Licencia de Distribución y el referido decreto.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Contra cada acto administrativo emitidos por el ENARGAS y/o por la SE y SSC, la Sociedad interpuso Recursos de Reconsideración, y adicionalmente de Alzada en Subsidio en cuanto fuere pertinente. Los argumentos sostenidos por la Sociedad no han sido aún tenidos en cuenta por las Autoridades. El reclamo administrativo principal se encuentra actualmente en instancia de Alzada.

En este contexto la Sociedad notificó a todos sus clientes del servicio Firme GNC la nueva reserva de capacidad que les correspondía en base a la actualización de la información sobre sus consumos en los doce meses precedentes. Por otra parte la Sociedad ofreció a sus clientes GNC los modelos de contratos aplicables a las estaciones de GNC para el periodo 01/05/07 al 30/04/08, que reflejan la nueva situación de compra directa de gas por parte de éstos a los productores.

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 diario hasta un total de 5.000 m³/día, manteniendo la vigencia hasta el 30/04/07. El 19/04/07 el ENARGAS emitió la Resolución N° 3.736/2007 por la cual prorrogó en todos sus términos la Resolución N° 3569/2006 con vigencia hasta el 30/04/08 inclusive. Todas estas medidas fueron oportunamente recurridas por la Sociedad sin que a la fecha se hayan obtenido respuestas que reflejen que los argumentos expuestos por la Sociedad estén siendo atendidos.

No obstante, la SSC entendió que esta decisión del ENARGAS representa una “interacción negativa” con las disposiciones propias adoptadas, motivando a que estableciese, en una posterior comunicación de la SE al MEGSA (Nota SE N° 402/2007 del 30/04/07) 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 N° 714/2007 por la que ratifica la posibilidad introducida por Nota SE N° 334/2007 de que las GNC Firms 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 cada GNC a título individual cumpla con adherir al régimen previsto en la norma inscribiéndose en el “Registro de GNC 606”, cuya creación se instruye al MEGSA, y 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 5000 m³/día en condición firme a las estaciones GNC Interrumpibles, en contraprestación de lo cual la distribuidora bonificará a la GNC Firme cedente todos los costos por el servicio de transporte y distribución.

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 realizar las operaciones que pretendan realizarse en el marco de la Resolución SE N° 714/2007 y su normativa concordante.

El ENARGAS con fecha 14/09/07 emitió la Nota ENR/CRyS N° 6.774 solicitando la ratificación y/o rectificación de la información presentada y la elaboración de un nuevo proyecto que considere la variante de disponer del abastecimiento desde a un gasoducto de TGN SA. De acuerdo a lo requerido, la Sociedad por nota GTO N° 5726/07 de fecha 26/10/07,

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ratificó la información presentada según el anteproyecto N° 65.430 y el anteproyecto alternativo, en el cual se adjunta la traza teórica tentativa para abastecer a Malargüe desde el Sistema de TGN.

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 en 2004, 2005 y 2006 con la postergación temporaria del otorgamiento de factibilidades para clientes SGP (3° escalón) con consumos superiores a 108.000 m³/año, 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. En particular, en el apartado “Regulación de eficiencia energética” dentro del capítulo de disposiciones para el mediano y largo plazo, se establece que deberán evaluarse distintas alternativas regulatorias y tarifarias a fin de establecer mecanismos permanentes de promoción de la eficiencia energética en el ámbito de las empresas distribuidoras de energía eléctrica y gas natural sujetas a regulación federal.

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

	<u>31/12/07</u>	<u>31/12/06</u>	<u>31/12/05</u>	<u>31/12/04</u>	<u>31/12/03</u>
Activo corriente	84.556	57.930	66.606	63.199	75.955
Activo no corriente	521.823	528.939	532.179	542.483	551.045
Total	<u>606.379</u>	<u>586.869</u>	<u>598.785</u>	<u>605.682</u>	<u>627.000</u>
Pasivo corriente	60.138	41.512	44.597	40.628	43.542
Pasivo no corriente	663	682	1.717	1.765	694
Subtotal	<u>60.801</u>	<u>42.194</u>	<u>46.314</u>	<u>42.393</u>	<u>44.236</u>
Patrimonio neto	<u>545.578</u>	<u>544.675</u>	<u>552.471</u>	<u>563.289</u>	<u>582.764</u>
Total	<u>606.379</u>	<u>586.869</u>	<u>598.785</u>	<u>605.682</u>	<u>627.000</u>

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

	<u>31/12/07</u>	<u>31/12/06</u>	<u>31/12/05</u>	<u>31/12/04</u>	<u>31/12/03</u>
Resultado operativo ordinario	42.452	30.327	32.133	28.035	25.324
Resultados financieros y por tenencia	3.828	3.211	2.730	1.621	7.138
Otros (egresos) - ingresos netos	(92)	85	2.992	710	(615)
Utilidad ordinaria antes del impuesto a las ganancias	<u>46.188</u>	<u>33.623</u>	<u>37.855</u>	<u>30.366</u>	<u>31.847</u>
Impuesto a las ganancias	(19.991)	(16.125)	(17.473)	(14.841)	(15.340)
Utilidad neta	<u>26.197</u>	<u>17.498</u>	<u>20.382</u>	<u>15.525</u>	<u>16.507</u>

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

4) Datos estadísticos:

	31/12/07	31/12/06	31/12/05	31/12/04	31/12/03
Ingresos por ventas (miles de pesos)	189.283	164.557	205.309	184.865	167.307
Volúmenes operados (millones de m ³)	2.286,2	2.196,5	2.166,1	2.047,6	1.799,9

5) Índices:

	31/12/07	31/12/06	31/12/05	31/12/04	31/12/03
Liquidez ¹	1,41	1,40	1,49	1,56	1,74
Liquidez inmediata ²	1,38	1,29	1,39	1,46	1,71
Solvencia ³	8,97	12,91	11,93	13,29	13,17
Endeudamiento ⁴	0,11	0,08	0,08	0,08	0,08
Razón del Patrimonio neto/Activo total	0,90	0,93	0,92	0,93	0,93
Inmovilización del capital ⁵	0,86	0,90	0,89	0,90	0,88
Rentabilidad ⁶	0,05	0,03	0,04	0,03	0,03
Leverage financiero (ROE/ROA) ⁷	1,09	1,05	1,06	1,06	0,99
Rotación de activos ⁸	0,31	0,28	0,34	0,31	0,27
Rotación de inventarios ⁹	1,40	1,95	0,59	0,70	0,61

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 31/12/07).

- Las ventas totales y el resultado operativo obtenido al cierre del ejercicio 2007 están fuertemente afectados por la extraordinaria situación verificada en el invierno donde las bajas temperaturas registradas fueron muy rigurosas y persistentes y ubican a la crónica térmica registrada en el 2007 como la más fría en los últimos 38 años. Ello significó un importante incremento de la demanda asociada a la temperatura (en general, los consumos residenciales y pequeños comercios e industrias) y, como contrapartida, un alto nivel de restricción a los servicios de menor prioridad, en general, a grandes industrias.
- El resultado operativo ordinario al 31/12/07 (utilidad de \$42,5 millones) acusa un incremento de 40,3% con respecto al 31/12/06, en gran medida explicada por el incremento de la demanda originado en las bajas temperaturas registradas en el invierno, pero lo más relevante ha sido su caída –a consecuencia del congelamiento de tarifas desde 1999- de 45,1% (\$34,9 millones) 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 31/12/07 es una ganancia de \$26,2 millones, que representa un incremento de 49,7% con respecto a la registrada al 31/12/06, que ascendió a \$17,5 millones. El mayor impacto entre ambas está dado por el efecto neto entre: (i) el aumento de 15% de las ventas en pesos con respecto al 31/12/06 (originado conjuntamente y con distintos efectos, en la menor venta de gas por efecto del unbundling, en la diferente distribución

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 del ejercicio / Patrimonio neto promedio.

⁷ Fórmula: (Resultado neto ordinario / Patrimonio neto) / ((RNO + Intereses perdidos) / Activo).

⁸ Fórmula: Ventas / Activo.

⁹ Fórmula: Costo de materiales / Existencia promedio de Bienes de cambio (materiales).

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

de la venta por segmentos de clientes, y en un incremento del volumen de gas operado de aproximadamente 4,1%); (ii) el incremento del costo de ventas más los gastos de administración y comercialización, que en conjunto subieron 9,4% al 31/12/07 respecto del 31/12/06. El costo de ventas aumentó 3,1%, fundamentalmente por el efecto neto entre el aumento de 6,7% en las compras de gas luego del unbundling, de la disminución del costo de transporte en 8,6% y el incremento de 5,4% en los costos de distribución. Los gastos de administración aumentaron 31,3% y los de comercialización aumentaron 33,4%; y (iii) la mayor ganancia neta de los resultados financieros netos obtenidos al 31/12/07, de 19,2% respecto de los correspondientes al 31/12/06, como consecuencia, principalmente, de un aumento de 493 en la ganancia neta por intereses, de un incremento de 389 en la ganancia neta por diferencias de cotización y de una disminución de 265 en los resultados por tenencia generados por activos.

6) Perspectivas:

- Para el primer trimestre del año 2008 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 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. A nivel institucional, se continuará con las habituales campañas de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono.
- Finalizar las auditorías técnicas, comerciales y administrativas que se encontraban en curso al cierre del ejercicio 2007, 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 definición de un modelo de organización, gestión y control con estadios de creciente eficiencia. Implementar la etapa 2 de la página institucional, evaluar la etapa 3 del mismo proyecto, y comenzar el desarrollo de la etapa 2 del sistema de colectores de datos, manteniendo las aplicaciones existentes y construyendo otras como apoyo a la gestión de la Sociedad.
- Iniciar el desarrollo del programa anual de capacitación del personal abarcando aspectos técnicos, profesionales, actitudinales y de formación complementaria, con un estimado en 5.500 horas/hombre.
- Continuar con la política de 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

- 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 2008 la suma de \$15,5 millones, monto que podrá variar en función de las condiciones de financiamiento que finalmente se establezcan, 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 dispongan. No obstante ello, la Sociedad se

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

compromete a realizar las inversiones necesarias para mantener las condiciones de seguridad, continuidad y control del sistema de distribución.

Entre otras inversiones, se dará inicio al desarrollo de las obras de potenciamiento y renovación de redes y servicios; se comenzarán las obras de construcción de nuevas cámaras y de estandarización de otras; la instalación de probetas de corrosión y equipos rectificadores, y la renovación de dispersores; se iniciará la construcción del ramal del gasoducto El Toledano, se prevé la adquisición de medidores industriales y de unidades correctoras para reemplazo o instalación en nuevas industrias, la renovación parcial del parque automotor, y la ampliación y mejora en instalaciones edilicias técnicas.

- Continuar con las gestiones tendientes a obtener las aprobaciones necesarias para la constitución de los fideicomisos que permitan la construcción de las obras propuestas para satisfacer el crecimiento de la demanda en el área de distribución de la Sociedad.

La emergencia

Continuar en la búsqueda de una concreta definición de la situación legal de la Licencia y la readecuación tarifaria, dentro del proceso de renegociación impuesto, preservando adecuadamente los derechos de la Sociedad a través de una real y efectiva negociación con la UNIREN, teniendo en cuenta que el periodo de emergencia fue extendido hasta el 31/12/08.

Las tarifas

- Realizar las presentaciones al ENARGAS que fueran menester respecto del reconocimiento en las tarifas de las variaciones en el precio del gas y en los impuestos nacionales, provinciales y municipales.

El transporte

- Sustener la capacidad de transporte comprometida por acuerdos y la asignación de la capacidad de transporte disponible en función a las prioridades que fija el Marco Regulatorio, el Decreto PEN N° 180/2004 y las posteriores disposiciones que pudiere emitir la SE. En cuanto a cantidades adicionales se refiere, se continuará con el cumplimiento de lo que se requiera en el marco del resultado del CA02 de TGN SA, requiriendo su pronta puesta a disposición, ya que está destinada a demanda prioritaria, y que hasta tanto se construyan las ampliaciones a gasoductos, se provean las soluciones coyunturales que sean necesarias para satisfacer esta demanda.
- Insistir en los reclamos ante las autoridades correspondientes solicitando la reasignación de capacidad asignada en los CA01 y CA02.

El gas

- Mantener las gestiones ante las autoridades competentes para obtener las cantidades de gas necesarias para abastecer la demanda prioritaria de la zona, como así también, evaluar soluciones de mediano y largo plazo para lograr abastecer la demanda total en el área de la Sociedad.
- Continuar con las gestiones para la firma de acuerdos de abastecimiento con los Productores, en los términos de la Resolución N° 599/2007 de la SE.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 prioritaria, postergando el otorgamiento de nuevos proyectos y factibilidades técnicas de aquellos potenciales clientes que se encuadren en las definiciones ya expuestas sobre el particular en el apartado sobre las actividades desarrolladas en el primer trimestre de 2007, en la medida que no se resuelva el faltante de capacidad de transporte ni se asegure la disponibilidad de gas, conforme las disposiciones del Decreto PEN N° 181/2004 y complementarias.

- **Para el resto del año 2008 se prevé:**

La gestión

- Continuar con el desarrollo de los planes técnicos y comerciales en los centros operativos, sucursales y agencias, previstos para el año, privilegiando la continuidad, la seguridad y la calidad en la prestación del servicio.
- Proseguir con las tareas programadas para el año 2008 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 definición de un modelo de organización, gestión y control con estadios de creciente eficiencia. En materia de sistemas, se dará inicio al desarrollo de la etapa 3 de la página institucional, y a la etapa 2 del sistema de colectores de datos. Asimismo, se continuará con el mantenimiento de los sistemas existentes y con la construcción de nuevos sistemas de apoyo a la gestión de la Sociedad.
- Se establecerán en el segundo trimestre nuevas negociaciones con el Sindicato con vistas a la renovación del actual convenio colectivo, que deberá regir a partir del 01/07/08.
- 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

- Desarrollar las actividades relativas al programa 2008 de inversiones operativas y otras menores, destinadas a 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 y control del sistema de distribución. Entre otras inversiones, se proseguirá con el desarrollo de las obras de construcción de plantas reguladoras de presión; de potenciamiento o renovación de redes y servicios en distintas zonas del área licenciada; de interconexiones de redes de media y baja presión; digitalización de planos; la instalación de equipos rectificadores y probetas de corrosión, y renovación de dispersores; odorización de líneas de alta presión; adquisición de medidores y unidades correctoras para nuevas industrias y reemplazo en otras; se prevé finalizar la construcción del ramal del gasoducto El Toledano; la adquisición de nuevos vehículos; y la refuncionalización y ampliación de las instalaciones edilicias.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- 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.

La emergencia

- Continuar la búsqueda de una concreta definición de la situación legal de la Licencia y la readecuación tarifaria, dentro del proceso de renegociación impuesto, preservando adecuadamente los derechos de la Sociedad a través de una real y efectiva negociación con la UNIREN, teniendo en cuenta que el periodo de emergencia vence el 31/12/08.

Las tarifas

- Realizar las presentaciones al ENARGAS que fueran menester respecto del reconocimiento en las tarifas de las variaciones en el precio del gas y en los impuestos nacionales, provinciales y municipales.

El transporte

- Seguir analizando el comportamiento de la demanda durante el periodo invernal/estival y las solicitudes de los clientes, y plantear las alternativas para ajustar la capacidad de transporte, con sujeción a los resultados que arroje el CA02 de TGN SA en cuanto a posibilidades reales de ampliación de la misma.
- Insistir en los reclamos ante las autoridades correspondientes solicitando la reasignación de capacidad asignada en los CA01 y CA02.

El gas

- Mantener las gestiones ante las autoridades competentes para obtener las cantidades de gas necesarias para abastecer la demanda prioritaria de la zona, como así también, evaluar soluciones de mediano y largo plazo para lograr abastecer la demanda total en el área de la Sociedad.
- Continuar con las gestiones para la firma de acuerdos de abastecimiento con los Productores, en los términos de la Resolución N° 599/2007 de la SE.

Los clientes

- Analizar las factibilidades técnicas y económicas en respuesta a solicitudes de clientes, tomando en consideración las limitaciones que correspondan para su otorgamiento.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. 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.

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

**Sobre los Estados Contables por el ejercicio iniciado el 1° de enero de 2007 y
finalizado el 31 de diciembre de 2007.**

(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 períodos comprendidos por los estados contables que afecten su comparabilidad con los presentados en períodos anteriores, o que podrían afectarla con los que habrán de presentarse en períodos futuros.

Ver Notas a los Estados Contables y puntos **1)** y **6)** 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.d**, **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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. 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:

Para valuar los bienes de cambio a su costo de reposición se consideraron los costos de compra y transporte de gas propios del mes de cierre, según la facturación de los proveedores habituales.

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, respectivamente.

Seguros:

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

Bienes Cubiertos	Riesgo Cubierto	Suma Asegurada Miles de U\$\$	Límite de Indemnización Miles de U\$\$	Valor Residual Contable
Rodados	Responsabilidad civil vehículos Responsabilidad civil camiones Destrucción total por accidente, destrucción total por incendio, robo y hurto	1.079	(1) 965 (2) 3.216	1.723
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	135.438 <u>13.100</u> 148.538	9.500 <u>13.100</u> 22.600	298.378
Responsabilidad civil Directores y Gerentes	Responsabilidad civil	5.000	1.000	-
Valores en tránsito y en caja	Robo	500	500	103

(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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. 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 no remota que no hayan sido incluidas 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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2008

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente

INFORME DE LOS AUDITORES

A los señores Accionistas, Presidente y Directores de
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

Domicilio legal: Suipacha 1067, 5° Piso Frente

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

CUIT N°: 33-65786558-9

1. Hemos efectuado un examen de auditoria de los estados de situación patrimonial de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. al 31 de diciembre de 2007 y 2006, de los correspondientes estados de resultados, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por los ejercicios terminados en esas fechas y de las notas 1 a 14 y anexos A, B, C, D, E, F, G y H que los complementan. La preparación y emisión de los mencionados estados contables es responsabilidad de la Sociedad. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados contables, en base a la auditoria que efectuamos.
2. Nuestros exámenes fueron practicados de acuerdo con normas de auditoria vigentes en la República Argentina. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de obtener un razonable grado de seguridad de que los estados contables estén exentos de errores significativos y formarnos una opinión acerca de la razonabilidad de la información relevante que contienen los estados contables. Una auditoria comprende el examen, en base a pruebas selectivas de evidencias que respaldan los importes y las informaciones expuestas en los estados contables. Una auditoria también comprende una evaluación de las normas contables aplicadas y de las estimaciones significativas hechas por la sociedad, así como una evaluación de la presentación general de los estados contables. Consideramos que la auditoria efectuada constituye una base razonable para fundamentar nuestra opinión.
3. Tal como se menciona en Nota 14 d), con fecha 31 de marzo de 2004, la Sociedad ha sido notificada de una imputación efectuada por el Ente Nacional Regulador del Gas, en relación con la facturación, no siendo posible estimar la resolución de la situación descripta.
4. En nuestra opinión, sujeto al efecto que sobre los estados contables podrían tener los eventuales ajustes y reclasificaciones, si los hubiere, que pudieran requerirse de la resolución de la situación descripta en el punto 3., los estados contables de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. reflejan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, su situación patrimonial al 31 de diciembre de 2007 y 2006, los resultados de sus operaciones, las variaciones en su patrimonio neto y el flujo de efectivo por los ejercicios terminados en dichas fechas de acuerdo con normas contables profesionales vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

5. En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos que:

- a) los estados contables de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. se encuentran asentados en el libro "Inventarios y Balances" y cumplen, en lo que es materia de nuestra competencia, con lo dispuesto en la Ley de Sociedades Comerciales y en las resoluciones pertinentes de la Comisión Nacional de Valores;
- b) los estados contables de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales de conformidad con normas legales que mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base a las cuales fueron autorizados por la Comisión Nacional de Valores;
- c) hemos leído la reseña informativa y la información adicional a las notas a los estados contables requerida por el artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, sobre las cuales, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos otras observaciones que formular que la mencionada en el punto 3.;
- d) al 31 de diciembre de 2007, la deuda de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. devengada a favor del Régimen Nacional de Seguridad Social que surge de los registros contables ascendía a \$ 466.546, no existiendo a dicha fecha deuda exigible.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 7 de febrero de 2008.

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (UBA)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

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 2007 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 revisado la auditoría efectuada por la firma Price Waterhouse & Co. quien emitió su informe con fecha 7 de Febrero de 2008 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.

De acuerdo con lo informado en la nota 14.d) a los estados contables adjuntos con fecha 31 de marzo de 2004, la Sociedad ha sido notificada de una imputación efectuada por el Ente Nacional Regulador del Gas en los términos del Capítulo X de las Reglas Básicas de la Licencia. En dicha imputación se cuestiona a la Sociedad los factores utilizados en

la facturación a clientes para calcular la conversión de los volúmenes que surgen de la lectura de los medidores a condiciones standard. Asimismo, se intimó a la Sociedad a corregir a partir de la próxima facturación dicho procedimiento de conversión, sin perjuicio de los resarcimientos y sanciones que pudieran corresponder. La Dirección de la Sociedad considera que, si bien podrían inferirse impactos negativos para la Sociedad, cuenta con sólidos argumentos en defensa de su proceder habiendo presentado ante el ENARGAS el correspondiente descargo. A la fecha de éste informe no es posible estimar la resolución de la situación descripta.

Basados en nuestra revisión, informamos que:

1. Sujeto a los efectos de los ajustes que podrían haberse requerido de conocerse la resolución de la situación descripta en el párrafo 5 anterior, los Estados Contables mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial de Distribuidora de Gas Cuyana S.A., al 31 de Diciembre de 2007, 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 2007 y 2006 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 2007 y 2006 adjuntos y al 31 de Diciembre de 2005, 2004 y 2003, que no se incluyen en el documento adjunto. Sobre dichos estados contables la firma Price Waterhouse & Co. emitió informe de fecha 7 de febrero de 2008 para los ejercicios finalizados el 31 de Diciembre 2007 y 2006, y 6 de febrero de 2006 y 7 de marzo de 2005 para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004, respectivamente, y la firma Pistrelli, Henry Martín y Asociados S.R.L. emitió su informe de fecha 21 de Abril de 2004 para el ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de 2003, 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,
7 de Febrero de 2008

Por Comisión Fiscalizadora

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