

INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGÍA “GENERAL MOSCONI”

OBSERVATORIO ECONÓMICO

**SITUACIÓN ECONÓMICO- FINANCIERA DE LAS
EMPRESAS DEL SECTOR ENERGÉTICO EN EL AÑO 2009**

- **EMPRESAS DE GAS Y PETRÓLEO**
- **EMPRESAS ELÉCTRICAS**

- Junio de 2010 -

Situación de las empresas de Gas y Petróleo Año 2009

Empresas Distribuidoras

Se han analizado tres empresas de distribución de gas del país, cuyos resultados para el año 2009 según los estados financieros fueron los siguientes:

CUADRO DE RESULTADOS			
En millones de pesos			
	CAMUZZI	GAS BAN S.A.	METROGAS
	GAS PAMPEANA		
Ingresos	523	729	1.074
Ventas	389	568	788
Servic. Transporte y otros	133	161	286
Costo de explotación	-370	-436	-702
Resultado Bruto	153	293	372
EBITDA	54	142	166
Gastos de comercialización	-47	-53	-94
Gastos de administración	-51	-98	-113
Depreciación Bienes de Uso	-51	-61	-71
Amortización de Intangibles	-2	0	0
Resultado operativo	2	82	94
Resultados financieros			
Generados por Activos	2	16	14
Generados por Pasivos	-6	-60	-185
Otros Ingresos y egresos	18	13	8
Result.ado antes Imp.Ganancias	16	50	-68
Impuesto a las Ganancias	-14	-29	-9
Resultado Final	2	21	-78

Los resultados operativos de las empresas han sido positivos para Gas Ban y Metrogas representando sobre las ventas un 11% y 9% respectivamente, y Camuzzi prácticamente ha igualado las ventas a los costos pagados sin margen operativo. Después de los resultados financieros netos y otros ingresos y egresos los resultados finales han sido de \$ 2 Millones para Camuzzi, de \$ 21,0 millones para Gas Ban SA y una pérdida de \$ 78 millones para Metrogas.

- En Camuzzi los resultados del año han sido menores a los obtenidos en el año anterior debido a una disminución del 3,2% en términos de volumen vendido, un incremento del 26% de los costos de compra y transporte de gas respecto del año 2008, lo que generó un resultado bruto de \$ 153 millones, equivalente a una contribución marginal del 29%. El incremento de clientes durante el año fue del 1,9%. La empresa ha obtenido un resultado operativo de \$ 1,7 millones después de pagar gastos de comercialización y administración. La totalidad de costos operativos sobre ventas fue del 89,6%. Los resultados financieros netos fueron negativos en \$ 4,0 millones y otros ingresos y egresos

netos por \$ 18,0 millones, el resultado final luego de pagar el impuesto a las ganancias fue de \$ 1,9 millones.

- Gas Ban SA durante el año 2009, facturó por ventas de gas y servicios de transporte y/o distribución un 19% más que el año 2008 debido a los incrementos tarifarios vigentes desde el 01/09/08 y desde el 01/10/08, y este monto fue compensado en parte por los menores volúmenes de entregas en los mercados Residencial, Industrial, GNC y Otros Servicios de transporte y Distribución. Los incrementos del componente gas y transporte de la tarifa tienen como contrapartida mayores costos de compra de dichos conceptos.

Las compras de gas aumentaron un 60,7% en relación al ejercicio anterior, por el aumento del precio de gas en boca de pozo aprobado por la Secretaría de Energía de la Nación, y trasladado a tarifa, de acuerdo al carácter de "*pass through*" del componente gas. El costo de transporte de gas aumentó un 12% en relación al ejercicio anterior, producto del incremento de precios de transporte firme vigente desde el 01/09/08, trasladado a tarifas. La contribución marginal obtenida por Gas Ban fue del 40%.

El incremento de los costos correspondientes a remuneraciones, cargas sociales y otros beneficios al personal se deben a los aumentos salariales y otros beneficios que se otorgaron en el transcurso del último trimestre del año 2008 y durante el año 2009 a todo su personal. La variación de impuestos, tasas y contribuciones se debió al incremento de la tasa de fiscalización y control impuesta por el ENARGAS (33,3% respecto del ejercicio anterior) y a los mayores cargos por impuesto sobre los ingresos brutos. El total de costos y gastos sobre las ventas representan el 89%.

Los resultados financieros para el ejercicio 2009 arrojaron una pérdida de \$44,7 millones como consecuencia del efecto combinado de los mayores cargos por intereses sobre las deudas bancarias y financieras, por incremento de las tasas de interés en el mercado. Se obtuvieron ingresos netos por venta de determinados inmuebles.

La Sociedad registró una ganancia neta de \$20,9 millones, en comparación con la ganancia de \$20,3 millones obtenida en 2008.

- En METROGAS las ventas aumentaron un 19,2% comparado con el año 2008, si bien los volúmenes entregados a clientes residenciales aumentaron sólo un 2,2%, las ventas a esta categoría de clientes aumentaron 25,8%, debido al incremento del costo del gas contenido en la tarifa y al aumento en la cantidad de clientes. Las ventas a los clientes industriales, comerciales y entidades públicas disminuyeron 11,4% debido a una disminución del 16,0% en los volúmenes entregados. Las ventas del servicio de transporte y distribución a las centrales eléctricas aumentaron 1,9% con un incremento del 0,8% en los volúmenes entregados. Por otra parte, las ventas del servicio de transporte y distribución a los clientes industriales, comerciales y entidades públicas disminuyeron 12,7% debido a la disminución del 10,3% en los volúmenes entregados.

Las ventas del servicio de transporte y distribución a clientes GNC disminuyeron 5,9% durante 2009, debido a la disminución del 4,2% en los volúmenes entregados y la reducción de los cargos por reserva de capacidad.

Las ventas de subproductos aumentaron 32,2% por el aumento del 30,1% en los volúmenes entregados y al incremento en el precio promedio. Las ventas de gas y transporte por cuenta propia de MetroENERGÍA aumentaron 59,4%, como consecuencia del incremento en los precios promedio y de un incremento del 27,1% en los volúmenes entregados.

Los costos de operación se incrementaron durante el año un 28% comparados con el año anterior, y representan un 65% de las Ventas. El incremento se ha debido al aumento en los costos de compra de gas, en los sueldos y cargas sociales, a la reversión de la provisión para penalidades de centrales eléctricas registrada durante el primer trimestre del ejercicio 2008 correspondientes al período invernal 2007 y al incremento en los servicios y suministros de terceros, parcialmente compensada con la disminución de honorarios del operador técnico.

Los costos de compra de gas natural aumentaron 50,7% debido al aumento del precio del gas en boca de pozo. Los costos de transporte de gas aumentaron 2,3% respecto del ejercicio anterior debido al incremento de los costos de transporte ininterrumpible.

La ganancia bruta del año 2009 fue de \$ 372,0 millones un 5% más que el año anterior, siendo la contribución marginal del 35%.

Los gastos de administración y comercialización se incrementaron un 22,9%, y el resultado operativo fue de \$ 94,1 millones, un 20% menos que durante el año anterior. El incremento de los gastos se debió principalmente al incremento de sueldos y cargas sociales, de los gastos de mantenimiento de sistemas informáticos, de impuestos, tasas y contribuciones, y de honorarios por servicios profesionales, parcialmente compensado por la disminución del cargo por servicios y suministros de terceros y de la provisión para contingencias.

Los resultados financieros y por tenencia generaron una pérdida neta de \$ 170,78 millones, debido a intereses y pérdidas por diferencia de cambio aplicable a la deuda financiera. Los otros ingresos netos registraron una ganancia de \$ 8.04 millones, por recupero de provisiones durante el ejercicio.

La pérdida neta del ejercicio ascendió a \$ 78,34 millones, monto mayor que la pérdida neta de \$ 13.54 millones generada en el ejercicio anterior.

Los resultados muestran los siguientes indicadores económicos financieros:



INDICADORES			
	CAMUZZI GAS PAMPEANA	GAS BAN S.A.	METROGAS
Capacidad de reinver.(cash flow sobre Invers.)	0,97	1,25	-0,07
ROE (Resultado neto sobre patrimonio)	0,2%	2,4%	-8,7%
Margen operativo sobre ventas	0,00	0,11	0,09
Ventas sobre activo total	0,48	0,54	0,48
ROA (Rentab. s/ el activo) (Res Oper (1-t)/AT)	0,1%	3,9%	2,7%
Leverage (ROE/ROA)	2,10	0,61	-3,18
EBITDA (M\$)	54,35	142	165
Cash flow (ganancia neta más amortizaciones)	54,54	82	-7
Costos operativos sobre ventas	89,60%	80,47%	84,60%

Las empresas obtuvieron un EBITDA positivo de \$ 54,3 millones para Camuzzi, \$ 142 millones para Gas Ban SA y \$ 165 millones para Metrogas.

Las ventas sobre el activo total fueron del 48%, 54% y 48% para Camuzzi, Gas Ban SA y Metrogas respectivamente.

La rentabilidad operativa sobre el activo total (ROA) fue del 0,1%, 3,9% y 2,7% para Camuzzi, Gas Ban SA y Metrogas respectivamente, mientras que el resultado final sobre el patrimonio (ROE) fue del 0,2%, 2,4% y -8,7%.

Los estados patrimoniales de las empresas al año 2009 fueron:

SITUACION PATRIMONIAL			
En millones de pesos			
	CAMUZZI GAS	GAS BAN S.A.	METROGAS
Total del Activo	1.087	1.344	2.226
Activo corriente	112	236	315
Activo no corriente	975	1.108	1.910
Total del Pasivo	197	483	1.328
Pasivo corriente	180	381	479
Pasivo no corriente	17	103	849
Patrimonio Neto	890	861	898

- El estado patrimonial de **Camuzzi Gas Pampeana SA** muestra activos totales por \$ 1.087,2 millones de los cuales un 90% corresponden a activos fijos y un 10% a activos corrientes. Los pasivos totales suman \$ 197,1 millones de los cuales un 91% corresponden a pasivos corrientes, y solo un 9% a pasivos de largo plazo. Los pasivos bancarios o financieros suman \$ 40,4 millones.

Durante el ejercicio la empresa mantuvo una política financiera conservadora, obteniendo financiación mediante líneas de crédito y tomas bancarias de corto plazo para afrontar los momentos de menor liquidez durante el período invernal y hacer frente a sus obligaciones comerciales y financieras. De acuerdo a las condiciones de emisión de las Obligaciones

Negociables Clase 3, en marzo y mayo de 2009 la Sociedad procedió a cancelar las últimas cuotas de amortización de capital por un valor nominal de \$12,5 millones cada una de ellas con los correspondientes intereses devengados. Durante el año se ejecutaron inversiones por \$ 56,2 millones un 34% más que durante el año 2008 y el coeficiente inversiones/depreciaciones fue de 1,08.

En el primer trimestre de 2009 se decidió un pago de dividendos anticipados por la suma de \$12 millones a ser abonados sobre los resultados de 2008; adicionalmente, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de fecha 31/03/09 dispuso un pago de dividendos por \$ 62 millones, correspondiente a la desafectación de la Reserva Voluntaria, pago que se efectuó durante el segundo trimestre del año.

- Los activos totales de **Gas Ban SA** suman \$ 1.344,4 millones de los cuales un 82% corresponden a activos no corrientes y un 18% a activos de corto plazo.

Los pasivos totales suman \$ 483,3 millones de los cuales \$102,6 millones corresponden a pasivos de largo plazo; las deudas bancarias y financieras suman \$ 233,5 millones. y durante el año 2009 se cumplió con los compromisos contractuales, habiendo cancelado los vencimientos de capital e intereses de los préstamos financieros suscriptos con diversas entidades financieras locales y del exterior. Se logró disminuir el capital de la deuda en \$ 97,9 millones, equivalente al 30% del saldo total de la misma al inicio del ejercicio. Durante el año se suscribió el préstamo por \$140 millones de carácter sindicado con el Banco Santander Río y HSBC Bank Argentina, con cancelación en 3 pagos parciales de \$ 46,6 millones con vencimiento en noviembre de 2009; y en mayo y noviembre de 2010. Los fondos recibidos fueron destinados a la cancelación del préstamo con el Banesto-La Caixa cuyo vencimiento operaba en marzo de 2009 y que a su vez permitió liquidar el contrato de Cross Currency Swap que la Sociedad tenía firmado con el Banco Santander Río. Esta operación de cobertura le permitió asegurarse a la Sociedad un ingreso de fondos de \$ 48,4 millones.

No obstante las restricciones operadas en el mercado de capitales a partir de la estatización de los Fondos de las AFJP, en diciembre de 2009 la Sociedad logró concretar una nueva emisión de Obligaciones Negociables Clase III por \$100 millones. Los fondos obtenidos le permitieron precancelar el Préstamo Sindicado, generar una importante reducción de la tasa de interés y alcanzar un mejor posicionamiento del vencimiento de las Deudas Financieras en el largo plazo. La tasa de interés pactada para las ON Clase III, es la BADLAR con un margen adicional de 360 puntos básicos pagaderos trimestralmente. El vencimiento del capital está pautado a 18 meses de plazo, operando el 15 de junio de 2011.

Durante el año 2009 se distribuyeron dividendos luego de más de 9 años sin distribución. El Directorio de la empresa ha sometido para su aprobación a la Asamblea General Ordinaria de Accionistas el resultado neto de \$20.8 millones del año 2009.

Durante el año se ejecutaron inversiones por \$ 65,5 millones (aproximadamente US\$17,1 millones) que fueron destinados principalmente al mantenimiento de las instalaciones de clientes y expansión comercial y a renovación y adecuación de las instalaciones técnicas. El indicador inversiones/depreciaciones fue de 1,08.

En noviembre de 2009 se solicitó al ENARGAS, la apertura del proceso de revisión de las tarifas por el período octubre de 2008 a marzo de 2009.

- El total del Activo de **Metrogas SA** asciende a \$ 2.225,7 millones, de los cuales un 86% corresponde a Activos fijos y un 14 % activos corrientes. Durante el año 2009 los pasivos ascienden a \$ 1.328,1 millones y son un 18% más altos que durante el año 2009, debido a un incremento de los pasivos corrientes. Las deudas bancarias y financieras ascendieron a \$ 920, 6 millones y un 91% de las mismas son de largo plazo.

Durante el año 2009 se realizaron inversiones por \$ 98,3 millones, un 25% más que durante el año anterior. El índice inversiones/depreciaciones fue de 1,38 mientras que durante el año 2008 fue de 1,13.

Un resumen de los principales indicadores económicos financieros se muestran en el siguiente cuadro:

INDICADORES			
	CAMUZZI GAS PAMPEANA	GAS BAN S.A.	METROGAS
Capital de trabajo operativo (AC-PC+DFaCP)	-34	-11	-81
Indice de liquidez (AC/PC)	0,62	0,62	0,66
Indice de endeudamiento (Pas Total / PN)	0,22	0,56	1,48
Pasivo Total sobre Activo total	0,18	0,36	0,60
Patrimonio Neto sobre Activo Total	0,82	0,64	0,40
Deuda Financiera sobre Pasivo Total	0,20	0,48	0,69
Inversiones en Bs de Uso sobre Depreciación	1,10	1,08	1,38

Los indicadores muestran que el capital de trabajo operativo de las empresas ha sido negativo, y los índices de liquidez han estado por debajo de 1

La empresa Camuzzi financió con líneas de crédito de corto plazo los momentos de menor liquidez, en el caso de Metrogas la empresa ha pasado por momentos difíciles de liquidez lo que llevó a un aporte de capital de los accionistas. Según informaciones (Fortuna Web) a la fecha (Junio de 2010), Metrogas podría ir a una convocatoria de acreedores antes de fin de mes. Los accionistas de la empresa -British Gas e YPF- buscan negociar con el Gobierno, pero no estarían dispuestos a hacer nuevos aportes de capital en la compañía. La empresa tiene que afrontar este

mes vencimientos de deuda por U\$S 20 millones. Por eso informó a la Bolsa de Comercio de sus dificultades para enfrentar esos pagos. La situación no es nueva, en diciembre también se había llegado a una misma instancia, pero YPF impulsó en aquel momento un aporte de capital de los principales accionistas, que BG aceptó, y la situación se solventó. La causa de la situación en la que se encuentra Metrogas se debe a la falta de actualización de las tarifas, congeladas hace más de una década, y el permanente incremento de los costos para hacer frente a su operatoria.

El índice de endeudamiento (Pasivo Total/Patrimonio Neto) muestra que Camuzzi Gas Pampeana y Gas Ban han saneado sus pasivos mientras que el índice de 1,48 de Metrogas muestra el estado crítico de la empresa debido al endeudamiento en deudas bancarias y financieras.

Un detalle de la magnitud de las deudas financieras y bancarias de cada empresa se muestra en el siguiente cuadro:

En millones de pesos	CAMUZZI		
	GAS PAMPEANA	GAS BAN S.A.	METROGAS
Deudas bancarias y financieras	40	233	921
Corto plazo	34	133	83
Largo plazo	6	100	838

La Deuda financiera sobre el pasivo total es del 20% en Camuzzi, del 48% en Gas Ban y del 69% en el caso de Metrogas.

El índice de las Inversiones sobre Depreciaciones fue de 1,1 en Camuzzi, con una inversión durante el año 2009 de \$ 56 millones, de 1,08 en Gas Ban con una inversión de \$65 millones y de 1,38 en Metrogas con una inversión de \$ 98 millones.



Empresas Transportadoras

Los estados de resultados del año 2009 de las empresas de transporte de gas han sido los siguientes:

CUADRO DE RESULTADOS		
En millones de pesos		
	TGS	TGN
Ingresos	1.600	531
Ventas	669	486
Servic.Transporte y otros	931	45
Costo de explotación	-613	-197
Resultado Bruto	987	334
EBITDA	770	-60
Gastos de comercialización	-153	-60
Gastos de administración	-64	-9
Depreciación Bienes de Uso	-208	-126
Resultado operativo	561	139
Resultados invers.permanentes	-1	2
Resultados financieros		
Generados por Activos	82	32
Generados por Pasivos	-294	-242
Otros Ingresos y egresos	-27	16
Result.ado antes Imp.Ganancias	322	-53
Impuesto a las Ganancias	-143	2
Resultado Final	178	-51
Resultado por Acción Ordinaria	0,22	0,12

Los resultados de las empresas transportadoras han sido de \$ 178,4 millones para Transportadora Gas del Sur (TGS) y una pérdida de \$ 51 millones para Transportadora Gas del Norte, estos resultados finales responden a la ecuación de los siguientes componentes de las empresas:

- Los ingresos de **TGS SA** provienen del Segmento Regulado por: i) transporte de gas que representó aproximadamente el 42% de los ingresos por ventas netas, los ingresos generados en el año 2009 ascendieron a \$ 669,4 millones, reflejando un aumento comparado con los \$ 506,3 millones obtenidos en el año 2008. Este aumento se justifica por el incremento del 20% retroactivo al 1 de septiembre de 2008 en las tarifas reguladas otorgado por el Gobierno Nacional, más los ingresos percibidos por las nuevas ofertas de servicios de transporte en firme asociadas a ampliaciones del sistema. El acuerdo prevé que los fondos originados por dicho aumento serán aplicados a un plan de inversiones en el sistema de transporte de gas (al 31 de diciembre de 2009 el plan previsto se encontraba ejecutado, con fondos propios, en más del 90%). Asimismo, los ingresos por ventas generados por los contratos de transporte en firme

aumentaron por la entrada en vigencia de nuevos contratos de transporte en firme y a los ingresos incrementales generados por la operación y mantenimiento de la expansión.

ii) La actividad de producción y comercialización de LGN que representó aproximadamente el 50% y 57% del total de los ingresos por ventas netas durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente. Los ingresos derivados del segmento de producción y comercialización de LGN disminuyeron con respecto al ejercicio anterior, como consecuencia de precios internacionales inferiores a los promedios del ejercicio anterior y, en menor medida, por los menores volúmenes exportados de GLP. Estos dos impactos negativos fueron compensados significativamente por el efecto de la devaluación del peso, el cual incrementó los ingresos medidos en pesos.

iii) Los ingresos derivados del segmento de otros servicios aumentaron en el ejercicio 2009 respecto del ejercicio anterior. Dicho aumento se debe a la venta de activos de midstream en la provincia de Salta por \$ 7,6 millones y a las obras contratadas por YPF para mejorar la operación de inyección del gas natural desde el buque regasificador que generaron ingresos por \$ 6,8 millones y;

Del Segmento No Regulado:

iv) *Producción y Comercialización de LGN*, en 2009, los ingresos asociados a este segmento representaron el 50% de los ingresos totales, siendo una vez más el negocio que generó mayores ingresos en TGS por un valor de \$ 800,5 millones. Los impactos negativos por los menores precios internacionales, y en menor medida, por las menores toneladas exportadas de GLP fueron compensados por el efecto que tuvo la devaluación del peso sobre los ingresos medidos en dicha moneda. La producción de 2009 fue muy similar a la obtenida durante el 2008.

Con respecto a los precios de los productos se debe señalar que a pesar de un escenario internacional de precios de referencia por debajo de los promedios del año anterior, se obtuvieron mejores condiciones comerciales en todas las negociaciones asociadas a las operatorias de ventas de productos.

Y Otros servicios: v) Este segmento, que representó el 8% de los ingresos totales de TGS en 2009, incluye principalmente servicios de midstream y telecomunicaciones.

La ganancia bruta fue un 15% superior al año 2008, generando una contribución marginal del 62%.

El costo de ventas y los gastos de administración y comercialización aumentaron aproximadamente 6% con respecto al ejercicio anterior. Dicha variación se debe fundamentalmente a mayores costos laborales e incrementos de los costos de producción de LGN, estos incrementos fueron compensados parcialmente por una reducción del cargo por retenciones a las exportaciones.

Los resultados financieros y por tenencia negativos fueron mayores que en el año anterior por la compra y posterior cancelación de sus obligaciones negociables.

Los fondos generados por las operaciones en el ejercicio 2009 disminuyeron aproximadamente un 12% respecto del ejercicio anterior. Sin embargo, debido al menor nivel de inversiones en bienes de uso, el mayor ingreso de fondos originados por anticipos de clientes, y la menor aplicación de fondos para cancelar deuda, los fondos al cierre del ejercicio aumentaron sustancialmente respecto del ejercicio anterior. Esta situación permitió incrementar su liquidez en más de un 50%.

El ROE (Resultado neto sobre Patrimonio) resulta en 5,54% y el ROA (Rentabilidad sobre el Activo) fue de 6,5%.

- **Transportadora Gas del Norte** tuvo ingresos por ventas del servicio de transporte de gas y otros servicios de \$ 531,0 millones un 5% más que en el año anterior.

A partir del aumento de la demanda doméstica de gas y de la simultánea caída de la producción y reservas, el gobierno tomó medidas para garantizar que la oferta de gas natural sea prioritariamente destinada a satisfacer el mercado local. Esto involucró restricciones a las exportaciones de gas, lo que afectó significativamente las ventas de transporte de gas al exterior, motivo por el cual la utilización del transporte firme asociado ha caído de manera constante. Los cargadores de exportación han tenido las siguientes actitudes:

- En febrero de 2008, el cargador chileno Eléctrica Santiago S.A (“ESSA”) comunicó a TGN su decisión unilateral de rescindir el contrato de transporte firme e informó que dejaba de pagar la tarifa aplicable (a partir del 1° de enero de 2008). TGN rechazó el planteo e intimó a ESSA a cumplir el contrato. TGN continúa poniendo a disposición de ESSA la capacidad de transporte contratada y facturando el servicio prestado. Considerando la tarifa vigente hasta el 31 de diciembre de 2009, la facturación anual a ESSA por servicio de transporte firme asciende a US\$ 9,7 millones.
- Colbún S.A.: Tras haber pagado bajo protesto las facturas de transporte desde octubre 2007 se encuentra en mora por las facturas de transporte por servicios desde septiembre de 2009 en adelante.
- Compañía Eléctrica San Isidro: En septiembre de 2009 TGN y CESI celebraron un acuerdo transaccional que pone fin a la controversia que ambas partes mantenían en relación al contrato de transporte firme de gas natural que las vincula. Entre otras cosas, estipula: CESI pagará a TGN una indemnización variable, en función de la capacidad de transporte utilizada, en 54 cuotas mensuales consecutivas hasta enero de 2014. Entre indemnización y transporte, TGN se asegura hasta esa fecha un ingreso mensual de US\$ 0,9 millones, ajustable por PPI.

- YPF S.A.: Con motivo de los redireccionamientos de capacidad de transporte dispuestos por el ENARGAS, YPF comenzó a pagar desde junio de 2006 en forma irregular las facturas de transporte por servicios efectivamente brindados por TGN. Adicionalmente a partir de abril de 2008 YPF continuó incurriendo en mora al pagar parcialmente las facturas de transporte. Desde febrero de 2009 YPF dejó de pagar la totalidad de las facturas emitidas por los servicios de transporte firme.
- Metrogás Chile S.A.: A mediados de septiembre de 2009 Metrogás intimó el pago de US\$ 238 millones por presuntos daños. En virtud de que TGN ha rechazado esta intimación por infundada, el 29 de septiembre de 2009 Metrogás comunicó su decisión de rescindir el contrato de transporte firme que la vinculaba a TGN.

Los costos de operación, se vieron incrementados por aumentos en *Mantenimiento y reparación de bienes de uso y servicios y suministros de terceros*, *Costos de personal* principalmente debido a recomposiciones salariales otorgadas durante 2009, aumento en *Servidumbres* debido a los nuevos valores fijados por las autoridades competentes para los cánones de 2009; y mayor costo en el consumo de *Repuestos y materiales* utilizado en mantenimientos y obras de compresión.

Los gastos de administración y comercialización se incrementaron por aumento en *Juicios* relacionados con la adecuación del saldo de las provisiones para contingencias, aumentos en *Costos de personal* debido a recomposiciones salariales otorgadas durante 2009

La variación neta en los resultados financieros y por tenencia de \$ 210,3 millones negativos, se produjo por pérdidas derivadas por diferencias en el tipo de cambio generadas por pasivos debido a la depreciación del peso frente al dólar sobre el saldo de los préstamos que ascendieron a US\$ 378,8 millones a fines de 2009, por intereses, penalidades y actualizaciones generados por pasivos debido a que desde diciembre de 2008 se encuentra impaga la deuda.

El ejercicio 2009 ha arrojado una pérdida neta de \$ 51.54 millones, que el Directorio propone absorber contra la reserva voluntaria para futuros dividendos.

Los estados patrimoniales de las empresas muestran la siguiente situación:



SITUACION PATRIMONIAL		
En millones de pesos		
	TGS	TGN
Total del Activo	5.619	2.878
Activo corriente	1.468	462
Activo no corriente	4.151	2.416
Total del Pasivo	2.398	1.651
Pasivo corriente	608	1.594
Pasivo no corriente	1.790	58
Patrimonio Neto	3.221	1.227
Deudas bancarias y financieras	1.517	1.439
Corto plazo	15	1.439
Largo plazo	1.502	0
Inver. en Bienes de Uso	161	78

- Los estados patrimoniales de **Transportadora Gas del Sur SA**, muestran activos totales por \$ 5.619,2 millones de los cuales un 74% corresponden a activos fijos y 26% a activos corrientes. Durante el año 2009 se incrementaron considerablemente los activos corrientes debido al incremento en las disponibilidades, inversiones y los créditos por ventas.

Los pasivos totales ascienden a \$ 2.398,1 millones de los cuales un 75% son pasivos de largo plazo. Las deudas financieras y bancarias suman \$ 1517,3 millones. Durante el año 2009, se continuó con la política de reducción de deuda iniciada en 2008, mediante la compra bajo la par de títulos de deuda por un valor nominal de US\$ 9.650.000, generando una ganancia de aproximadamente \$ 11,0 millones. De esta manera, la deuda financiera de TGS alcanzó al cierre de ejercicio un nivel mínimo de US\$ 395 millones y sin vencimientos de capital en los próximos cuatro años, resultando en una situación financiera sin problemas en el corto y mediano plazo.

Durante el año 2009 se ejecutaron inversiones por \$ 161,4 millones un 30% menos que durante el año 2008. El índice inversiones/depreciaciones fue de 0,77 durante 2009.

- **Transportadora Gas del Norte SA** muestran un total de activos por \$ 2.878,1 millones, de los cuales \$ 2.416,1 millones corresponden a activos fijos y \$ 462,0 millones activos corrientes. Se observa un incremento de los activos corrientes respecto del año 2008, por incremento de las inversiones temporarias y otros créditos.

El total de pasivos ascienden a \$ 1.651,4 millones de los cuales sólo un 3,5% son pasivos de largo plazo y la mayor parte es de corto plazo y responde a deuda bancaria y financiera.

Debido al continuo deterioro de la ecuación económico-financiera de la Sociedad que obedece al efecto de la depreciación del peso sobre tarifas domésticas que permanecen fijas, combinado con una caída en los ingresos por transporte de exportación a raíz de las limitaciones de envío de gas al exterior y con un incremento generalizado de los costos en pesos y en dólares, el 22 de diciembre de 2008 el Directorio de TGN se vio en la necesidad de administrar sus recursos con el

propósito de: (i) privilegiar la prestación segura y confiable del servicio público de transporte de gas natural a su cargo; (ii) preservar el principio de empresa en marcha y (iii) asegurar la igualdad de trato a todos sus acreedores financieros.

En este contexto, TGN se vio en la necesidad de postergar el pago a su vencimiento de las cuotas de capital e intereses correspondientes a las Obligaciones Negociables Series A y B. Al 31 de diciembre de 2009 las cuotas de capital vencidas ascienden a US\$ 47,5 millones. El total de la deuda al 31 de diciembre de 2009 asciende a US\$ 378,7 millones, el cual está compuesto por US\$ 344,9 millones de capital, US\$ 31,8 millones de intereses contractuales vencidos y US\$ 2,0 millones de intereses punitivos.

Como consecuencia, se dispuso la constitución de un nuevo Programa Global para la emisión de obligaciones negociables simples no convertibles en acciones que califiquen como obligaciones negociables en los términos de la Ley N° 23.576 (texto según Ley N° 23.962) por hasta un valor nominal ("V.N.") de US\$ 400 millones.

El 23 de abril de 2009 TGN anunció la presentación de una oferta de canje y pedido de Acuerdo Preventivo Extrajudicial ("APE") dirigida a la reestructuración total de sus pasivos financieros. La Propuesta comprende: (i) US\$ 141.279.932 en concepto de capital remanente de las Obligaciones Negociables Serie A emitidas por la Sociedad; (ii) US\$ 203.630.111, en concepto de capital remanente de las Obligaciones Negociables Serie B emitidas por la Sociedad; y (iii) US\$ 2.386.014 en concepto de saldo de capital impago a proveedores de servicios, conforme sus respectivos acuerdos comerciales

Durante el año 2009 se ejecutaron inversiones por la suma de \$ 77,8 millones un 71% más que el año anterior (\$ 45,6 millones), si bien el índice de inversiones/depreciaciones fue de 0,62.

**YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS Y BAJO CONTROL CONJUNTO**

Los estados financieros comparados de los años 2009 y 2008 de YPF SA y Sociedades controladas y bajo control conjunto:

SITUACION PATRIMONIAL			
	2009	2008	Dif. 09/08
En Millones de pesos			
Total del Activo	40.283	39.079	3%
Activo corriente	10.532	9.228	14%
Activo no corriente	29.751	29.851	0%
Total del Pasivo	21.402	18.723	14%
Pasivo corriente	12.612	11.986	5%
Pasivo no corriente	8.790	6.737	30%
Patrimonio Neto	18.881	20.356	-7%
Deudas bancarias y financieras	6.819	4.479	52%
Corto plazo	4.679	3.219	45%
Largo plazo	2.140	1.260	100%
Inver. en Bienes de Uso	5.832	7.368	-21%

Fuente: Memoria y Balance YPF SA y Sociedades controladas y bajo control cjto

Los activos de la sociedad suman al año 2009 \$ 40.283 millones de los cuales un 74% corresponde a activos fijos y 26% a activos corrientes, durante el año 2009 estos activos se han incrementado un 14% respecto del año anterior debido a mayores inversiones financieras y de otros créditos (reembolsos de exportaciones). La empresa termina con un mejor capital de trabajo operativo que durante el año 2008, aunque el índice de liquidez se mantiene debajo de 1 (0,84).

Los pasivos totales suman \$ 21.402 millones, los mismos han aumentado un 14% respecto del año anterior. Un 60% de los pasivos son de corto plazo y la deuda financiera y bancaria asciende a \$ 6.819 millones, aproximadamente el 78% de los préstamos han sido contraídos en dólares (representan un 32% sobre el total de pasivos).

El indicador patrimonio neto sobre activos totales fue de 0,47, mientras que la solvencia medida como patrimonio neto sobre pasivos totales fue del 0,88.

Las inversiones de capital y exploración durante 2009 han sido de \$ 5.832 millones en comparación con \$ 7.368 millones del año anterior. Del monto total un 74% correspondieron al negocio de Exploración y Producción (\$4.322 millones), 20% a Refino y Marketing, 3% a Química y 3% a Administración Central y otros.

Al 31 de diciembre de 2009, el patrimonio neto de la Sociedad ascendía a \$ 18.881 millones, que incluye la reserva legal de \$ 2.243 millones.

La Asamblea Ordinaria de Accionistas del 28 de abril de 2009 aprobó una remuneración total para los miembros del Directorio de \$ 8.414 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2008. Aprobó efectuar pagos a cuenta de honorarios para el ejercicio 2009 a los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora por hasta un monto de \$ 14.000.000.

Al 31 de diciembre de 2009, Repsol YPF SA. ("Repsol YPF") controla la Sociedad, mediante una participación directa e indirecta del 84,04%, mientras que Petersen Energía S.A. ("PESA") y sus sociedades afiliadas ejercen influencia significativa mediante una tenencia del 15,46% del capital de la Sociedad.

Repsol YPF y PESA han suscripto un acuerdo de accionistas por el cual se establece la adopción de una política de dividendos por la cual YPF distribuirá el 90% de las utilidades.

Los fondos netos generados por las actividades operativas en 2009 fueron de \$ 9.414 millones un 31% menos que el año anterior, debido a que en 2008 tuvo un importante recupero (cobranza) de saldos de créditos con sociedades relacionadas, y una disminución en el capital de trabajo teniendo en cuenta fundamentalmente el saldo de cuentas por pagar y de créditos por ventas, ambas situaciones que no se repitieron en 2009.

Las principales aplicaciones de fondos en actividades de inversión y financiación en 2009 incluyeron \$ 5.636 millones en adquisiciones de bienes de uso, que corresponden a inversiones realizadas por la unidad de negocio de Exploración y Producción y \$ 4.897 millones en pagos de dividendos. Estas aplicaciones también se afrontaron con \$ 2.016 millones de fondos netos correspondientes a préstamos obtenidos.

Los indicadores del año 2009 comparados con el año anterior fueron los siguientes:

INDICADORES	2009	2008	Dif. 09/08
Liquidez corriente (1)	0,84	0,77	8%
Solvencia (2)	0,88	1,09	-19%
Índice de endeudamiento (Pas Total / PN)	1,13	0,92	23%
Pasivo Total sobre Activo total	0,53	0,48	11%
Deuda Financiera sobre Pasivo Total	0,32	0,24	33%
Invers. en Bs. de Uso sobre Depreciación	1,21	1,54	-22%
Capac.de reinversión (cash flow sobre Invers.)	1,43	1,14	25%
Inmovilización del capital (3)	0,74	0,76	-3%

(1) Activo corriente sobre pasivo corriente

(2) Patrimonio neto sobre pasivo total

(3) Activo no corriente sobre total del activo



Los resultados del año 2009 comparado con el año anterior fueron los siguientes:

CUADRO DE RESULTADOS			
	2009	2008	Dif. 09/08
En Millones de pesos			
Ingresos			
Ventas Netas	34.320	34.875	-2%
Costos de operación	-19.119	-19.922	-4%
Ganancia bruta	15.201	14.953	-0,1
Costo de administración	-1.002	-1.053	-5%
Costo de comercialización	-2.368	-2.460	-4%
EBITDA	11.831	11.440	3%
Depreciación Bienes de Uso	-4.832	-4.775	1%
Resultado operativo	6.999	6.665	5%
Resultados inversiones permanentes	-22	83	-127%
Resultados financieros			
Generados por Activos	280	1.026	-73%
Generados por Pasivos	-1.522	-1.200	27%
Otros Ingresos/Egresos	159	-376	-142%
Impuesto a las Ganancias	-2.408	-2.558	-6%
Resultado Neto	3.486	3.640	-4%

Fuente: Memoria y Balance YPF y Sociedades Controladas y bajo control conjunto

Las ventas netas en 2009 fueron de \$ 34.320 millones, lo que representa una disminución del 1,6% en comparación al año 2008. Esta disminución se debió principalmente a la caída en los precios y volúmenes de productos exportados, motivada por la tendencia negativa que ha afectado a la actividad económica internacional desde la segunda mitad del año 2008, como así también por el menor volumen vendido de gas oil en el mercado interno a partir de la menor demanda que se verificó durante el año 2009 y en relación al año 2008. Los precios de los commodities se vieron fuertemente afectados respecto al año anterior. Esta situación impulsó también la baja de los precios de ciertos productos comercializados en el mercado interno, como el Gas Licuado de Petróleo ("GLP"), combustible de aviación y ciertos petroquímicos, que se rigen por marcadores de precios internacionales. Adicionalmente se observó también una baja en la demanda de fertilizantes comercializados en el mercado interno, especialmente durante el primer semestre de 2009.

Todo esto fue parcialmente compensado por los mayores precios promedio obtenidos por la Sociedad en las naftas y gas oil vendidos en el mercado interno, por los mayores volúmenes de naftas vendidos en el mercado antes mencionado, así como también por el ingreso devengado correspondiente al incentivo del Programa Petróleo Plus implementado por la Administración.

El costo de ventas (con depreciaciones incluidas) en 2009 fue de \$ 23.177 millones, un 3,5% menos que en el 2008, debido en su mayor parte a una disminución en el monto de las compras efectuadas, especialmente de gas oil a partir de una menor demanda, y de crudo, debido en este

último caso a que las mismas se habían incrementado en segundo trimestre de 2008 con motivo de las huelgas de trabajadores que habían tenido lugar en la región sur de la Argentina en ese período, afectando en consecuencia los márgenes de la Sociedad, a diferencia de lo ocurrido cuando se volvieron a producir este tipo de conflictos durante el tercer trimestre de este año, momento en el cual la disminución de producción prácticamente fue cubierta con el consumo del inventario propio. También disminuyeron las compras de fertilizantes, debido a la importante caída en la demanda de estos productos, y las compras de gas oil, las que habían sido necesarias en 2008 para satisfacer la demanda local de este producto.

Los gastos de administración muestran un incremento respecto del año anterior, el cual se encuentra atomizado en prácticamente la totalidad de los componentes de dicho gasto, no obstante destacarse los incrementos en costos vinculados a depreciación de bienes de uso y sueldos y cargas sociales.

Los gastos de comercialización muestran un aumento del 1,2% respecto de 2008, habiendo manifestado un comportamiento similar a los gastos de administración, en cuanto al incremento atomizado en prácticamente todos sus componentes, destacándose el incremento en los costos relacionados con contrataciones de servicios y gastos de reparación y mantenimiento, lo cual incluye la adecuación de las estaciones de servicio para la comercialización del nuevo Euro Diesel.

La utilidad operativa en 2009 fue de \$ 6.999 millones un 5% más que en el año anterior, siendo los márgenes operativos (utilidad operativa dividida por ventas netas) del 20,4% y 19,1% en 2009 y 2008, respectivamente.

El rubro Otros Ingresos (Egresos) netos, presentó una variación positiva de \$ 535 millones respecto al mismo período de 2008, entre otros como resultado de menores cargos provenientes de ciertas obligaciones relacionadas con el medio ambiente de nuestra sociedad controlada YPF Holdings Inc., como así también a ingresos por recuperos vinculados a siniestros de nuestra sociedad controlada Profertil S.A.

Los resultados financieros y por tenencia correspondientes al año 2009 fueron negativos en \$ 1.242 millones, en comparación con los \$ 174 millones negativos correspondientes al año 2008. Esta importante variación se produjo como consecuencia de mayores intereses pagados por el mayor financiamiento tomado con terceros, al menor resultado por tenencia de los bienes de cambio durante el año 2009 y también debe sumarse, y en menor medida, el efecto de las mayores diferencias de cambio negativas provocadas por la devaluación del peso respecto al dólar y dada la posición financiera de la Sociedad en dicha moneda en cada ejercicio.

El cargo por impuesto a las ganancias disminuyó respecto de 2008 motivado por el menor resultado antes de impuesto.

La utilidad neta correspondiente al año 2009 fue de \$ 3.486 millones, en comparación con \$ 3.640 millones para el año 2008, lo que representa una disminución del 4,2%.

Los indicadores obtenidos durante el año 2009 comparados con el año 2008 fueron los siguientes:

INDICADORES	2009	2008	Dif. 09/08
Contribución Marginal (Compras /Ventas)	44%	43%	3%
Margen operativo sobre ventas	0,20	0,19	7%
ROE (Resultado neto sobre patrimonio)	18,5%	17,9%	3%
ROA (Rentab.s/activo) (Res Oper (1-t) / AT)	11,3%	11,1%	2%
Leverage (ROE/ROA)	1,63	1,61	1%
EBITDA (M\$)	11.831	11.440	3%

**PETROBRAS ENERGIA SA.**

La situación patrimonial comparada de Petrobrás Energía SA fue la siguiente:

SITUACION PATRIMONIAL			
	2009	2008	Dif. 09/08
En Millones de pesos			
Total del Activo	23.083	23.091	0%
Activo corriente	7.109	6.252	14%
Activo no corriente	15.974	16.839	-5%
Total del Pasivo	13.494	14.192	-5%
Pasivo corriente	5.489	5.787	-5%
Pasivo no corriente	8.005	8.405	-5%
Patrimonio Neto	9.589	8.899	8%
Deudas bancarias y financieras	7.098	7.597	-7%
Corto plazo	2.508	2.445	3%
Largo plazo	4.590	5.152	100%
Inver. en Bienes de Uso	1.106	2.075	-47%

Fuente: Memoria y Balance Petrobrás Energía SA

Los activos totales de Petrobrás Energía SA ascienden a \$ 23.083 millones, monto similar al año anterior, los pasivos totales ascienden a \$ 13.494 millones y un 60% de los mismos son de largo plazo; las deudas bancarias y financieras suman \$ 7.098 millones y representan un 53% del pasivo.

Al año 2009 se encontraban en circulación obligaciones negociables por un total de U\$S 937 millones, que fueron emitidas bajo el Programa Global cuyo vencimiento operó en mayo de 2008. Dentro del Programa global de obligaciones negociables de U\$S 2.500 millones se encuentran en circulación las siguientes: i) Clase I, por un valor nominal de U\$S 349,2 millones a una tasa de interés del 8,125% anual, ii) Clase N, por un valor nominal de U\$S 97 millones a una tasa de interés anual de Libor de seis meses más un spread del 1% iii) Clase R; por un valor nominal de U\$S 200 millones a una tasa de interés anual del 9,375% anual y iv) Clase S, por un valor de U\$S 300 millones a una tasa de interés del 5,875% anual. El destino de los fondos ingresados por la emisión de obligaciones negociables ha sido la refinanciación de pasivos, la recomposición del capital de trabajo, inversiones en activos físicos situados en Argentina, o aportes de capital en sociedades.

Los índices pasivo total sobre activos totales fueron de 0,68, mientras que el patrimonio neto sobre los activos totales fue de 0,42.

Durante el año 2009 se ejecutaron inversiones por 1.106 millones, las mismas han disminuido un 50% aproximadamente de lo ejecutado durante el año 2008. En 2009 la exploración y

producción de petróleo y gas de Petrobras Energía, incluyendo la correspondiente a sociedades vinculadas, disminuyó 9,5 % con respecto al promedio del 2008. En 2009 la Compañía realizó inversiones exploratorias por un total de 90,2 millones de dólares, que se destinaron principalmente a la perforación.

El origen y aplicación de fondos muestra que el efectivo generado por las operaciones fue de \$ 2.362 millones, se aplicaron a las actividades de inversión \$.119 millones en la suscripción de bonos emitidos por el Fideicomiso Financiero de Obra Gasoducto Sur, cuyo objeto es el financiamiento de las obras tendientes a la ampliación de la capacidad de transporte del Gasoducto General San Martín en su tramo offshore que atravesará el Estrecho de Magallanes, y las inversiones netas de capital fueron de \$ 969 millones.

El efectivo neto aplicado a las actividades de financiación totalizó \$ 1.313 millones, se canceló a su vencimiento la Clase H del Programa de Obligaciones Negociables de Petrobras Energía SA., y el efectivo ingresado por financiamiento a largo plazo fue de \$.672 millones. En 2009 se tomaron fondos de fuentes de financiación bancaria y se canceló financiamiento a corto plazo resultando un neto de \$. 916 millones. Adicionalmente, la Sociedad abonó en el ejercicio 2009 un dividendo en efectivo de \$ 269 millones.

Los indicadores financieros fueron comparados de los años 2009 y 2008 fueron los siguientes:

INDICADORES	2009	2008	Dif. 09/08
Liquidez corriente (1)	1,30	1,08	20%
Solvencia (2)	0,71	0,63	13%
Indice de endeudamiento (Pas Total / PN)	1,41	1,59	-12%
Pasivo Total sobre Activo total	0,58	0,61	-5%
Deuda Financiera sobre Pasivo Total	0,53	0,54	-2%
Invers.en Bs. de Uso sobre Depreciación	0,79	1,65	-52%
Capac.de reinvers. (cash flow sobre Invers.)	2,16	1,02	112%
Inmovilización del capital (3)	0,69	0,73	-5%
Rentabilidad (4)	10,31%	10%	8%

(1) Activo corriente sobre pasivo corriente

(2) Patrimonio neto sobre pasivo total

(3) Activo no corriente sobre total del activo

(4) Resultado del ejercicio sobre Patrimonio neto Promedio

Cuadro de Resultados Consolidados

CUADRO DE RESULTADOS			
	2009	2008	Dif. 09/08
En Millones de pesos			
Ingresos			
Ventas Netas	11.972	15.175	-21%
Costos de operación	-7.554	-9.770	-23%
Ganancia bruta	4.418	5.405	-18%
Gastos admin.y comerc.	-1.573	-1.725	-9%
Gastos de exploración	-336	-238	41%
Otros result.operativos	-192	-231	-17%
EBITDA	2.317	3.211	-28%
Depreciación Bienes de Uso	-1.399	-1.260	11%
Resultado operativo	918	1.951	-53%
Resultados inversiones permanentes	210	305	-31%
Resultados financieros			
Generados por Activos	485	292	66%
Generados por Pasivos	-1.186	-1.074	10%
Otros Ingresos/Egresos	1.288	-117	-1201%
Impuesto a las Ganancias	-726	-508	43%
Resultado Neto	989	849	16%
Resultado por part.en soc.control.	-64	-73	-12%
Resultado Final	925	776	19%

Fuente: Memoria y Balance Petrobrás Energía SA

La utilidad neta del ejercicio 2009 fue de \$ 925 millones un 19,2% más que en el año 2008.

Excluyendo los efectos de la consolidación proporcional, las ventas netas disminuyeron respecto del año anterior, debido una disminución en las ventas de los segmentos de Exploración y Producción de Petróleo, Refinación y Distribución y Petroquímica, siendo parcialmente compensado por un aumento de las ventas del segmento Gas y Energía. Las ventas netas fueron de \$ 11.972 millones un 21,1% menos que el año anterior, las mismas incluyen las ventas correspondientes a las participaciones en CIESA y Distrilec.

La utilidad bruta del ejercicio disminuyó un 25,4% incluyendo las depreciaciones, dejando un margen bruto del 37%.

Los gastos de administración y comercialización disminuyeron un 9% comparado con el año anterior, como consecuencia de las disminuciones verificadas en el negocio de Exploración y Producción de Petróleo y Gas y en la Estructura Central. Los gastos de exploración aumentaron un 42% respecto al ejercicio anterior y los otros resultados operativos disminuyeron un 17% afectado por los resultados operativos de las participaciones en CIESA y Distrilec.

La utilidad operativa fue de \$ 918 millones un 53% menor que en el año anterior y representa un 7,7% de las ventas. Esta variación se origina principalmente por una disminución en los segmentos de Exploración y Producción de Petróleo y Gas, Petroquímica y Gas y Energía, parcialmente compensado por un aumento en el segmento de Refinación y Distribución.

Las pérdidas financieras y por tenencia disminuyeron 10,4% comparativamente con el año 2008, debido a menores pérdidas por tenencia de inventarios, por diferencias de cambio por una apreciación del 25% del real.

Los otros ingresos (egresos), netos totalizaron ganancias de \$ 1.288 millones en el ejercicio 2009, en contraposición a una pérdida de \$117 millones del ejercicio 2008. El ejercicio 2009 incluye pérdidas por \$16 millones correspondientes a las participaciones en CIESA y Distrilec y ganancias por \$ 1.591 millones por la venta del 60% de PVIE, y una pérdida de \$ 281 millones por la desvalorización neta de activos en Venezuela.

El cargo por impuesto a las ganancias fue mayor en el año 2009 por la ganancia generada por la venta de la participación en PVIE.

Los principales indicadores económicos financieros fueron los siguientes:

INDICADORES	2009	2008	Dif. 09/08
Contribución Marginal (Compras /Ventas)	37%	36%	4%
Margen operativo sobre ventas	8%	13%	-40%
Resultado Neto/Patrimonio	10,31%	9,5%	8%
Resultado Neto/Activos	4,28%	3,7%	17%
ROE (Resultado neto sobre patrimonio)	10,3%	9,5%	8%
ROA (Rent.s/ activo) (Res Oper (1-t) / AT)	2,6%	5,5%	-53%
Leverage (ROE/ROA)	4,0	1,7	130%
EBITDA (M\$)	2.317	3.211	-28%



AÑO 2009										
ESTADOS PATRIMONIALES Y RESULTADOS										
Información de Memoria y Balance	CAMUZZI GAS PAMPEANA			GAS BAN S.A.	METROGAS	TGS	TGN	YPF y Sociedades Controladas	PETROBRAS ENERGIA S.A.	
	Millones de pesos									
SITUACION PATRIMONIAL										
Total del Activo	1.087	1.344	2.226			5.619	2.878	40.283	23.083	
Activo corriente	112	236	315			1.468	462	10.532	7.109	
Activo no corriente	975	1.108	1.910			4.151	2.416	29.751	15.974	
Total del Pasivo	197	483	1.328			2.398	1.651	21.402	13.494	
Pasivo corriente	180	381	479			608	1.594	12.612	5.489	
Pasivo no corriente	17	103	849			1.790	58	8.790	8.005	
Patrimonio Neto	890	861	898			3.221	1.227	18.881	9.589	
Deudas bancarias y financieras	40	233	921			1.517	1.439	6.819	7.098	
Corto plazo	34	133	83			15	1.439	4.679	2.508	
Largo plazo	6	100	838			1.502	0	2.140	4.590	
Inver. en Bienes de Uso	56	65	98			161	78	5.832	1.106	
RESULTADOS										
Ventas	523	729	1.074			1.601	531	34.320	11.972	
Segmento regulado	108	155	178			669	486	34.320	11.972	
Segmento no regulado	415	574	896			931	45			
Producción y comercialización de LGN						801	0			
Otros servicios (Midstream y Telecomunicaciones)						131	45			
Costo de explot., comerc.,y administr.	-468	-587	-909			-831	-266	-22.489	-9.655	
EBITDA	54	142	165			770	265	11.831	2.317	
Gastos de comercialización	-47	-53	-94			-153	-60	-2.368		
Gastos de administración	-51	-98	-113			-64	-9	-1.002		
Depreciación Bienes de Uso	-51	-61	-71			-208	-126	-4.832	-1.399	
Amortización de Intangibles	-2	0	0			0	0	0	0	
Resultado operativo	2	82	94			562	139	6.999	918	
Resultados inversiones permanentes	0					-1	2	-22	210	
Resultados financieros (netos)										
Generados por Activos	2	16	14			82	32	280	485	
Generados por Pasivos	-6	-60	-185			-294	-242	-1.522	-1.186	
Otros Ingresos	18	13	8			0	16	159	1.288	
Otros Egresos			0			-27	0			
Result.antes del Impuesto Ganancias	16	50	-69			322	-54	5.894	1.715	
Impuesto a las Ganancias	-14	-29	-9			-143	2	-2.408	-726	
Resultado Neto	2	21	-78			178	-52	3.486	989	
Resultado p/particip.en soc.Controladas	0	0	0			0	0	0	-64	
Resultado Final	2	21	-78			178	-52	3.486	925	
Resultado por Acción Ordinaria	0,0056	0,064	0,14			0,22	0,12	8,86	0,92	

INDICADORES

	CAMUZZI GAS PAMPEANA	BAS BAN S.A.	METROGAS	TGS	TGN	YPF	PETROBRAS ENERGIA S.A.
Capital de trabajo operativo (AC-PC+DFaCP)	-34	-11	-81	875	308	2.599	4.128
Indice de liquidez (AC/PC)	0,62	0,62	0,66	2,42	0,29	0,84	1,30
Indice de endeudamiento (Pas Total / PN)	0,22	0,56	1,48	0,74	1,35	1,13	1,41
Pasivo Total sobre Activo total	0,18	0,36	0,60	0,43	0,57	0,53	0,58
Patrimonio Neto sobre Activo Total	0,82	0,64	0,40	0,57	0,43	0,47	0,42
Deuda Financiera sobre Pasivo Total	0,20	0,48	0,69	0,63	0,87	0,32	0,53
Inversiones en Bs de Uso sobre Depreciación	1,10	1,08	1,38	0,77	0,62	1,21	0,79
Capacidad de reinver.(cash flow sobre Invers.)	0,97	1,25	-0,07	2,40	0,96	1,43	2,10
ROE (Resultado neto sobre patrimonio)	0,21%	2,42%	-8,73%	5,54%	-4,20%	18,46%	9,65%
Margen operativo sobre ventas	0,00	0,11	0,09	35,08%	26,16%	20,39%	7,67%
Ventas sobre activo total	0,48	0,54	0,48	0,28	0,18	0,85	0,52
ROA (Rentab. s/ el activo) (Res Oper (1-t)/AT)	0,10%	3,94%	2,75%	6,50%	3,14%	11,29%	2,59%
Leverage (ROE/ROA)	2,10	0,61	-3,18	0,85	-1,34	1,63	3,73
EBITDA (M\$)	54,35	142	165	770	265	11.831	2.317
Cash flow (ganancia neta más amortizaciones)	54,54	82	-7	387	75	8.318	2.324
Costos operativos sobre ventas	89,60%	80,47%	84,60%	51,90%	50,10%	65,53%	80,65%

Situación de las empresas eléctricas

Año 2009

Empresas Distribuidoras

Se han analizado un total de cinco empresas de distribución del sector eléctrico del país, cuyos resultados para el año 2009 fueron los siguientes:

RESULTADOS					
	EDENOR	EDESUR	EDELAP	EDEA	EDEMSA
	<u>Millones de pesos</u>				
Ingresos					
Venta de energía	2.035,8	2.024,5	252,3	368,9	502,9
Otros ingresos	41,9	179,3		15,5	
Subtotal	2.077,8	2.203,9	252,3	384,4	502,9
Costos variables (Compra de energía)	(1.003,4)	(1.025,9)	(117,4)	(161,1)	(235,3)
Contribución marginal	1.074,4	1.178,0	134,9	223,3	267,6
Costos de operación y mantenim., administ y comerc.	(708,7)	(778,0)	(156,1)	(134,5)	(221,3)
EBITDA	365,7	400,0	(21,2)	88,8	46,3
Depreciación Bienes de Uso	(175,4)	(180,9)	(26,6)	(20,9)	(38,0)
Amortización de intangibles y otros				(0,2)	(6,2)
Previsión para contingencias		(88,2)			
Resultado operativo	190,3	130,9	(47,8)	67,7	2,1
Resultados financieros (netos)	(125,1)	(0,6)	(11,3)	(9,0)	(21,0)
Resultado por reestructuración de prestamos	81,5				
Otros Ingresos/Egresos y otros	23,3	(30,3)	(22,4)	292,3	21,6
Impuesto a las Ganancias	(79,3)	(65,5)	16,3	(122,9)	(9,4)
Resultado Neto	90,7	34,5	(65,2)	228,1	(6,7)

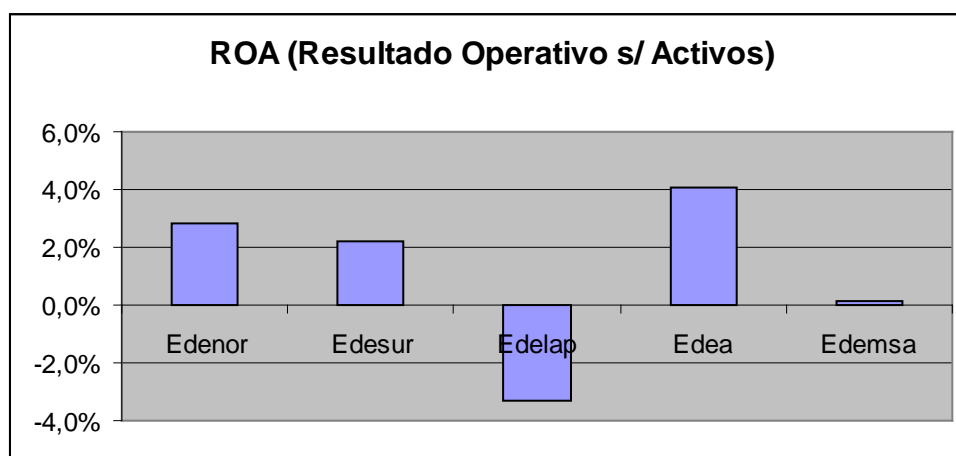
Los resultados netos de las empresas han sido positivos; excepto para EDELAP y EDEMSA. En el caso de la primera empresa también ha sido la única que ha tenido Resultados Operativos negativos como consecuencia de un fuerte incremento de los costos y al aumento de las multas aplicadas por el Ente Regulador en concepto de Bonificaciones a Clientes (42,8 M\$). En el caso de EDEMSA se observa que a pesar de haber tenido un Resultado Operativo positivo la importante incidencia de los costos financieros provocan que el resultado final negativo. (Según la empresa los resultados financieros aumentaron con motivo de la devaluación de nuestra moneda con relación a las se han tomados los préstamos).

Si bien EDESUR y EDENOR tienen EBITDA bastante parecidos se puedan observar diferencias significativas en los resultados de ambas empresas:

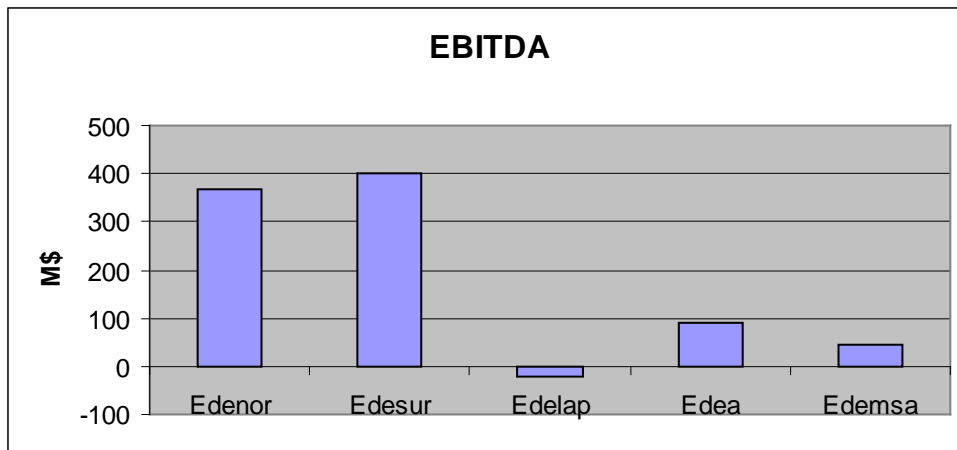
- EDESUR tiene una Previsión para contingencias de 88,22 M\$ que no la tiene EDENOR.
- EDENOR tiene cargos financieros mucho más altos que EDESUR por su mayor endeudamiento, aún cuando dicho resultado está en parte compensado por la ganancia por recompra de deudas.

La fuerte ganancia final de EDEA se encuentra afectada por el "recupero por desvalorización de Bienes de Uso". Es decir, la empresa había efectuado una desvalorización de los activos afectados al servicio al 31.12.2006 de acuerdo al criterio del "valor de utilización económica" de los Bienes de Uso mediante una proyección del negocio y, luego en el año 2009 reverso parte del mismo por una mejora de sus ingresos. El valor recuperable de los activos fue determinado mediante el método de flujos de fondos descontados.

En general, las empresas han tenido incrementos tarifarios acordados por el Ente Regulador, En el caso de las empresas nacionales se afectaron los fondos resultantes de la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica y; además, se otorgaron aumentos por las actualizaciones tarifarias establecidas por el Mecanismo de Monitoreo de Costos establecido en el Acta Acuerdo firmada con la UNIREN.

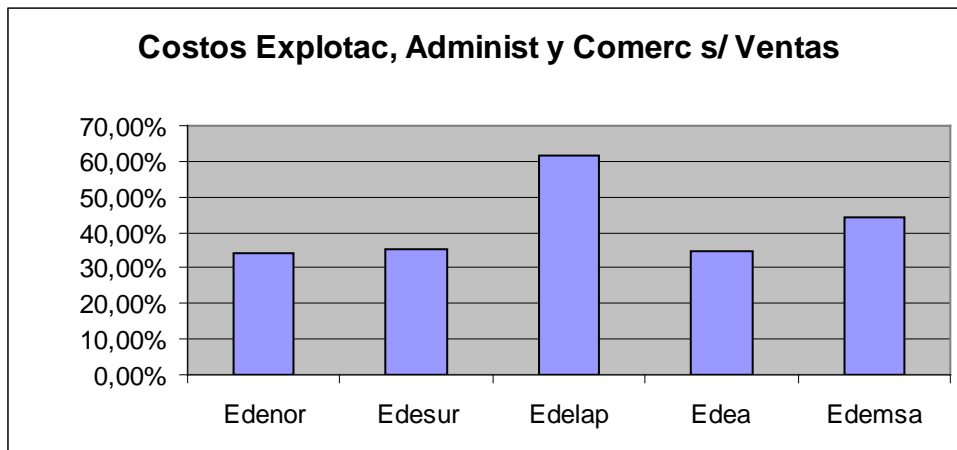


Por otra parte, a excepción de EDELAP las empresas han tenido un EBITDA positivo.



Los ingresos por ventas de las empresas cubrieron en todos los casos los costos por compras de energía y combustibles, con una contribución marginal positiva que estuvieron en el rango del 53/61%.

Los costos operativos, administrativos y comerciales sobre ventas, varían según las empresas, según se puede observar a continuación:

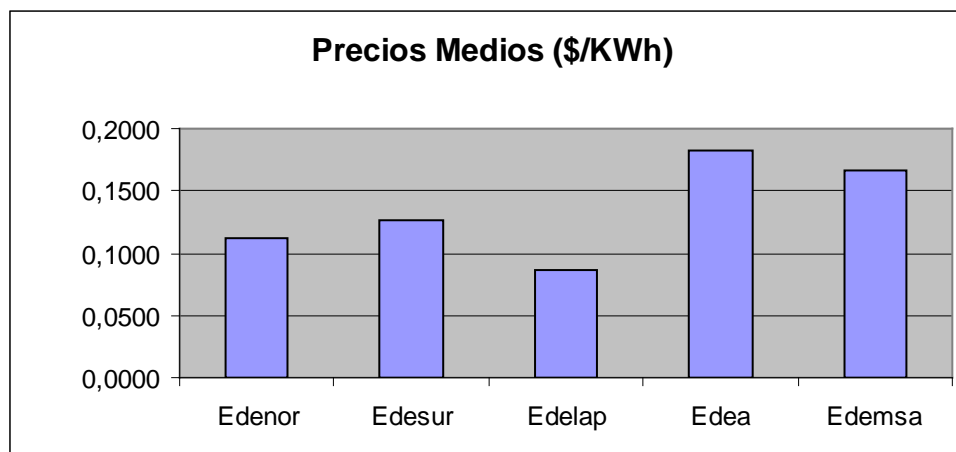


La mayor incidencia de estos costos para el caso de EDELAP se debe fundamentalmente a las "Bonificaciones a clientes y otras sanciones por resoluciones del ENRE", que alcanzaron en el ejercicio a 42,8 M\$.

Los resultados operativos han sido positivos excepto para EDELAP que ha tenido un resultado negativo de 41,5 M\$, y luego de considerar los resultados financieros e impuesto a las ganancias, han obtenido Resultados Netos positivos EDENOR, EDESUR y EDEA.

Las empresas, excepto EDELAP, han tenido un EBITDA y Cash Flow positivo lo cual indica que han podido afrontar los costos financieros y disponer de fondos para ser destinados a inversión.

El precio medio de venta ha oscilado en el año 2009 entre las diferentes empresas, observándose que las empresas nacionales tienen una tarifa menor que las provinciales, según se muestra en el siguiente gráfico:



Las pérdidas de energía – en general – han aumentado respecto del ejercicio anterior y estuvieron entre el 10,5 y el 12%.

Durante el ejercicio 2009 la demanda de energía ha disminuido por primera vez desde el año 2002. Se observaron caídas del 2.1% en EDENOR, del 1,2 % en EDESUR y en menor medida en las otras empresas. En general, la demanda del Sistema Eléctrico Argentino, durante el ejercicio 2009, tuvo una caída del 1,3% respecto del ejercicio anterior, producto de la menor actividad económica global.

Cabe señalar, que si bien las empresas – en general – han tenido un resultado positivo estos no son suficientes para recuperar los costos del capital invertido en la prestación del servicio.

Por otra parte, cabe señalar que el costo por depreciación de los “bienes destinados al servicio” se encuentra devaluado; toda vez, que esta calculado sobre un valor de los Bienes de Uso alejado de la realidad económica.

En efecto, desde la privatización el valor contable de los Bienes se ha ajustado por inflación hasta agosto del 2005se reinició el ajuste en forma parcial en el 2002 hasta el febrero del 2003; desde esa fecha se encuentra suspendido la aplicación del ajuste de los Estados Contables por perdida del

poder adquisitivo de la moneda, por ende, los valores de los "bienes afectados al servicio" están alejados de los costos actualizados y/o de reposición.

Por lo tanto, este hecho afecta la validez de los resultados y los índices de rentabilidad de las compañías.

Caber señalar también, que la falta del ajuste por inflación desde el punto de vista impositivo hace que las empresas tributen impuestos sobre bases totalmente distorsionadas respecto de la realidad económica.

Situación tarifaria

Las empresas nacionales firmaron con la UNIREN un Acta Acuerdo con una revisión parcial de las tarifas y la creación de un Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) que se activa cada seis meses para compensar los aumentos de los costos propios de distribución. Al cierre del ejercicio 2009 se continuaba con la Revisión Tarifaria Integral.

Por otra parte, cabe señalar que continua la política de subsidios con relación a los precios del Mercado Eléctrico Mayorista aplicado a los sectores residenciales, aunque durante el año 2009 se ha visto reducida en los sectores residenciales de mayores consumos.

Situación Patrimonial

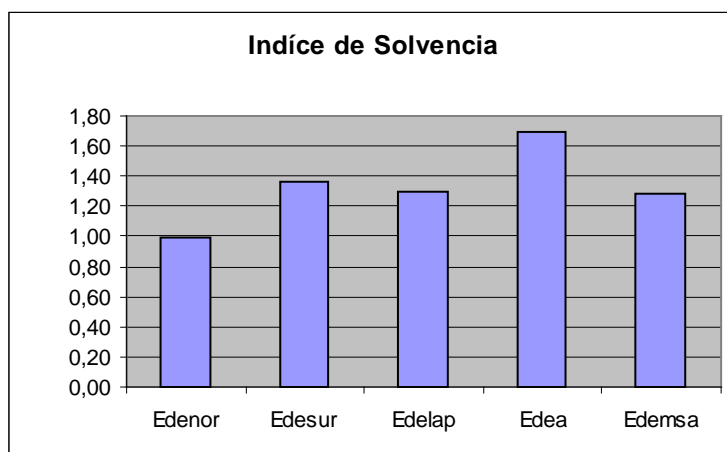
La situación patrimonial de las empresas distribuidoras, en forma reducida se puede ver a continuación:

SITUACION PATRIMONIAL					
	EDENOR	EDESUR	EDELAP	EDEA	EDEMSA
	Millones de pesos				
Total del Activo	4.370,7	3.833,1	931,4	1.077,1	1.043,9
Activo corriente	693,6	700,8	67,3	145,5	139,5
Activo no corriente	3.677,2	3.132,3	864,1	931,6	904,4
Total del Pasivo	2.188,5	1.619,0	405,3	400,7	458,1
Pasivo corriente	760,3	1.281,5	115,4	172,8	222,4
Pasivo no corriente	1.428,3	337,5	289,9	227,9	235,7
Patrimonio Neto	2.182,2	2.214,1	526,1	676,4	585,8

Se observa:

- Una situación de solvencia relativamente buena; ya que, a través de la renegociación de las deudas financieras tienen índices que se asemejan a los ratios internacionales para la industria.

El Índice de solvencia medido como el cociente entre el Patrimonio Neto y el Pasivo se muestra en el siguiente gráfico:



La empresa que tiene un mayor endeudamiento es EDENOR con 790,5 M\$. La posición de la Deuda Financiera se puede ver en el cuadro siguiente:

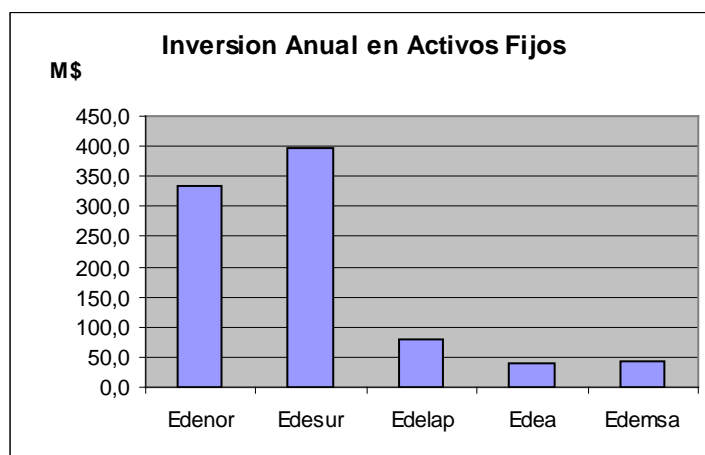
	EDENOR	EDESUR	EDELAP	EDEA	EDEMSA
	Millones de pesos				
Deudas bancarias y financieras	790,5	313,3	16,4	87,8	260,3
Corto plazo	83,0	79,5	5,5	5,6	25,2
Largo plazo	707,5	233,8	10,9	82,2	235,1

- Las empresas parecen haber saneado su estado de endeudamiento, y muestran que sus activos están financiados razonablemente con capital de terceros, de acuerdo con

indicadores internacionales en el que es aceptable un leverage de 0,50/0,60. Salvo EDENOR el resto de las empresas esta por debajo de esa relación.

- La situación financiera muestra una insuficiente liquidez, prácticamente sin capital de trabajo operativo. Pero esta situación depende del flujo de fondos operativos de las compañías.

El siguiente cuadro muestra la Inversión en Activos Fijos realizada en el año 2009 por las empresas analizadas:



El índice que relaciona la Inversión con la Depreciación en todos los casos es mayor que 1, lo que demostraría que las empresas se están capitalizando, pero en realidad este índice está distorsionado por la falta del ajuste por inflación del valor de los Bienes de Uso. Por lo cual la relación compara valores de la Inversión anual con una depreciación de bienes a valores históricos realizadas durante el período de Concesión, que sólo fueron ajustados en los períodos antes indicados.

También, los índices de solvencia están afectados por la discontinuidad del ajuste por inflación. De haberse practicado los mismos las relaciones mejorarían por efecto del mayor valor de los activos fijos.

Empresas generadoras

El siguiente cuadro muestra los resultados de algunas de las empresas generadoras del Sector Eléctrico Argentino:

RESULTADOS			
	CENTRAL PUERTO	CENTRAL COSTANERA	PIEDRA AGUILA
Ingresos			
Venta de energía	971,0	1.536,5	598,8
Costos variables (Compra de energía o combustibles)	(673,9)	(1.213,6)	
Contribución marginal	297,1	322,9	598,8
Costos de operación y mantenim., admnist y comerc.	(240,2)	(163,3)	(180,2)
EBITDA	56,9	159,6	418,6
Depreciación Bienes de Uso	(24,0)	(169,6)	(24,8)
Amortización de intangibles y otros	4,0	(12,5)	(60,4)
Resultado operativo	36,9	(22,5)	333,4
Resultados financieros (netos)	33,5	(131,4)	(238,1)
Otros Ingresos/Egresos y otros	133,5	21,3	16,2
Impuesto a las Ganancias	(72,2)	30,0	(39,1)
Resultado Neto	131,7	(102,6)	72,4

Las empresas generadoras han cubierto los costos variables con sus ingresos por ventas.

El resultado operativo de Central Puerto y HPA fueron positivos durante el año 2009 y el resultado neto final después de costos financieros e impuestos también.

En cambio, Central Costanera tuvo un resultado operativo negativo, que se origina fundamentalmente por un aumento más que proporcional de los costos de combustibles y de los costos de explotación, al incremento de los ingresos por ventas que sólo fue del 3,89 %, con relación al ejercicio anterior. Por otra parte, en el resultado final de esta empresa también influyó negativamente la pérdida financiera neta de 131,4 M\$ debido a los altos costos por intereses y a la diferencia de cambio por actualización de pasivos financieros. En realidad la deuda más importante de Endesa Costanera (Incluida como cuentas a pagar), es con la firma Mitsubishi Corporation de Japón por la instalación de una planta llave en mano de generación de energía eléctrica de ciclo combinado de 852 MW de potencia bruta..

En el caso de Central Puerto los resultados fueron positivos pero menores en más de 100 M\$ respecto del ejercicio anterior debido a una baja de la venta de energía de aproximadamente un 15 %. En el rubro "otros ingresos" la empresa contabilizó una ganancia 134 M\$ correspondiente a un

acuerdo con YPF por reclamos que había realizado la compañía respecto al abastecimiento de suministro de gas para sus Centrales, lo que incidió fuertemente en el resultado final de 131 M\$.

Por su parte Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A. tuvo un Ganancia Operativa de 333,7 M\$, que fue levemente superior al ejercicio anterior. En el resultado influyó el aumento de la venta de energía en un 7%, mientras que los costos de explotación sólo lo hicieron en un 5%. La venta de energía aumento por el incremento de los precios y, en menor medida, a la cantidad de GWh vendidos.

Por otra parte, los resultados de HPA fueron afectados negativamente por los cargos financieros, intereses y diferencia de cambios de la deuda financiera y, por la rebaja del valor estimado a cobrar por la Res N° 406/03 de la SE que fijo mecanismos transitorios para la asignación de recursos escasos del Fondo de Estabilización. En el caso específico de HPA según nota aclaratoria a sus EECC sólo percibe por las ventas que efectúa en el Mercado Spot, el costo de Operación y mantenimiento de las hidroeléctricas y los pagos por potencia. El saldo representa un crédito de los generadores en el MEM bajo Liquidación de Venta con fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD). El "descuento de créditos", realizado por la empresa en el ejercicio 2009 alcanzó a 195,6 M\$, afectando seriamente sus resultados finales.

Cabe señalar que - para las generadoras en general - hay una fuerte restricción en la formación del precio Spot en virtud de la Res SE N° 240/03, según la cual el precio spot horario de venta de energía resulta desvinculado de la señal de escasez del mercado. Si bien los volúmenes de producción resultan de un despacho económico de mínimo costo, el precio de venta de energía surge de un ordenamiento de máquinas a las que se le supone plena disponibilidad de gas. De esta forma, el costo de las maquinas térmicas con combustible líquido y el valor del utilizado para el despacho económico en centrales con capacidad de embalse no participan en la formación del precio. Esto produce una fuerte reducción de los ingresos que deberían tener las compañías y afecta sensiblemente sus resultados económicos.

Si bien la rentabilidad sobre los Activos fue del 2,9 % en Central Puerto y 9,7% en Piedra del Aguila, estas no son representativas de la real situación económica, toda vez que los valores de los activos físicos se hallan a precios muy alejados de los de reposición al no ajustarse por la pérdida del poder adquisitivo de la moneda.

Por otra parte, las tres empresas han tenido un EBITDA y Cash Flow positivos lo que posibilita el funcionamiento financiero para generar fondos propios para inversión o cancelación parcial de las deudas.

Situación Patrimonial

La situación resumida de las empresas ha sido la siguiente:

SITUACIÓN PATRIMONIAL			
	CENTRAL PUERTO	CENTRAL COSTANERA	PIEDRA DEL AGUILA
Total del Activo	827,5	1.904,4	2.232,8
Activo corriente	255,2	358,6	174,7
Activo no corriente	572,3	1.545,8	2.058,1
Total del Pasivo	350,2	1.325,9	951,7
Pasivo corriente	256,2	827,6	69,4
Pasivo no corriente	94,0	498,3	882,3
Patrimonio Neto	477,3	578,5	1.281,1

Las empresas Central Puerto y Piedra del Águila han tenido "capital de trabajo operativo" positivo y un índice de liquidez por encima de 1, no así en el caso de Central Costanera que alcanzo a 0,43. El Capital de trabajo de Costanera medido como la diferencia entre el Activo Corriente menos el Pasivo Corriente (sin considerar la deuda financiera a corto plazo) fue negativo en 320 M\$.

Las empresas CP e HPA tienen un índice de endeudamiento similar de aproximadamente 40% de los activos, pero en Costanera es del 70%

La deuda de CAMMESA con las empresas generadoras se muestra a continuación:

	CENTRAL PUERTO	CENTRAL COSTANERA	PIEDRA DEL AGUILA
Deudores por Ventas Corriente	129,0	242,6	23,4
No Corriente		0,4	
FONINVEMEN	81,4	115,7	847,3
TOTAL	210,4	358,6	870,7

Sistema de Precios

Desde el 1 de septiembre de 2003, las Generadoras reciben parcialmente el pago de sus acreencias por ventas de energía al sistema, quedando el remanente como crédito. Esto se conoce como LVFVD (Liquidaciones de ventas con fecha de vencimiento a definir).

Las Generadoras sólo reciben por las ventas que realicen en el mercado Spot el CVP declarado y los costos de potencia, el saldo resultante se imputan a LVFVD.

Según la Memoria y EEC de Central Puerto *los precios spot se fijan bajo el supuesto de que todas las maquinas disponibles poseen gas para el abastecimiento de la demanda. Aquellas unidades que consuman combustibles líquidos o mezcla no formaran precio, reconociéndoles la diferencia entre el precio de mercado (sancionado con gas) y su costo (en base al combustible real consumido) como "Sobrepuestos Transitorios de Despacho". Asimismo, las centrales hidroeléctricas no fijan precio spot, es decir elimina el pago de las diferencias positivas entre el valor del agua y el precio de nodo. A pesar de los incrementos parciales en los precios estacionales por categoría de demanda, el precio resultante equivalente para toda la demanda agregada resulta insuficiente, aún para el supuesto de costos de producción con plena disponibilidad de gas y sin aumento del mismo para la industria eléctrica, con lo cual, y de no producirse un aumento sustancial en los precios estacionales de energía para el próximo período invernal, el Fondo de Estabilización continuará aumentando su actual déficit más o menos aceleradamente dependiendo de la menor o mayor disponibilidad de gas para la industria eléctrica.*

Las empresas fueron convocadas para invertir sus créditos acumulados por LVFVD, durante el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 en un "Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía en el MEM" (FONINVEMEN). Dichos fondos se afectaron a la construcción de dos centrales de ciclo combinado de al menos 800 MW cada una. El acuerdo contempla que las generadoras recibirán la devolución de las acreencias por LVFVD

en 120 cuotas iguales y consecutivas, convertibles a dólares de EEUU, con un rendimiento anual de LIBOR más 1%, a partir de la habilitación comercial de las centrales.

Adicionalmente, fueron convocadas a aportar al FONINVEMEM el 50% de las LVFVD correspondientes al período comprendido entre enero y diciembre de 2007, con una devolución similar a la anterior pero con una tasa LIBO más 2%. Como 2da alternativa los generadores pueden afectar el 50% de sus LVFVD a inversión en proyectos de nueva generación, que aumente la energía del MEM. Los proyectos deben ser aprobados por la S.E. El monto de las LVFVD aportados sólo pueden representar el 25% del monto total del proyecto.

Con relación a la dolarización de los LVFVD 2004-2006 las empresas manifiestan que no hay una medición contable; por lo cual, los créditos continúan contabilizándose en pesos y no se ha reconocido la diferencia de cambio favorable.

Por otra parte, se han firmado algunos acuerdos por las acreencias retenidas por CAMMESA durante al período 2008-2010. Según la Memoria del 2009 de ENDESA COSTANERA S.A., se señala que: *En materia regulatoria, cabe mencionar que en octubre pasado la Sociedad formalizó una addenda a los dos acuerdos firmados con CAMMESA en diciembre de 2008 por medio de los cuales -bajo los términos de la Resolución SE N° 724/08-, la Compañía accederá al cobro de las acreencias retenidas por CAMMESA correspondientes al período 2008-2010, a cambio de realizar inversiones de mejoras operativas y de seguridad en la central con el 65% de dicho inciso, resultando el 35% restante de libre disponibilidad para la empresa. **No obstante cabe mencionar que a la fecha se registran importantes atrasos en el cumplimiento de esos contratos, y hay importantes sumas pendientes de pago, respecto al total comprometido***

Lo expuesto deja en evidencia que la determinación de los precios no responde a los costos del sistema y, que tampoco se cobran los precios fijados lo cual incide negativamente en la situación económica y financiera de las empresas.

TRANSENER

Los datos que se exponen a continuación se refieren a los Estados Contables Consolidados de la Sociedad, es decir, que comprenden a TRANSBA y TRANSENER propiamente dicha.

La composición de los resultados de ejercicio 2009 se muestra a continuación:

RESULTADOS	
Ingresos	M\$
Venta de energía	496,7
Otros ingresos	85,9
Subtotal	582,6
Costos de operación y mantenim., admnist y comerc.	(400,6)
EBITDA	182,0
Depreciación Bienes de Uso	(77,3)
Amortización de intangibles y otros	(45,5)
Resultado operativo	59,2
Resultados financieros (netos)	0,4
Otros Ingresos/Egresos y otros	6,3
Impuesto a las Ganancias	(19,1)
Resultado Neto	46,8

Los resultados económicos consolidados correspondientes al ejercicio económico cerrado al 31 de diciembre de 2009 arrojaron una ganancia neta de Pesos 46,8 M\$ debido fundamentalmente al resultado operativo neto de 59,2 M\$, a los otros ingresos netos 9,7 M\$ y, a la pérdida originada por el cargo en concepto de impuesto a las ganancias 19,1 M\$.

El EBITDA (Ingresos antes de Intereses, Impuestos y Depreciaciones) ha sido positivo en 182 M\$.

Se observa un aumento de los Ingresos por Servicio de Transporte debido principalmente al aumento tarifario y al aumento del canon por la Cuarta Línea acordados por el ENRE.

Los resultados financieros consolidados representaron una ganancia neta de 0,4 M\$, en los mismos se observa que si bien la empresa tuvo cargos por intereses de 72,8 M\$ y una diferencia de cambio por actualización de pasivos de 73,2 M\$, estos fueron absorbidos por el resultado positivo de 127,1 M\$ generado por la recompra de deuda.

La situación patrimonial se puede observar en el siguiente cuadro:

SITUACION PATRIMONIAL	M\$
Total del Activo	2.011,8
Activo corriente	187,0
Activo no corriente	1.824,8
Total del Pasivo	907,6
Pasivo corriente	219,0
Pasivo no corriente	688,6
Participaciones minoritarias	45,0
Patrimonio Neto	1.059,3

Con relación a su situación patrimonial se observa que el grupo tiene un Capital Propio de 1.059,3 M\$, con una relación de solvencia de 1.17, medida como el cociente entre el Patrimonio Neto (1.059,3 M\$) y el Pasivo Total (907,6 M\$).

Tiene una deuda financiera equivalente al 66 % del pasivo total, constituida principalmente por Obligaciones Negociables a vencer en el largo plazo.

Según la Memoria de la compañía: *como consecuencia de las cancelaciones de deudas durante el ejercicio y las inversiones realizadas, la deuda financiera neta al cierre del ejercicio es de US\$ 158.6 millones de capital, no teniendo necesidades de refinanciación considerables hasta el año 2013.*

El índice de liquidez que mide los pesos con que cuenta la empresa para hacer frente a cada peso adeudado en el corto plazo alcanza a 0,85.

Un resumen de indicadores según la Memoria de la empresa se muestra a continuación:

	Individual		Consolidado	
	2009	2008	2009	2008
Solvencia (a)	122 %	101 %	117 %	104 %
Endeudamiento (b)	82 %	99 %	86 %	96 %
Liquidez corriente (c)	79 %	110 %	85 %	122 %
Razón del patrimonio al activo (d)	55 %	50 %	53 %	50 %
Razón del inmovilización de activo o del capital (e)	93 %	94 %	91 %	92 %
Rentabilidad (f)	5 %	(6)%	5 %	(6)%
Apalancamiento o "leverage" financiero (g)	2,0 x	1,8 x	2,5 x	2,2 x
Rotación de los activos (h)	0,2 x	0,2 x	0,3 x	0,2 x

(a) Solvencia: Patrimonio neto/Pasivo total

(b) Endeudamiento: Pasivo total/Patrimonio neto

(c) Liquidez: Activo corriente/Pasivo corriente

(d) Razón del Patrimonio Neto: Patrimonio Neto/Total Activo

(e) Inmovilización del capital: Activo no corriente/Total del activo

(f) Rentabilidad: Resultado del ejercicio / Patrimonio neto promedio

(g) Apalancamiento: EBITDA (1) / Intereses generados por pasivos

(h) Rotación de los activos: Ventas/Activo total

(1) EBITDA: Ganancia antes de intereses, impuesto a las ganancias, depreciaciones y amortizaciones.

Situación Tarifaria

En mayo de 2005 Transener y Transba firmaron Actas Acuerdos con la UNIREN que contienen los términos y condiciones para la adecuación del Contrato de Concesión, acordándose renegociación parcial, quedando a cargo del ENRE la Revisión Tarifaria Integral (RTI).

Al cierre del ejercicio 2009 todavía no se había implementado dicha Revisión. No obstante, en virtud del monitoreo de costos y régimen de calidad de servicio previsto hasta la entrada de la RTI, se aplicaron incrementos que no satisficieron a la empresa según las pautas previamente fijadas; por lo cual, han efectuados los reclamos correspondientes antes las autoridades regulatorias.

DATOS RELEVANTES									
Información de Mem. y Bal.al 31/12/2009									
Millones de pesos	EDENOR	EDESUR	EDELAP	EDEA	EDEMSA	CENTRAL PUERTO	CENTRAL COSTANERA	PIEDRA DEL AGUILA	TRANSENER (EECC consolidados)
SITUACION PATRIMONIAL									
Total del Activo	4.370,7	3.833,1	931,4	1.077,1	1.043,9	827,5	1.904,4	2.232,8	2.011,8
Activo corriente	693,6	700,8	67,3	145,5	139,5	255,2	358,6	174,7	187,0
Activo no corriente	3.677,2	3.132,3	864,1	931,6	904,4	572,3	1.545,8	2.058,1	1.824,8
Total del Pasivo	2.188,5	1.619,0	405,3	400,7	458,1	350,2	1.325,9	951,7	907,6
Pasivo corriente	760,3	1.281,5	115,4	172,8	222,4	256,2	827,6	69,4	219,0
Pasivo no corriente	1.428,3	337,5	289,9	227,9	235,7	94,0	498,3	882,3	688,6
Participaciones minoritarias									45,0
Patrimonio Neto	2.182,2	2.214,1	526,1	676,4	585,8	477,3	578,5	1281,1	1.059,3
Deudas bancarias y financieras	790,5	313,3	16,4	87,8	260,3	24,9	172,3	379,2	600,0
Corto plazo	83,0	79,5	5,5	5,6	25,2	24,9	148,7	15,8	51,7
Largo plazo	707,5	233,8	10,9	82,2	235,1		23,6	363,4	548,3
Inver. en Bienes de Uso	335,7	398,3	78,8	40,5	41,6	16,8	148	2,3	75,6
Desvalorización de máquinas, equipos y otros									
RESULTADOS									
Ingresos									
Venta de energía	2.035,8	2.024,5	252,3	368,9	502,9	971,0	1.536,5	598,8	496,7
Otros ingresos	41,9	179,3		15,5					85,9
Subtotal	2.077,8	2.203,9	252,3	384,4	502,9	971,0	1.536,5	598,8	582,6
Costos variables (Compra de energía o combustibles)	(1.003,4)	(1.025,9)	(117,4)	(161,1)	(235,3)	(673,9)	(1.213,6)		
Contribución marginal	1.074,4	1.178,0	134,9	223,3	267,6	297,1	322,9	598,8	582,6
Costos de operación y mantenim., admnist y comerc.	(708,7)	(778,0)	(156,1)	(134,5)	(221,3)	(240,2)	(163,3)	(180,2)	(400,6)
EBITDA	365,7	400,0	(21,2)	88,8	46,3	56,9	159,6	418,6	182,0
Depreciación Bienes de Uso	(175,4)	(180,9)	(26,6)	(20,9)	(38,0)	(24,0)	(169,6)	(24,8)	(77,3)
Amortización de intangibles y otros				(0,2)	(6,2)	4,0	(12,5)	(60,4)	(45,5)
Provisión para contingencias		(88,2)							
Resultado operativo	190,3	130,9	(47,8)	67,7	2,1	36,9	(22,5)	333,4	59,2
Resultados financieros (netos)	(125,1)	(0,6)	(11,3)	(9,0)	(21,0)	33,5	(131,4)	(238,1)	0,4
Resultado por reestructuración de prestamos	81,5								
Desvalorización de Bienes de Uso y de materiales									
Otros Ingresos/Egresos y otros	23,3	(30,3)	(22,4)	292,3	21,6	133,5	21,3	16,2	6,3
Impuesto a las Ganancias	(79,3)	(65,5)	16,3	(122,9)	(9,4)	(72,2)	30,0	(39,1)	(19,1)
Resultado Neto	90,7	34,5	(65,2)	228,1	(6,7)	131,7	(102,6)	72,4	46,8

INDICADORES

	EDENOR	EDESUR	EDELAP	EDEA	EDEMSA	CENTRAL PUERTO	CENTRAL COSTANERA	PIEDRA DEL AGUILA	TRANSENER
Financieros									
Capital de trabajo operativo (AC-PC+DFaCP)	16	-501	-43	-22	-58 0	24	-320	121	20
Indice de liquidez (AC/PC)	0,91	0,55	0,58	0,84	0,63	1,00	0,43	2,52	0,85
Pasivo Total sobre Activo total	0,50	0,42	0,44	0,37	0,44	0,42	0,70	0,43	0,45
Endeudamiento (Pasivo total /PN)		0,73	0,77	0,59	0,78	0,73	2,29	0,74	0,86
Patrimonio Neto sobre Activo Total	0,50	0,58	0,56	0,63	0,56	0,58	0,30	0,57	0,53
Deuda Financiera sobre Pasivo Total	0,36	0,19	0,04	0,22	0,57	0,07	0,13	0,40	0,66
Solvencia (PN sobre Pasivo total)	1,00	1,37	1,30	1,69	1,28 #	1,36	0,44	1,35	1,17
Inmovilización (Act no Corriente sobre Act total)	0,84	0,82	0,93	0,86	0,87 #	0,69	0,81	0,92	0,91
Inversiones en Bienes de Uso sobre Depreciación	1,91	2,20	2,96	1,94	1,09	0,70	0,87	0,09	0,98
Capacidad de reinversión (cash flow sobre Inversiones)	0,79	0,76	-0,49	6,15	0,75	9,03	0,45	42,26	1,64
Económicos									
ROE (Resultado neto sobre patrimonio)	4,2%	1,6%	-12,4%	33,7%	-1,1%	27,6%	-17,7%	5,7%	4,4%
Margen operativo sobre ventas	9,2%	5,9%	-18,9%	18,4%	0,4% #	3,8%	-1,5%	55,7%	11,9%
Contribución Marginal sobre ventas	52,8%	58,2%	53,5%	60,5%	53,2%	30,6%	21,0%	100,0%	
Ventas sobre activo total	47,5%	57,5%	27,1%	34,2%	48,2% #	117,3%	80,7%	26,8%	24,7%
ROA (Rentabilidad sobre el activo) (Res Oper (1-t) / AT)	2,8%	2,2%	-3,3%	4,1%	0,1% #	2,9%	-0,8%	9,7%	1,9%
Leverage (ROE/ROA)	1,47	0,70	3,72	8,25	-8,55 #	9,53	23,08	0,58	2,31
EBITDA (M\$)	366	400	-21	89	46 0	57	160	419	182
Cash flow (ganancia neta más amortizaciones)	266	304	-39	249	31 0	152	67	97	124
Costos operativos sobre ventas	34,11%	35,30%	61,87%	34,99%	44,00% #	24,74%	10,63%	30,09%	68,77%
Precios									
Promedio de venta (\$/kWh)	0,1117	0,1263	0,0866	0,1817	0,1665	0,1231	0,1838	0,0656	
Promedio de compra (\$/kWh)	0,6064	0,0573	0,0357	0,0703	0,0691 #				
Costo promedio del combustible por MWh						92,56	148,51		
Otros									
Clientes sobre empleados	967	877	702	616	538 #				
Pérdida de energía	11,88%	10,46%	11,46%	11,4%	11,3%				
Consumo promedio por usuario año (kwh factur. /usuarios)	7.003	6.953	9.096	4.434	8.279				