



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

**INFORME DE GRADO DE
CUMPLIMIENTO DE CONTRATOS
DE CONCESION DE DISTRIBUCION
Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL**

Abril de 2004

http://www.uniren.gov.ar/energia_gas/inf_cumplim_contratos_gas.pdf



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

1.	RESUMEN EJECUTIVO	4
2.	CONSIDERACIONES GENERALES	11
3.	PERÍODO COMPRENDIDO POR EL PRESENTE INFORME	12
4.	CONTRATOS COMPRENDIDOS	13
4.1	Distribución de Gas Natural	13
4.2	Transporte de Gas Natural	13
5.	ANTECEDENTES DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA Y ANALIZADA	14
5.1	Información producida por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)	14
5.2	Información suministrada por la Auditoría General de la Nación (AGN)	15
5.3	Informes de la Sindicatura General de la Nación (SIGEN)	15
6.	LIMITACIONES DEL ALCANCE DE LOS INFORMES	17
7.	METODOLOGÍA	17
8.	INFORMACION SUMINISTRADA POR LOS ORGANISMOS DE CONTROL	18
8.1	Auditoría General de la Nación	18
8.2	Sindicatura General de la Nación	20
9.	ALCANCE DE LAS FUNCIONES Y COMPETENCIAS DEL ENARGAS	26
10.	INFORME DEL ENARGAS SOBRE EL GRADO DE CUMPLIMIENTO DE LAS LICENCIAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS	28
10.1	Inversiones	28
10.2	Activación de Redes	32
10.3	Expansión de Transporte	33
10.4	Calidad del Servicio Técnico de Transporte y Distribución	33
10.5	Cumplimiento de Normas Técnicas	36
10.6	Aspectos Económico-Financieros	40
10.7	Conductas Anticompetitivas	45
10.8	Endeudamiento Financiero y Distribución de Utilidades	49
10.9	Usuarios	51
11.	CASOS ESPECIALES	54
12.	OBSERVACIONES AL PRIMER INFORME DEL ENARGAS	64
12.1	Inversiones Obligatorias	64
12.2	Calidad del Servicio Técnico de Transporte y Distribución	66
12.3	Cumplimiento de Normas Técnicas	66
12.4	Aspectos Económicos	67
12.5	Aspectos Económico-Financieros	68
12.6	Usuarios	69
12.7	Casos Especiales	69
12.8	Información Adicional	69
12.9	Opinión integral del cumplimiento de cada Licenciataria	70
12.10	Aclaraciones adicionales necesarias para el Proceso de la Renegociación	70
13.	SEGUNDO INFORME DEL ENARGAS	73
13.1	Modificación de Estatutos: Objeto Social y Composición Accionaria	73
13.2	Penalidades	74
13.3	Obligaciones en materia de Seguridad Pública	74



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

13.4	Modificación de las Obligaciones inicialmente previstas	75
13.5	Operación imprudente y falencias en la prestación del servicio licenciado	75
13.6	Inversiones iniciales obligatorias Novena Zona a cargo de Gasnea S.A.	80
13.7	Expansión del Transporte	80
13.8	Calidad de Servicio Técnico de Transporte y Distribución	81
13.9	Cumplimiento de Normas Técnicas	83
13.10	Aspectos Económico-Financieros	83
13.11	Tasas y Cargos	84
13.12	Incumplimientos en materia de Defensa de la Competencia y Abuso de la Posición Dominante	84
13.13	Usuarios	84
13.14	Endeudamiento de las empresas en dólares y pesos	84
13.15	Informe 2 del ENARGAS: Anexos	84
14.	ANÁLISIS CONFRONTADO DE LOS INFORMES DE LOS ORGANISMOS DE CONTROL	90
15.	ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LA INFORMACIÓN APORTADA POR LAS EMPRESAS A LA UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN DE CONTRATOS	100
15.1	Las empresas aportaron a la ex Comisión de Renegociación de los Contratos	100
15.2	Evolución de la Oferta y Demanda: Mercado de Gas Natural	112
15.3	Evolución de los Ingresos	126
15.4	Evolución de los Costos	133
15.5	Información Económica – Financiera hasta 2003	145
16.	CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DEL GRADO DE CUMPLIMIENTO	174
16.1	El Caso Gasnea – La Novena Zona	177
16.2	Otras Consideraciones Generales sobre el cumplimiento	182
17.	ANEXOS	190



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

**EQUIPO TECNICO DE NEGOCIACION Y ANALISIS
SECTOR ENERGIA – GAS**

María Mercedes Díaz Araujo

Darío Martín Febré

Carlos Iturriza

Asistentes Técnicos

Marcos Patiño Mayer

Juan Angel Baravalle

LOCALIZACION DEL INFORME

CUDAP: EXP-S01:0105911/2004

http://www.uniren.gov.ar/energia_gas/inf_cumplim_contratos_gas.pdf



ABREVIATURAS

By pass	Compra directa de gas o de gas y transporte
CPM ó DAR	Contribución por Mejoras
ED	Intercambio y Desplazamiento (entre subzonas tarifarias)
GAL	Gerencia de Asuntos Legales del ENARGAS
GLP	Gas Licuado de Petróleo
IIBB	Impuesto a los Ingresos Brutos
Inversión K	Obras de expansión del servicio
MEyP	Ministerio de Economía y Producción
MIC	Corrosión interna microbiológica
MPFIPyS	Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios
NAG	Normas Argentinas de Gas
Pass through	Autorización a trasladar costos a tarifa, de acuerdo al punto 9.4.2 de las RBLD
Price cap	Sistema de tarifas máximas
RBL	Reglas Básicas de la Licencia (Subanexo I del Anexo B para Distribuidoras y Subanexo I del Anexo A para Transportistas del Decreto 2255/92)
RBLD	Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (Subanexo I del Anexo B del Decreto 2255/92)
RBLT	Reglas Básicas de la Licencia de Transporte (Subanexo I del Anexo A del Decreto 2255/92)
RQT	Revisión Quinquenal Tarifaria
RS	Reglamento de Servicio (Subanexo II del Anexo B para Distribuidoras y Subanexo II del Anexo A para Transportistas del Decreto 2255/92)
RSD	Reglamento de Servicio de la Licencia de Distribución (Subanexo II del Anexo B del Decreto 2255/92)
RST	Reglamento de Servicio de la Licencia de Transporte (Subanexo II del Anexo A del Decreto 2255/92)
SE	Secretaría de Energía de la Nación
UNIREN	Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos



INFORME DE GRADO DE CUMPLIMIENTO DE CONTRATOS DE CONCESION DE DISTRIBUCION Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL

1. RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe se elaboró en virtud de lo establecido en el artículo 13 de la Resolución Conjunta del Ministerio de Economía y Producción N° 188/03 y del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios N° 44/03, reglamentario del artículo 7 del Decreto N° 311/03.

Conforme las citadas normas, la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos, a través de su Secretario Ejecutivo, requirió a organismos dependientes del Poder Ejecutivo Nacional su colaboración técnica para la elaboración de este informe.

El objetivo del mismo es presentar un estado del cumplimiento de las licencias de transporte y de distribución de gas natural, que sirva como antecedente y base en el proceso de renegociación de los mencionados contratos, conforme lo dispuesto por la Ley N° 25.561 y normas posteriores y complementarias.

Las mencionadas licencias están sujetas a un conjunto amplio de obligaciones estipuladas en la Ley N° 24.076, su Decreto Reglamentario N° 1738/92, Resoluciones de la Secretaría de Energía, Resoluciones del ENARGAS, documentación de la licitación pública de la empresa, Estatutos, Acuerdos, licencias de concesión y en otras normas emitidas por autoridades competentes.

Para verificar si los prestatarios cumplen con las obligaciones que surgen de las distintas normas a las que están sujetos, el Estado, a través de distintas instancias, debe efectuar una tarea de vigilancia permanente mediante diferentes mecanismos y metodologías. Teniendo en cuenta esto, para elaborar este documento se recabó información de aquellos organismos que están ligados a actividades de control, directo e indirecto, de las obligaciones de las concesiones mencionadas.

Los organismos consultados fueron: el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), la Sindicatura General de la Nación (SIGEN) y la Auditoría General de la Nación (AGN).

La UNIREN solicitó al ENARGAS un informe circunstanciado que evaluara adecuada y pormenorizadamente el desempeño de las licenciatarias desde el inicio de la concesión, detallando los incumplimientos más relevantes detectados, las penalidades aplicadas, los sistemas de control empleados, las medidas adoptadas para compeler a la empresa a subsanar los incumplimientos y el resultado obtenido.

Los informes proporcionados por el ENARGAS, así como los informes de la Sindicatura General de la Nación y la Auditoría General de la Nación, constituyen la información básica que da sustento a las consideraciones que aquí se exponen.

En primer lugar, se debe señalar que los recursos y el tiempo disponibles para la elaboración de este informe condicionaron la posibilidad de profundizar en ciertas indagaciones sobre las que se hubiera deseado avanzar para completar más acabadamente el análisis del grado de cumplimiento de los contratos. De todas formas, se considera que la información y los análisis desplegados en el mismo son lo suficientemente amplios e integrales como para extraer conclusiones, y a la vez señalar



aciertos e insuficiencias o fallas a subsanar, y líneas de trabajo futuras que tengan la finalidad de mejorar las normas y los sistemas de control.

Las instituciones de regulación y control de las concesiones de servicios públicos administradas por empresas privadas son relativamente nuevas en la Argentina, y es más apropiado considerarlas como parte de un proceso de construcción, donde participan los distintos actores involucrados, que como un hecho acabado e inmutable que no está sometido a un proceso de aprendizaje y capitalización de la experiencia realizada.

Además de cumplir con su objetivo general, el presente informe pretende ser un aporte a la necesidad de evaluar la experiencia desarrollada hasta la fecha para mejorar y fortalecer a las instituciones que tienen como finalidad asegurar la prestación de un servicio público en condiciones de accesibilidad y sustentabilidad para los usuarios presentes y futuros.

Corresponde aclarar que los informes aportados por el ENARGAS en los sucesivos pedidos realizados por esta Unidad no contienen todas las respuestas a los interrogantes planteados y, en muchos casos, no tienen el alcance y la profundidad prevista originalmente en el requerimiento de información. No obstante estas limitaciones, las afirmaciones del organismo contienen para ciertas obligaciones elementos concluyentes sobre el grado de cumplimiento de los contratos. En otros casos los elementos aportados por la AGN y la SIGEN, relativizan la posibilidad de merituar el comportamiento de los concesionarios respecto a sus obligaciones.

Una de las cuestiones que surgen de los antecedentes considerados y de su evaluación es la existencia de dudas, ambigüedades, fallas o diferencias de interpretación en cuanto a los deberes de control que tiene el Estado Nacional. Sin duda este debería ser uno de los aspectos a tomar en cuenta en el momento de revisar la experiencia regulatoria y de control de la primera década de aplicación del actual régimen de la actividad.

Como conclusión general, de los informes del ENARGAS se puede inferir que las empresas han cumplido razonablemente con los objetivos buscados, cubriendo las demandas de abastecimiento, mejorando los sistemas y logrando una calidad de servicio aceptable, disminuyendo notablemente las interrupciones del servicio y con un nivel de rentabilidad razonable.

Por otra parte, inicialmente podemos consignar que del informe realizado por el ENARGAS, surge que:

- La prestación de los servicios ha sido continuada y realizada en condiciones de seguridad, dentro de las exigencias previstas.
- Las licenciatarias cumplieron con las inversiones obligatorias iniciales asumidas, tanto en la realización de las obras como en los montos invertidos. Sobre las restantes inversiones, se trata de un esquema de control por resultados en el que no se prevén obligaciones taxativas, por lo que no resulta aplicable señalar incumplimientos puntuales referidos a determinadas inversiones prometidas y no realizadas.
- Se destaca que la mayoría de los hechos u omisiones que pueden considerarse como incumplimientos o apartamientos respecto de las obligaciones establecidas, tienen su reglamentación y penalización, lo que ha dado lugar al conjunto de controles y sanciones implementados por el ENARGAS en los diez años de actuación.
- Estos incumplimientos deben diferenciarse de aquellos que constituirían una violación a las reglas de juego esenciales de la licencia, previstas en la misma como causales de caducidad.



- Sólo se cita el caso especial de GASNEA, para quien el Ente ha solicitado la caducidad por incumplimiento de sus obligaciones, proceso que se encuentra sujeto a la resolución de la Secretaría de Energía y que cuenta con un amparo interpuesto por la licenciataria y considerado procedente por decisión judicial.
- Acerca de las restantes empresas, el Ente hace observaciones particulares, algunas de las cuales han merecido sanción dineraria. Se citan los casos de TGN y de Camuzzi Sur como de contratos de licencia con un grado de operación impropia.

- **PUNTOS RELEVANTES DEL INFORME DE UNIREN**

Los cumplimientos y la metodología de control

Las limitaciones propias de la Uniren obligan a que su informe de cumplimiento se base en el del ENARGAS, que es la autoridad de aplicación creada por ley en el momento de la privatización, que acompañó y veló por el cumplimiento del marco regulatorio en estos años y que tiene sus evaluaciones sobre el desempeño de cada compañía.

Como primera observación podemos afirmar que los informes suministrados por el ENARGAS no contestaron cabalmente a varios requerimientos de la UNIREN, en particular, de la necesidad de contar con un informe integral sobre el grado de cumplimiento de cada una de las empresas licenciatarias.

En la nota que acompaña su informe, el ENARGAS afirma que “el cumplimiento de las obligaciones es la conducta legalmente prevista (de las compañías), por lo que sólo se enuncian (en el informe) los casos de incumplimientos y los apartamientos de la normativa”.

En consecuencia, al no expedirse sobre un incumplimiento global, integral de las obligaciones de la licencia, obliga a inferir que todas cumplieron, salvo el caso de Gasnea, de la cual informa haber solicitado la rescisión de la Licencia por incumplimientos graves. Aún en los casos de TGN y Camuzzi Sur, que merecen un capítulo aparte en el informe, el ENARGAS no dice que no cumplieron, sino que “constituyen una grave preocupación para la autoridad de control”.

Dado el carácter de los informes del Ente y la conclusión de que las empresas cumplieron las obligaciones que les imponen las normas regulatorias, el análisis deriva hacia la evaluación de si los controles han sido suficientes y adecuados para cumplir los objetivos que el marco regulatorio reserva a la Autoridad de Aplicación.

Como criterio general, se considera que el juicio acerca del estado de cumplimiento de una obligación en particular está indisolublemente ligado al método y a las herramientas con los que el organismo de control verifica tal cumplimiento; y este componente del control es el que precisamente determina su calidad. Para ilustrar esta afirmación cabe señalar que tiene más calidad un control que consiste en obtener pruebas y/o elementos que permitan constatar en forma indubitable el cumplimiento (por ejemplo a través de una auditoría), que un control que consiste en pedirle al prestatario que declare que ha cumplido con tal obligación.



La idea de que el esquema de control a aplicar por el Estado se basa exclusivamente en los resultados, estaría fundada en el supuesto teórico que el sistema regulatorio de “price cap”, o sea de tarifas máximas, es suficiente estímulo para obligar a las licenciatarias a ser eficientes y eficaces en su desempeño, por lo que es innecesario controlar su gestión hasta la definición de la nueva tarifa en cada revisión tarifaria.

Esta perspectiva podría considerarse a la luz de lo establecido en el inciso a) del artículo 52 de la Ley N° 24.076 donde fija como función del Ente: *“Hacer cumplir la presente Ley... controlando la prestación de los servicios, a los fines de asegurar el cumplimiento de las obligaciones...”*, del cual se desprende una amplia potestad de control de parte del ENARGAS en su relación con las licenciatarias.

Si se acepta como válido y excluyente el supuesto del control limitado a los resultados, una interpretación posible sería que, mientras la calidad del servicio prestado sea la exigida en la licencia, el conocimiento y eventual control de las otras variables que intervienen en el negocio y en el proceso productivo son cuestiones irrelevantes. Entre ellas, las eficiencias obtenidas, la tecnología adoptada, el asegurar el servicio para el cliente futuro, la minimización de las tarifas y la rentabilidad empresaria.

En el otro extremo se podría situar la interpretación contraria, que supone que se deben controlar todas las variables relevantes del negocio, y si es necesario intervenir preventivamente para corregir aquellas conductas empresarias que se consideran lesivas para la prestación del servicio.

La dificultad para medir el grado de cumplimiento de los contratos proviene, en parte, de la diferencia entre estas interpretaciones, y la falta de consenso en la sociedad y en la propia administración pública acerca de los criterios que se deben aplicar en el control de los servicios.

El origen de esta dificultad puede encontrarse, quizás, en que la Ley N° 24.076 es lo suficientemente amplia y explícita respecto a los márgenes e instrumentos que las autoridades tienen para actuar, en tanto que las normas posteriores que la tornan operativa tienen un sesgo o derivan hacia una interpretación particular de esa legislación.

Se agregan también las conclusiones de la Auditoría General de la Nación y de la Sindicatura General de la Nación respecto de los controles realizados sobre el ENARGAS.

La Auditoría General de la Nación sostiene que el ENARGAS “no controla eficazmente a las licenciatarias y no ha adecuado su actividad a la normativa que resguarda los derechos de los usuarios, incumpliendo así el artículo 42 de la Constitución Nacional”.

SIGEN concluye que:

- el sistema de control interno (de ENARGAS) no proporciona un grado razonable de seguridad en lo que se refiere a confiabilidad de la información.
- La receptividad por parte de las autoridades del organismo es baja. Sobre un total de 65 observaciones significativas formuladas en ejercicios anteriores, solamente 5 fueron regularizadas durante el ejercicio 2002. Permanecen sin subsanar observaciones de 1996. De las 14 formuladas durante el 2002, todas se encuentran pendientes al 31 de diciembre.



Las tarifas iniciales

La decisión de no revisar las tarifas para 1998/2002 en la primera revisión quinquenal (RQT I), dio a las empresas cinco años adicionales con las tarifas iniciales. Estas tarifas eran premeditadamente altas, ya que en 1992 se trataba de atraer a las principales compañías internacionales con conocimientos y capacidad financiera para que mejoraran los alicaídos servicios públicos.

El ENARGAS manifiesta en el informe que: "En los años previos a la privatización (1991/1992), las tarifas para consumidores residenciales registraron aumentos del orden del 74% al 140%."

Se puede asumir que en aquella licitación internacional de 1992, los oferentes calcularon obtener una rentabilidad alta y recuperar el capital en pocos años, ya que tendrían una tarifa revisada (reducida) a partir de 1998.

El control de los costos e inversiones

El ENARGAS decidió que no debía monitorear ni controlar los costos operativos de las compañías ni los costos de las inversiones durante el transcurso de los períodos tarifarios y sólo lo haría en oportunidad de las revisiones quinquenales (excepto la primera, donde no se haría).

Es una obligación del ENARGAS, y no una mera "facultad" controlar que la actividad del sector gas se ajuste a los principios y disposiciones contenidos en la Ley. El control ejercido por el mismo no es discrecional, pues debe orientarse en función de los principios y disposiciones que rigen la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución.

La justificación de esas decisiones del Ente proviene de que el price cap estimula a las compañías a bajar los costos para mejorar la rentabilidad, ya que las tarifas son inamovibles.

Esto es relativo a la rentabilidad unitaria, mientras que la total puede mejorarse aumentando la cantidad de unidades vendidas. Las compañías se dedicaron a aumentar la magnitud de sus sistemas, haciendo gasoductos y redes que significaran clientes. Esto ha sido muy positivo para los consumidores y para el país, sólo que podría objetarse a qué costos se han incorporado, porque no se hizo control de las inversiones ni revisión de tarifas.

Hay elementos de juicio que permiten *suponer* que los registros contables de las empresas en materia de costos pueden estar sobrevaluados, de modo que las utilidades declaradas estarían subvaluadas. Esta suposición está reforzada por el hecho de que no se tiene evidencias de que los entes de control haya realizado auditorías regulares de carácter técnico y económico con un grado de profundidad que valide la información proporcionada por las empresas en materia de costos de operación y mantenimiento e inversiones. Como elemento adicional cabe mencionar que los licenciatarios no tienen la obligación de tener un sistema de contrataciones transparente y competitivo.

Como efecto adicional, los activos incorporados por esas inversiones, sobre los cuales se calculará la rentabilidad del capital 'justa y razonable', pueden estar sobrevaluados.



Las expansiones a tarifa

Las tarifas de transporte incluyen un componente para el repago de las inversiones por ampliaciones del sistema, ya que muchas de esas obras se hicieron sin sobrepagos.

Las empresas han tenido esa sobretarifa sobre todos los clientes y desde 1992, las que debieron computarse contra los proyectos, y no sólo las de cada proyecto en sí. Evaluar cada proyecto, caso por caso, es ignorar estos factores generales y los años durante los cuales recibieron tarifas sin realizar las ampliaciones a las que estaban destinadas.

Visto así, resulta necesario concluir que las tarifas de los contratos futuros deben fijarse sin ese componente de expansiones, que se aplicarán a cada proyecto de ampliación y desde ese momento, pero no desde el inicio y para todo el mercado.

El precio del gas en boca de pozo

‘El ENARGAS limitó en numerosas ocasiones los precios de gas pedidos por las distribuidoras, cuando comprobó que habían dado prioridad a los contratos de gas de mayor precio, por el deber de “asegurar... el mínimo costo para los consumidores, compatible con la seguridad del abastecimiento”, como lo exige el inciso d) del artículo 38 de la Ley N° 24.076’.

No obstante esta afirmación del ENARGAS, ‘el gas en boca de pozo aumentó desde la desregulación en 1994 en valores cercanos al 40%’, comparado con índices de precios de no más del 10% entre 1993 y 2001’, según su propio informe. De aquí se infiere que las limitaciones a los precios del gas se realizaron sobre las compras de las distribuidoras, pero *no sobre los precios en boca de pozo*. Se produjeron crecimientos desproporcionados del precio, a la vez que se limitaba el pass through en pequeñas diferencias entre las distribuidoras.

El ARTICULO 52 de la ley, dice que: El Ente tendrá las siguientes funciones y facultades:

d) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o indebidamente discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, *incluyendo a productores y consumidores*..

Las deudas de las empresas

Del informe del ENARGAS ‘durante el período 1993-2001, la decisión voluntaria de las empresas de endeudarse les generó dos importantes efectos que resultaron positivos y complementarios.

- 1) El efecto de apalancamiento financiero sobre la rentabilidad de su capital propio; y
- 2) El menor pago de Impuestos a las Ganancias como consecuencia de las deducciones previstas en la normativa vigente.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Debido a la inexistencia de restricciones en el marco regulatorio, la política adoptada resultó decisión exclusiva de las empresas, tanto en los montos del endeudamiento, como en las modalidades de instrumentación y tasas de interés pactadas’.

Respecto a si el ENARGAS ha realizado controles o auditorías sobre el endeudamiento financiero, el mismo contesta “esta Autoridad ha monitoreado permanentemente la evolución del stock de deuda de las empresas y ha llegado en dicho control *hasta los límites permitidos por el Marco Regulatorio*”.

De donde surge que el Ente sólo conoce los montos en los que las empresas se han adeudado, pero no sus aplicaciones, y no puede asegurar si se han endeudado o no para realizar inversiones u obras de actividades no reguladas u otras que no hacen a la directa prestación del servicio, como podría ser el pago de dividendos o del contrato del Operador Técnico.

Por último cabe mencionar que al realizar los comentarios en referencia al informe del ENARGAS se hace un contraste entre la información solicitada y recepcionada de parte de otros organismos de control, tales como la AGN y la SIGEN.

Asimismo, en el punto referido a *Otras consideraciones generales* se plantean ciertas falencias e insuficiencias en materia de información relativa a las empresas, que limitan la posibilidad de presentar un análisis concluyente en materia de cumplimiento de los contratos de concesión, y cuya superación debería encararse a la brevedad, incluso en el marco del proceso de renegociación de los contratos.



2. CONSIDERACIONES GENERALES

El presente informe se elaboró en virtud de lo establecido en el artículo 13 de la Resolución Conjunta del Ministerio de Economía y Producción N° 188/03 y del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios N° 44/03, reglamentaria del artículo 7 del Decreto N° 311/03.

Conforme las citadas normas, la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), a través de su Secretario Ejecutivo, requirió a organismos dependientes del Poder Ejecutivo Nacional su colaboración técnica para la elaboración del informe.

La Ley N° 25.561, denominada de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario en su artículo 9° *autoriza "al Poder Ejecutivo a renegociar los contratos comprendidos en el artículo 8° de la presente ley"*.

Establece también los principios generales o criterios que deberán tomarse en cuenta al momento de la renegociación de contratos: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuvieren previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos y 5) la rentabilidad de las empresas.

Los contratos a los que se refiere el Art. 8° de la Ley citada son: *"...los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos..."*.

Por su parte el Decreto 311/2003 establece la creación de esta Unidad de Renegociación y Análisis de los Contratos de Servicios Públicos con el fin de asesorar y asistir en función de: llevar a cabo el proceso de renegociación de los contratos, efectuando el correspondiente análisis de situación y grado de cumplimiento de los respectivos contratos de concesión y licencia; suscribir los acuerdos integrales o parciales de renegociación contractual con las empresas ad referendum del Poder Ejecutivo; elevar los proyectos normativos concernientes a posibles adecuaciones transitorias de precios, tarifas, segmentación de las mismas o cláusulas contractuales; elaborar un proyecto de marco regulatorio general que contemple las condiciones básicas genéricas a los servicios públicos y efectuar todas aquellas recomendaciones vinculadas a los contratos y al funcionamiento de los respectivos servicios (Art. 1).

A los fines de dar cumplimiento a las funciones mencionadas, el Art. 7° establece que la Unidad a través de su Secretario Ejecutivo y a los efectos de posibilitar el cumplimiento de lo dispuesto en el Art. 1° podrá requerir la colaboración de organismos centralizados y descentralizados. Los organismos de regulación y control deberán suministrar la documentación e información que le sea requerida.

Por su parte la Resolución Conjunta 188/03 MEyP y 44/03 MPFIPyS encomienda a esta Unidad la realización de un informe de evaluación del grado de cumplimiento de los contratos y dispone que los organismos de regulación y control deberán informar sobre este aspecto a los requerimientos que la UNIREN les realice.

El objetivo del mismo es presentar un estado del grado de cumplimiento de las licencias de transporte y distribución de gas natural, como antecedente en el proceso de renegociación, conforme lo dispuesto por la Ley N° 25.561 y normas posteriores.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Las licenciatarias están sometidas a un conjunto de obligaciones estipuladas en la licencia misma, en la Ley N° 24.076, su Decreto Reglamentario N° 1.738/92, Resoluciones de la Secretaría de Energía, Resoluciones del ENARGAS, documentación de la licitación pública de la empresa, Estatutos, Acuerdos u otras normas emitidas por autoridad competente.

Para verificar el cumplimiento de las obligaciones a las que están sujetas las licenciatarias, el Estado, a través de distintas instancias, debe efectuar una tarea de vigilancia permanente mediante diferentes mecanismos o metodologías. Teniendo esto en cuenta, se solicitó información de aquellos organismos ligados a tales actividades de control directo e indirecto de las obligaciones de las concesiones.

Los organismos consultados fueron: ENARGAS, SIGEN y AGN.

Como criterio general cabe aclarar que, a los efectos del presente informe, se considera que el juicio acerca del estado de cumplimiento de una obligación en particular está indisolublemente ligado al método con el que se verifica tal cumplimiento; y este componente del control es el que precisamente determina su calidad. Por ejemplo, tiene menos calidad un control que consiste en pedirle a la empresa que declare si ha cumplido con una obligación, que un control que apunta a contar con los elementos que avalen dicho cumplimiento.

3. PERÍODO COMPRENDIDO POR EL PRESENTE INFORME

El período que comprende el presente informe es desde el inicio de la transferencia a la gestión privada de cada una de las empresas, hasta el 31 de diciembre de 2001.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

4. CONTRATOS COMPRENDIDOS

4.1 Distribución de Gas Natural

METROGAS S.A.

GAS NATURAL BAN S.A.

CAMUZZI PAMPEANA S.A. (ex - Camuzzi Gas Pampeana S.A.)

CAMUZZI SUR S.A. (ex - Camuzzi Gas del Sur S.A.)

ECOGAS CENTRO S.A. (ex - Distribuidora de Gas del Centro S.A.)

ECOGAS CUYANA S.A. (ex - Distribuidora de Gas Cuyana S.A.)

LITORAL GAS S.A.

GASNOR S.A.

GASNEA S.A.

4.2 Transporte de Gas Natural

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)

TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)



5. ANTECEDENTES DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA Y ANALIZADA

5.1 Información producida por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

Por Nota N° 71 del 4 de agosto de 2003 la UNIREN solicitó al ENARGAS un análisis del grado de cumplimiento de contrato por parte de las licenciatarias, el mismo debía estar referido, para cada empresa, a todas y cada una de las reglas, restricciones y compromisos a las cuales la licenciataria debe sujetarse (denominadas genéricamente, obligaciones), ya sea que las mismas estén contenidas en la Ley marco, su Decreto reglamentario, el Contrato de Licencia, en Resoluciones de la Secretaría de Energía, en Resoluciones del Ente Regulador, o en documentación licitatoria, Estatutos, Acuerdos, o cualquier norma emitida por autoridad competente.

Asimismo, se solicitó que para cada una de dichas obligaciones y, para cada año calendario se indicara si el licenciatario ha dado cumplimiento o no y si es pertinente de qué forma lo ha hecho. En el caso de que se haya producido un incumplimiento, se deberían detallar los hechos, las acciones realizadas y sus consecuencias, y de corresponder, el estado actual de dicho incumplimiento y de su tramitación. En el caso que, respecto a una obligación, se haya otorgado una eximición se deberá indicar los fundamentos de la misma.

En aquellos casos en que una obligación haya sufrido algún tipo de modificación o hubiera sido dejada sin efecto, se solicitó se indicara en que instrumentos se encuentran reflejadas las modificaciones y explicitar los motivos de dicho cambio.

Además de este análisis, para cada empresa, el ENARGAS debía exponer una evaluación integral del cumplimiento de sus obligaciones e informar pormenorizadamente sobre los sistemas, procedimientos, mecanismos y/o normas dispuestos para realizar las tareas de control de las mismas y detallar su aplicación.

El 10 de septiembre de 2003, mediante la nota N° 4526 el ENARGAS solicita una prórroga para presentar el informe solicitado por la UNIREN en la nota N° 71 del 4 de agosto de 2003. El 12 del mismo mes, la UNIREN envía la nota N° 115 prestando conformidad a lo solicitado.

Con posterioridad el 19 de septiembre de 2003, el ENARGAS presenta ante la UNIREN el informe que hemos dado en llamar "1", acompañado de la Nota ENRG/SD/D N° 4637.

El informe realiza un análisis temático del cumplimiento de las obligaciones de las empresas.

El ENARGAS afirma que solo se informará respecto de los incumplimientos ya que según el criterio seguido por el ente, *"el cumplimiento de las obligaciones es la conducta legalmente prevista, por lo que sólo se enuncian los casos de incumplimientos y los apartamientos de la normativa"*.

Posteriormente a la realización de este informe general sobre incumplimientos se incluyen capítulos denominados de "casos especiales", en los que se considera la situación de Camuzzi Sur y de Transportadora de Gas del Norte, considerados como *"de preocupante gestión operativa por los incumplimientos incurridos"*.

Se incluye información acerca del endeudamiento empresario y la distribución de dividendos, cuyos criterios de gestión empresaria han sido oportunamente advertidos por la Autoridad Reguladora, especialmente a TGS, TGN y Metrogas.



Hay un detalle de conductas consideradas anticompetitivas, por considerarse abuso de posición dominante. Entre ellas, el abuso de derecho en la expansión del servicio de distribución.

Finalmente, se expresa la grave preocupación del Ente por los pronósticos sobre falta de gas el próximo invierno 2004 que realizan las licenciatarias, toda vez que la continuidad de abastecimiento no resulta optativo, sino que es la obligación primera de los servicios a prestar.

5.2 Información suministrada por la Auditoría General de la Nación (AGN)

Por nota MEyP N° 21/03 del 11 de julio de 2003 el Ministro de Economía y Producción le solicitó al Presidente de la AGN la remisión de un detalle de las auditorías realizadas en el ámbito de la Auditoría General de la Nación relacionadas con el control de las empresas adjudicatarias de los procesos de privatización en cuanto al cumplimiento de las obligaciones emergentes de los respectivos contratos, y de los entes reguladores de servicios públicos.

El propósito de la solicitud fue tomar conocimiento, a partir de los sucesivos trabajos de auditoría, del nivel de cumplimiento de las referidas obligaciones de las concesionarias y de las funciones de control a cargo de los entes reguladores. Los datos que se aporten se consideran de suma importancia en la evaluación del comportamiento de los distintos actores que participaron en los procesos de privatización.

En la misma nota se señaló que sería de utilidad la elaboración de un documento sobre la base de una muestra representativa de las auditorías realizadas, de las que surjan las observaciones formuladas por ese organismo, y de este modo contar con un parámetro válido para evaluar los niveles de cumplimiento en el ámbito de los servicios públicos de gas y de electricidad, entre otros, y con relación al régimen tarifario, nivel de calidad, atención de usuarios, inversiones, nivel de seguridad e impacto ambiental.

La documentación disponible consiste en Informes de Auditoría efectuados por la AGN en el ámbito del ENARGAS, las que fueron informadas al Ministro de Economía y Producción, acompañados de la nota N° 47 del 17 de febrero de 2004, más los informes de auditorías extraídos de la página web del organismo.

5.3 Informes de la Sindicatura General de la Nación (SIGEN)

Por nota SLyA N° 124 del 14 de julio de 2003 el Representante Alterno ante la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos le solicita a la SIGEN la remisión de toda información que estime relevante para la renegociación de los contratos de empresas de prestación de servicios públicos. Dicho pedido fue reiterado por el Ministro de Economía y Producción mediante nota MEyP N° 82/03 del 10 de septiembre de 2003.

Conforme lo solicitado, el Síndico General de la Nación remite la documentación producida en ese organismo la que se considera, responde adecuadamente a lo requerido por el Ministerio de Economía y Producción.

Los informes remitidos por la SIGEN tienen como finalidad principal la evaluación y control de aspectos de procedimiento interno del Ente Nacional Regulador del Gas.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Respecto de las obligaciones de las empresas licenciatarias, la información se encuentra limitada a resultados que surgen tangencialmente del análisis realizado sobre el funcionamiento del organismo de control. En consecuencia, el presente informe solo tomará como objeto de análisis aquellos aspectos vinculados directamente con el cumplimiento de las obligaciones de parte de las empresas concesionarias sin entrar en el análisis del cumplimiento o instrumentación de procedimientos por el ente de control.

La documentación disponible consiste en Informes de Auditoría efectuados por la SIGEN en el ámbito del ENARGAS: son 19 informes realizados entre enero de 1997 y septiembre de 2003



6. LIMITACIONES DEL ALCANCE DE LOS INFORMES

Los informes aportados por el ENARGAS no contienen todas las respuestas a los interrogantes planteados y, en muchos casos, no tienen el alcance y la profundidad prevista originalmente en el requerimiento de información. No obstante estas limitaciones, las afirmaciones del organismo contienen para ciertas obligaciones, elementos concluyentes sobre el grado de cumplimiento de los contratos de concesión. En otros casos los elementos aportados por la AGN o la SIGEN, relativizan la posibilidad de merituar el comportamiento de los concesionarios respecto a sus obligaciones.

Una de las cuestiones que surge de los antecedentes considerados y de su evaluación es la existencia de dudas, ambigüedades, fallas o diferencias de interpretación en cuanto a los deberes de control que tiene el Estado Nacional. Sin duda este debería ser una de los aspectos a tomar en cuenta en el momento de revisar la experiencia regulatoria y de control de la primera década de aplicación del actual régimen de la actividad eléctrica.

Los informes de la AGN y de la SIGEN proporcionan información sobre las empresas a través del control sobre las actividades del ENARGAS.

7. METODOLOGÍA

A los fines de evaluar el cumplimiento de las licencias se debe partir de una secuencia lógica:

- Existencia de una obligación concreta incumplida.
- Determinación de la consecuencia contractualmente o legalmente asignada al incumplimiento.
- Situación del incumplimiento y aplicación de la consecuencia prevista al momento de la realización del informe.

Como criterio general, cabe aclarar que, a los efectos del presente informe, se considera que el juicio acerca del estado de cumplimiento de una obligación en particular está indisolublemente ligado al método y a las herramientas con los que el organismo de control verifica tal cumplimiento; y este componente del control es el que precisamente determina su calidad. Para ilustrar esta afirmación cabe señalar que tiene más calidad un control que consiste en obtener pruebas y/o elementos que permitan constatar en forma indubitable el cumplimiento de una obligación (por ejemplo a través de una auditoría), que un control que consiste en pedirle al concesionario que declare que ha cumplido con tal obligación.



8. INFORMACION SUMINISTRADA POR LOS ORGANISMOS DE CONTROL AGN Y SIGEN

8.1 Auditoría General de la Nación

El trabajo realizado por la AGN sintetiza los informes de auditoría más representativos elaborados desde 1993 a la fecha sobre el accionar del ENARGAS en materia regulatoria y de control en el área de su competencia.

El documento intenta difundir el trabajo de control de la Auditoría General de la Nación (AGN) en el ámbito del ENARGAS y ofrecer elementos que permitan evaluar el desempeño de los prestatarios y de la actividad regulatoria y de control, mejorando el conocimiento del accionar de los distintos actores del proceso.

En el informe se resumen los resultados obtenidos en las auditorías relacionados con:

- Cumplimiento de las obligaciones contractuales de los prestatarios y accionar del ente de control en su verificación y seguimiento;
- Análisis y evaluaciones de los sistemas de reclamos de los usuarios;
- Funcionamiento del régimen sancionatorio y papel del órgano de control en la aplicación de penalidades; y
- Tarifas, normas de calidad y seguridad pública.

El informe contiene una síntesis de cada informe con el siguiente esquema: Ente (en este caso ENARGAS) y/o empresa auditada; objeto de auditoría, período objeto de auditoría (cuando no corresponde, alguna fecha que sirva de referencia para la ubicación cronológica) número de la resolución de la AGN aprobatoria del informe y una síntesis de los principales comentarios, observaciones y/o conclusiones.

Se destaca que los comentarios, observaciones y conclusiones son aplicables al momento en que se realiza la auditoría y reflejan la opinión del auditor, teniendo presente que puede ocurrir que las observaciones y comentarios realizados hayan sido subsanados con posterioridad o que el auditado haya realizado observaciones y presentado sus propios puntos de vista al informe de auditoría puesto en su conocimiento antes de la aprobación final mediante la resolución;

Como conclusión general se señala que las principales conclusiones y hallazgos en la materia se han dado en los siguientes temas:

- **Inversiones**

Se comprobó que las licenciatarias no cumplieron estrictamente el cronograma de las metas de las Inversiones Obligatorias comprometidas en la licencia, ya sea por no ejecutar las obras, o postergar su realización. El criterio de oportunidad de control ejercido por el ENARGAS resultó ineficaz: faltaron acciones en tiempo y forma que permitieran revertir la recurrente actitud de incumplimiento (Resoluciones AGN 156/01, 120/97, 27/97).



- **Calidad del servicio brindado al usuario**

Las auditorías detectaron incumplimientos, como cortes improcedentes, habilitaciones y rehabilitaciones demoradas del servicio, facturación errónea y escaso suministro. Así por ejemplo, la licenciataria Metrogas S.A., a pesar de haber incurrido en la interrupción o en el suministro deficiente (baja presión) del servicio por presencia de agua en las cañerías, no formuló proyectos de obra u otros, que contemplaran medidas idóneas para solucionar definitivamente esas irregularidades, según lo exige el contrato de concesión y el marco regulatorio (Resolución AGN 119/02).

Las licenciatarias enviaron al Ente la información necesaria para la elaboración de los índices de calidad del servicio comercial fuera de los plazos estipulados. Tal incumplimiento afecta la calidad y seguridad, dado que esos indicadores constituyen una importante herramienta para detectar anomalías en tiempo oportuno, aplicar medidas correctivas y medir los estándares de calidad del producto brindado. También afecta en forma específica al usuario, en cuanto a la relación calidad-precio del servicio (Resolución AGN 119/02).

- **Régimen sancionatorio**

Se verificó que aunque algunas licenciatarias no cumplieron lo dispuesto en el artículo 3 de la Resolución ENARGAS 1192/99 (respecto de los Índices Gestión Comercial, Gestión de Prestaciones y Satisfacción del Usuario), el Ente no las sancionó. En efecto, durante el ejercicio 2001 la autoridad regulatoria sólo aplicó una multa por incumplimiento de los mencionados índices, que al 14 de diciembre de 2001 no se encontraba firme. Dicha sanción recayó en la Distribuidora Gas Cuyana S.A. (Resolución AGN 119/02).

- **Reclamos de los usuarios**

Los informes muestran también que, a lo largo de los años, la atención comercial y la respuesta a los reclamos de los usuarios han sido deficientes (Resoluciones AGN 198/95, 118/96, 100/98, 102/99, 183/01), ya que el tiempo insumido por las licenciatarias y el Ente Regulador para la tramitación de los reclamos excedió los plazos razonables. El Ente no realizó un seguimiento del resultado de los reclamos, y desconoce si finalmente fueron solucionados o no los inconvenientes planteados (Resolución AGN 119/02). Por otra parte, los resarcimientos reconocidos por las licenciatarias a los usuarios no se adecuaban a la normativa aplicable. A ello se sumó el cumplimiento tardío de la obligación de habilitar el servicio una vez solucionados los inconvenientes que habían motivado la interrupción (Resolución AGN 119/02).

- **Tarifas**

Al examinar los procedimientos aplicados por el Ente durante el año 2001 para el ajuste y Aprobación de los Cuadros Tarifarios de distribución de gas natural, se comprueba que resultaron insuficientes los controles del ENARGAS respecto del desarrollo y ejecución de las obras que forman parte de los Proyectos de Inversión K (Obras de expansión del servicio), aprobadas en la RQT (Revisión Quinquenal Tarifaria).



Una inversión (mejoramiento o expansión del servicio) puede fundamentar un aumento tarifario sólo si ha sido verificada y aprobada por el Ente Regulador. Sin embargo, ni de los expedientes administrativos ni de las Actas de Auditoría surge que haya existido un control adecuado y pleno acerca de su realización (Resolución AGN 7/03).

Las auditorías relacionadas con tarifas diferenciales para jubilados y pensionados fueron especialmente relevantes en los primeros años de privatización del servicio. En ese entonces, se detectó que los regímenes de subsidio para jubilados y pensionados presentaban asimetrías y disparidades en cuanto a su alcance, los criterios de asignación del beneficio y los procedimientos para reintegrar los fondos a las empresas prestadoras (Resoluciones AGN 131/94 y 237/93).

Hasta la fecha, por otra parte, las licenciatarias no han implementado el sistema denominado “tarifa social”, dirigido a los sectores de menores recursos económicos

En síntesis, la Auditoría General de la Nación sostiene que el ENARGAS no controla eficazmente a las licenciatarias y no ha adecuado su actividad a la normativa que resguarda los derechos de los usuarios, incumpliendo así el artículo 42 de la Constitución Nacional.

El documento compila los principales trabajos de auditoría aprobados por la AGN producidos por la Gerencia de Control de Entes Reguladores y Privatizaciones en temas relacionados al accionar del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), autoridad de aplicación del marco regulatorio del gas natural por redes que establece la Ley N° 24.076, y las diversas empresas licenciatarias. En las otras Gerencias de la AGN se han producido también numerosos informes que en general pueden referirse a temas afines y relacionarse directa e indirectamente con la temática de referencia.

8.2 Sindicatura General de la Nación

A continuación se realiza un resumen de los principales trabajos de auditoría realizados por la Sindicatura General de la Nación. Tal como mencionamos anteriormente, los informes remitidos por la SIGEN tienen como finalidad principal la evaluación y control de aspectos de procedimiento interno del Ente Nacional Regulador del Gas.

Respecto de las empresas licenciatarias, la información se encuentra limitada a resultados que surgen tangencialmente del análisis realizado sobre el funcionamiento del organismo de control.

La documentación disponible consiste en Informes de Auditoría efectuados por la SIGEN en el ámbito del ENARGAS: son 19 informes realizados entre enero de 1997 y septiembre de 2003

De los informes realizados por SIGEN, se transcriben los principales hallazgos realizados por el organismo de control que se hallen en relación con los objetivos del presente trabajo.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

- **Informe N° 48, enero '97: GNC**

Propone el desarrollo informático del control de estaciones de servicio y sujetos del sistema. Concluye que el ente ha cumplido con la meta física de auditorías, a pesar de haber sido realizadas por una única persona, sólo en Gran Buenos Aires y no en Camuzzi Pampeana.

- **Informe N° 49, enero '97: INVERSIONES OBLIGATORIAS 1995**

ECOGAS Cuyana, Gasnor, Sur, GAS NATURAL BAN y TGS. Encuentra una diferencia para TGS entre los importes de la auditoría administrativa-contable y lo aprobado por técnica, del 15,9%. Parece ser un problema de metodología de trabajo. En las otras empresas auditadas, las diferencias son mínimas.

- **Informe N° 61, diciembre '97: ATENCIÓN DE RECLAMOS DE USUARIOS**

Camuzzi Pampeana y Sur, Gas Natural BAN, Metrogas, Coarco y Cosefa. No hay desvíos significativos.

- **Informe N° 64, diciembre '97: INVERSIONES OBLIGATORIAS 1996**

No se detectan problemas de relevancia.

- **Informe N° 65 diciembre '97: ACTIVOS ESENCIALES**

TGS, ECOGAS CENTRO y Gasnor. Sin observaciones.

- **Informe N° 66 diciembre '97: TABLERO DE DATOS DE DESPACHO**

Sin observaciones.

- **Informe N° 74 diciembre '98: ORGANISMOS DE CERTIFICACIÓN**

Sin observaciones.

- **Informe N° 75 diciembre '98: PLAN DE ACCIÓN DE GERENCIA DE REGIONES**

Sin observaciones.

- **Informe N° 76 diciembre '98: REVISIÓN QUINQUENAL DE TARIFAS**



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Metrogas, TGS y Litoral Gas. Pocas recomendaciones.

- **Informe N° 77 diciembre '98: REVISIÓN DE AUDITORÍAS DE COMPRA DE GAS**

Hay ausencia de evidencias del trabajo de las auditorías en los expedientes de las licenciatarias.

- **Informe N° 110 diciembre '00: AUDITORÍAS DE FACTURACIÓN**

Sin observaciones.

- **Informe N° 111 diciembre '00: GNC – SEGUROS Y REGISTRO DE MATRÍCULA**

Varias recomendaciones.

- **Informe N° 143 diciembre '01: AUDITORÍA DE SEGUIMIENTO DE SANCIONES**

Los registros administrativos de la Gerencia de Asuntos Legales (GAL) no reflejan adecuadamente el universo de sanciones aplicadas, ni el estado del trámite en que se encuentra cada una. Se identificaron varias diferencias entre los registros y la realidad. Multas firmes en condiciones de ser exigidas, no habían sido intimadas al pago. Una sanción a Metrogas que GAL informa a dic. 99 y dic. 2000 que está firme, la Gerencia de Administración la tiene como pagada en 1996. Sanciones con sentencia firme están pendientes de cobro más de un año después.

- **Informe N° 173 diciembre '02: FONDO DE CONTRIBUCIÓN DE SERVIDUMBRES**

Regularizar la situación y controlar los ingresos del fondo.

- **Informe N° 174 diciembre '02: INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO**

No se detectan problemas de relevancia para el presente informe.

- **Informe: Planes de Prevención y Emergencias o Contingencias, Febrero 2001**

No consta en los expedientes analizados información acerca de programas de capacitación e entrenamiento, acorde a las exigencias de la NAG 100.

El análisis de 7 expedientes de últimos accidentes de licenciatarias, permite apreciar la significativa participación de subcontratistas al acontecer los hechos. Esto obliga a poner reparos acerca del



grado en que los procedimientos formales se han transferido y del compromiso de capacitación, preparación y seguimiento de las obligaciones.

- **Informe: Evaluación del sistema de control interno en 2002, Junio 2003**

Se habían presupuestado 1913 auditorías contables y técnicas y se realizaron 1638 (-14,4%). El informe dice que la disminución se debe “a la colaboración solicitada por el Ministerio de Economía en temas vinculados con la tarifa de gas en discusión con las distribuidoras”.

Ejecución del plan anual de auditoría interna 2002. Se planificaron 48 informes y se hicieron 31. Entre los no realizados están “Análisis de contrataciones”, “DDJJ patrimoniales”, “viajes al exterior” (se hizo uno de 3), “Decisión administrativa 56/99”, “proyectos de inversión k”, etc.

La Unidad de Auditoría Interna (UAI) ha tenido un adecuado grado de cumplimiento, aunque resulta necesario señalar la importancia de cumplir la totalidad de los informes sobre áreas sustantivas del plan aprobado.

El Ente no cuenta con un manual de procedimientos donde prevalezcan los controles cruzados y se contemple la separación de funciones.

El ENARGAS no cumplió con el requerimiento del Decreto 357/02 que establece la obligación de reducir la estructura en un 30%.

- **Evaluación del sistema de control interno**

Sanciones: Los registros administrativos de la Gerencia de Asuntos Legales no reflejan adecuadamente el universo de sanciones aplicadas, ni el estado del trámite en que se encuentra cada una. Se identificaron varias diferencias entre los registros y la realidad. Multas firmes en condiciones de ser exigidas, no habían sido intimadas al pago. Una sanción a Metrogas que GAL informa a dic. 99 y dic. 2000 que está firme, la Gerencia de Administración la tiene como pagada en 1996. Sanciones con sentencia firme están pendientes de cobro más de un año después.

En el sistema de GNC se ha comprobado que los PEC dan de baja talleres al momento de tramitar la renovación de la matrícula y luego los dan de alta, al parecer para cumplir con el patrimonio neto mínimo exigido por el Ente.

Compra de gas: Hay ausencia de evidencias del trabajo de las auditorías en los expedientes de las licenciatarias.

Calidad de servicio técnico: Los datos publicados por el Ente, tanto en la página web como en los informes anuales comprenden solamente los datos de cada indicador, pero no se incluyen los índices globales de cada empresa, lo que permitiría formar el orden de méritos, según la norma.

En el período enero del 98 hasta la puesta en práctica del control por indicadores de calidad, el Ente no implementó una metodología de control de la calidad de servicio.

Planes de prevención y emergencias: No consta en los expedientes analizados información acerca de programas de capacitación e entrenamiento, acorde a las exigencias de la NAG 100. El análisis de 7 expedientes de últimos accidentes de licenciatarias, permite apreciar la significativa participación de subcontratistas al acontecer los hechos. Esto obliga a poner reparos acerca del



grado en que los procedimientos formales se han transferido y del compromiso de capacitación, preparación y seguimiento de las obligaciones.

Conclusión: Se concluye que el sistema de control interno no proporciona un grado razonable de seguridad en lo que se refiere a confiabilidad de la información.

Receptividad de las autoridades: La receptividad por parte de las autoridades del organismo es baja. Sobre un total de 65 observaciones significativas formuladas en ejercicios anteriores, solamente 5 fueron regularizadas durante el ejercicio 2002. Permanecen sin subsanar observaciones de 1996. De las 14 formuladas durante el 2002, todas se encuentran pendientes al 31 de diciembre.

- **Informe: Atención de reclamos de usuarios de servicios públicos. Agosto 2003**

Carta compromiso con el ciudadano: El Decreto 229/00 dispuso la creación de este compromiso de servicio. El ENARGAS a la fecha no la ha firmado. En 2001 informó a la Secretaría de Modernización del Estado la decisión de no suscribir la Carta, dadas las restricciones presupuestarias del organismo, siendo la publicidad de la misma el objeto mismo de su emisión.

Comisión de Usuarios: El 2 de abril de 2002 el Directorio aprobó la constitución de la comisión de usuarios del servicio de gas por redes, dándole un lugar físico, soporte administrativo y aportes dinerarios desde el 25 de abril de 2002.

- **Informe: Licencias de distribución de gas natural. Estado de situación, Septiembre 2003**

Hace una descripción de las licencias de las 9 distribuidoras. En página 3 detalla los contratos de cada una con el Operador Técnico a la fecha. En el punto 3 hace una descripción de la economía de cada licenciataria y la composición accionaria. En el punto 4 describe algunas de las obligaciones, los indicadores de calidad y las sanciones aplicadas por el ente.

En el punto 5 describe los resultados de la auditoría al ENARGAS (Anexo A).

Fondo de Servidumbre: No existe un circuito formal de control de lo establecido en las Resoluciones 393/96 y 408/96 del ENARGAS. No existe control del cumplimiento de las licenciatarias para las declaraciones juradas mensuales o anuales.

Seguimiento de sanciones: Se observa duplicación de registros y bases de datos respecto del seguimiento de las sanciones e incongruencias entre ellos. No existe un procedimiento para comunicar el estado del trámite de las sanciones.

Sistema de GNC: La suma mínima a asegurar por los organismos de certificación no guarda relación con los establecidos en la Resolución 591/98 del ENARGAS. No se han definido aún los requisitos que deben cumplir con las pólizas los responsables técnicos y los organismos de certificación. Falta seguimiento de las pólizas de los productores de equipos completos. Se autoriza la venta de obleas a sujetos con las pólizas vencidas o en trámite de renovación (hasta 150 diarias por productor), sin que exista cobertura para un eventual siniestro.



Activos esenciales: A pesar de estar definidos en las RBL se han verificado diferencias entre licenciatarias en cuanto a qué bienes se han considerado como “esenciales”.

Protección ambiental: La Resolución 186/95 del ENARGAS no torna operativa la de la Secretaría de Energía N° 475/87, sino sólo en la etapa de la construcción.

Contiene un Anexo B de indicadores financieros de las distribuidoras de gas.

Un Anexo C de las 200 sanciones aplicadas desde 1993 por licenciataria, dando los siguientes datos:

Miles de pesos	Monto	Pagadas	Pendientes
Metrogas	2.489	2.099	390
Gas Natural BAN	700	255	445
Camuzzi Pampeana	1.567	1.337	230
Camuzzi Sur	1.002	877	125
Litoral Gas	637	252	385
Ecogas Centro	510	90	420
Ecogas Cuyana	348	198	150
Gasnor	488	278	210
Gasnea	175	10	165
Total	7.917	5.397	2.520

La mayoría de las sanciones no cobradas están en “Alzada”, las más antiguas son de 1995 y 1996.

Existe una lista de 33 incumplimientos imputados aún sin sanciones. Todas ellas imputaciones del 2002 y 2003 relacionadas con diversos incumplimientos, dos de “tasas y cargos 1993/1996”.

Contiene un Anexo D con los valores alcanzados por año en los indicadores de calidad por cada empresa de distribución.



9. ALCANCE DE LAS FUNCIONES Y COMPETENCIAS DE REGULACIÓN Y CONTROL DEL ENARGAS

El ENARGAS es la autoridad competente para controlar el cumplimiento de las obligaciones de las licenciatarias emanadas de la Ley, sus reglamentaciones, el Reglamento de Servicio y la Licencia. (Ley N° 24.076, Art. 50 y siguientes).

Es una obligación del ENARGAS, y no una mera "facultad", controlar que la actividad del sector gas se ajuste a los principios y disposiciones contenidos en la Ley. El control ejercido por el mismo no es discrecional, pues debe orientarse en función de los principios y disposiciones que rigen la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución (Art. 2°):

- a) Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios;
- b) Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de gas y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;
- c) Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no-discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución;
- d) Regular las actividades del transporte y la distribución, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables;
- e) Incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural;
- f) Incentivar el uso racional del gas natural, velando por la adecuada protección del medio ambiente;
- g) Propender a que el precio de suministro de gas natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones.

Estos objetivos, de acuerdo a lo dispuesto por el citado Art. 2° serán ejecutados y controlados por Ente Nacional Regulador del Gas.

De acuerdo a lo dispuesto por el Marco Regulatorio del Gas, entre las funciones del Ente se encuentran tanto potestades de control como de naturaleza sancionatoria y regulatoria:

De acuerdo al Art. 52 el ENTE tendrá las siguientes funciones y facultades:

Funciones de control:

- a) Hacer cumplir la presente Ley, su reglamentación y disposiciones complementarias, en el ámbito de su competencia, controlando la prestación de los servicios, a los fines de asegurar el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los términos de la habilitación;



- b) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o indebidamente discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y consumidores y dictar las instrucciones necesarias a los transportistas y distribuidores para asegurar el suministro de los servicios no interrumpibles;
- c) Promover ante los tribunales competentes, las acciones civiles o penales que tiendan a asegurar el cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta Ley, su reglamentación y los términos de las habilitaciones.
- d) Requerir de los transportadores y distribuidores los documentos e información necesarias para verificar el cumplimiento de esta Ley, su reglamentación y los respectivos términos de las habilitaciones, realizando las inspecciones que al efecto resulten necesarias, con adecuado resguardo de la confidencialidad de información que pueda corresponder de acuerdo a lo dispuesto por la presente Ley.

Funciones regulatorias:

- a) Dictar reglamentos a los cuales deberán ajustarse todos los sujetos de esta Ley en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de escapes de gas, de acceso a inmuebles de terceros, calidad del gas y odorización. En materia de seguridad, calidad y odorización su competencia abarca también al gas natural comprimido;
- b) Dictar reglamentos con el fin de asegurar que los transportistas y distribuidores establezcan planes y procedimientos para el mantenimiento en buenas condiciones de los bienes afectados al servicio durante el período de las respectivas habilitaciones y que proporcionen al Ente informes periódicos que permitan determinar el grado de cumplimiento de dichos planes y procedimientos;
- c) Reglamentar el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando el principio del debido proceso.

Funciones sancionatorias:

Aplicar las sanciones previstas en la Ley N° 17.319, en la presente Ley y en sus reglamentaciones y en los términos de las habilitaciones, respetando en todos los casos los principios del debido proceso.



10. INFORME DEL ENARGAS SOBRE EL GRADO DE CUMPLIMIENTO DE LAS LICENCIAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS

10.1 Inversiones

1. INVERSIONES OBLIGATORIAS

- **Régimen normativo**

Conforme lo establecido en el Marco Regulatorio, las Licenciatarias estaban obligadas al cumplimiento del Plan de Inversiones Obligatorias, identificado al momento de la privatización como Anexo L del Pliego Licitatorio y posteriormente como Apéndice I del Subanexo de las Reglas Básicas de la Licencia.

Las Inversiones eran de cumplimiento obligatorio y estaban directamente relacionadas con la seguridad pública y la integridad del sistema. Estas obras se centraban fundamentalmente en la renovación de cañerías y servicios, protección catódica, renovación de gasoductos, reparación de cruce de cursos de agua, adecuación de temperatura de descarga de plantas compresoras, etc.

Consistían en metas físicas u obligaciones de hacer relacionadas con la prestación del servicio público, para adecuar las instalaciones físicas y las operaciones a los estándares internacionales de seguridad en un plazo promedio de 3 a 5 años. El efecto económico de las inversiones obligatorias incidió, sin duda alguna, en el precio ofertado en la puja licitatoria de la privatización.

Las inversiones obligatorias -Categoría 1- tenían dos aspectos detallados en cuadros adjuntos al Anexo L a saber: 1) El cronograma del desarrollo físico de las inversiones y relevamientos obligatorios a realizar por las Licenciatarias y 2) el presupuesto anual considerado para realizarlas, que es también el monto mínimo a erogar por las Licenciatarias. Además, se incluyó el presupuesto anual para realizar obras de Categorías 2 y 3, que si bien no resultaban obligatorias, fueron consideradas en la determinación de las tarifas iniciales.

- **Cumplimiento de las Inversiones obligatorias**

El ENARGAS efectuó controles anuales de cumplimiento, tanto de las metas físicas como de las económicas. Respecto del cumplimiento de las mismas en el informe del ENARGAS se afirma que:

- El monto de inversiones a realizar por las licenciatarias entre 1993 y 1997, fijados por la Licencia era de \$ 478,9 Millones y cada licenciataria concluyó el quinquenio invirtiendo más de lo estipulado, dando un total de 551,5 Millones erogados en obras. En los casos en que se había gastado menos en las obras, el Ente aprobó otras de categoría 2 ó 3 en compensación.
- Como resultado de la tarea realizada, surge que al final del quinquenio, las Licenciatarias han dado cumplimiento a las metas físicas y erogado los montos previstos, mereciendo todas ellas sanciones menores y cauciones dinerarias tendientes a lograr el cumplimiento.



- Sanciones: respecto del control realizado por el ente se informa que se aplicaron 29 sanciones entre 1993 y 1999 por las obras del primer quinquenio: 10 en 1993, 5 en el 95, 2 en el 96, una en 1998 y 10 en 1999, encontrándose 9 de ellas y la de 1998 aún en trámite administrativo.
- En 2001 se impuso una sanción a Gasnea, por incumplimiento en su segundo año de licencia, que tiene una medida cautelar judicial que suspende los efectos.

- **Gasnea: Inversiones Iniciales Obligatorias - Novena Zona**

El caso de Gasnea es especial porque la licencia fue otorgada en 1997 (casi 5 años después de la adjudicación de las otras ocho licencias) sobre un área sin gasoductos, no atendida por Gas del Estado en el pasado y la obligación de invertir era para sus primeros cinco años de licencia.

Dentro de las obligaciones asumidas por GASNEA en su Licencia se encuentra la de realizar las Inversiones Iniciales Obligatorias en las Provincias de Chaco, Corrientes, Misiones y Formosa.

Esas Inversiones son las necesarias y suficientes para proveer en tiempo y forma el servicio de suministro de gas por redes a los Usuarios Potenciales Comprometidos (UPC) y los Usuarios Mínimos Potenciales Comprometidos (UPMC) incluidos en la oferta.

De acuerdo al Pliego de bases y condiciones, la cantidad de UPMC para el conjunto de las Provincias de Corrientes, Chaco, Formosa y Misiones es el mayor de los siguientes valores:

- VEINTICUATRO MIL (24.000) usuarios potenciales.
- El CUARENTA por ciento (40%) de los UP comprometidos en la Oferta, que alcanzaban 90.209 UPMC (la oferta previó 225.522 usuarios), en tanto no obtuviera la sanción de las ordenanzas por contribución por mejoras. De lo contrario, resultaba obligada al 100%.

Como mínimo debía abastecer a 4.000 usuarios en cada provincia, quedando la distribución del resto a elección de la Distribuidora.

- **Cronograma de Tareas**

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
% ACUMULADO	0%	5%	15%	50%	100%
CANTIDAD UPMC	----	4.510	13.530	45.105	90.209

La licencia preveía que la inversión se considerará cumplida cuando la Autoridad Regulatoria certifique que el UPC y/o el UPMC, esté en condiciones de acceder a la red.



De acuerdo al Pliego de Bases y Condiciones NEA presentó una garantía de cumplimiento del contrato, por U\$S 9.020.900 a favor del ENARGAS, incondicional y ejecutable total o parcialmente a mero requerimiento de la Autoridad Regulatoria. El monto de la garantía resulta de multiplicar Dólares Cien (U\$S 100) por la cantidad de UPMC.

El incumplimiento del ritmo mínimo de las Inversiones Iniciales Obligatorias da lugar a la ejecución de la garantía por el monto que surja de multiplicar por CIEN (100) la diferencia entre el número de UPMA previstos y el ejecutado por Gasnea.

- **Incumplimiento de las Inversiones**

La Licenciataria no dio cumplimiento a las inversiones previstas para el segundo año de la Licencia (abastecimiento a 4.510 UPMC). Mediante Resolución 2346/01 se aplicó a NEA una multa de \$ 100.000, se ejecutó la garantía presentada por U\$S 451.000 y se le ordenó la reposición de la garantía ejecutada.

Al tercer año de la Licencia, NEA no ha dado cumplimiento con la totalidad de las Inversiones Iniciales Obligatorias previstas, ya que debió tener acumulado el 15% de dichas inversiones.

Mediante Resolución N° 2346 del 20/07/01, conforme el punto 10.6.16. de las RBL, se informó a la SECRETARÍA DE ENERGIA DE LA NACION la sanción aplicada y se puso a consideración del PEN ejecución de la Garantía de Cumplimiento de Contrato por el incumplimiento constatado.

El 7 de noviembre de 2001, la Sala V de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal resolvió la medida cautelar incoada por GAS NEA S.A. El Tribunal decidió conceder parcialmente la medida cautelar con carácter supletorio y con efecto material y temporal restringido a la cautela requerida, suspendiendo la aplicación de nuevas sanciones por el incumplimiento del régimen de inversiones, hasta tanto se resuelva el recurso de reconsideración y alzada en subsidio, interpuesto por la actora contra la Res. 2346/01 en todo lo referente a la readecuación de la licencia solicitada. El 5/12/01 el ENARGAS interpuso un recurso de revocatoria contra la sentencia del 7 de noviembre de 2001, pero el 15 de febrero de 2002, el Tribunal decidió rechazar el recurso de revocatoria formulado.

Con fecha 01/02/02 se remitió el Expediente ENARGAS 6087 y su acumulado N° 7032 (incumplimientos tercer y cuarto año) a la SECRETARÍA DE ENERGÍA, en los términos de los puntos 10.2.1. y 10.6.16. de las RBLD de gas por Redes en las Provincias de Chaco, Formosa, Corrientes, Misiones y Entre Ríos, a efectos de analizar las cuestiones de hecho y derecho que estime conducentes para fundar el temperamento que adoptará el PODER EJECUTIVO NACIONAL respecto a la declaración de Caducidad de la Licencia de GAS NEA S.A., recomendada por la Autoridad Regulatoria.

2. FACTOR DE INVERSIÓN ("K")

El **factor K** es un valor porcentual que representa el aumento de tarifas resultante de proyectos de inversión que no son viables a las tarifas vigentes. El ajuste tarifario se produce una vez que los proyectos comienzan a prestar el servicio a los usuarios.



Las inversiones aprobadas para todas las licenciatarias (salvo Gasnea) eran por un total de \$ 249,5 Millones, de los cuales 90 Millones eran de las dos empresas transportadoras.

El Anexo III da cuenta de los montos aprobados en la RQT I de las obras habilitadas para cada licenciataria. No se registran incumplimientos en esta materia, toda vez que de no realizarse la obra, la empresa no contaba con el traslado a tarifa.

3. OTRAS INVERSIONES

- **Extensión de redes**

Normativa aplicable a extensiones de redes:

- las obras de magnitud requieren para su inicio, la autorización del ENARGAS;
- también necesitan esa autorización previa, las que requieran el aporte y/o financiamiento de los interesados o beneficiarios de la expansión;
- el concepto de “obra de magnitud” se encuentra desarrollado en la Resolución 10/93;
- las situaciones de excepción a la exigencia de autorización del ENARGAS, previas al inicio de ejecución, son las contenidas en la Resolución 44/94 que hace referencia a la existencia de una cantidad de usuarios notoriamente inferior a la establecida en el concepto bajo análisis.

4. CONCLUSIONES

Del Marco Regulatorio se desprende que, cuando las tarifas no proveen el ingreso suficiente, se permite requerir a los terceros interesados el financiamiento de las obras necesarias mediante mecanismos acordados entre las partes, de acuerdo al Artículo 16 de la Ley N° 24.076.

Puede concluirse que el Marco Regulatorio no prevé la expansión obligatoria de redes. Las distribuidoras se encuentran obligadas sólo cuando la obra, analizada individualmente, garantiza una rentabilidad positiva.

El punto 2.2. de las RBL protege los derechos de las distribuidoras para la expansión en su área de servicio, el que ha sido ejercido abusivamente, amparados por la interpretación literal de la norma. El ENARGAS desarrolló una doctrina interpretativa tendiente a impedir tal abuso, de lo cual se da cuenta en el título Conductas Anticompetitivas de este informe.

Los Anexos V y VI muestran la incorporación de usuarios al sistema y la incorporación de redes por Distribuidora, que se solventó mayormente con el financiamiento por parte de los usuarios.

De estos anexos se deduce que entre 1992 y el 2002 las distribuidoras pasaron de 4.350.000 usuarios a 5.796.000, con 1,445 Millones de usuarios incorporados, un 33,2%.

En kilómetros de redes de distribución, sin considerar los de los subdistribuidores, se pasó de 67,4 miles en 1992 a 111,7 miles en 2002, con una incorporación de 44.300 Km, un 65,8%.



10.2 Activación de Redes

Durante el año 1995, el ENARGAS dispuso la realización de auditorías contables a las Licenciatarias de Distribución de gas para verificar el cumplimiento de la normativa vigente.

Como resultado de dichas auditorías, que abarcaron los años 1993 y 1994, se observó que las Licenciatarias de Distribución habían adoptado diferentes criterios y procedimientos para la incorporación y registro de redes de distribución en sus Estados Contables. Se pueden resumir de la siguiente manera: 1) a costo de reposición, con dos variantes a) contrapartida a Resultados del Ejercicio o b) Creación de una Reserva Facultativa -Patrimonio Neto-; y 2) al Valor de Negocio de las redes incorporadas.

En la generalidad de los casos, los usuarios cedentes de las obras habían aportado valores superiores a los autorizados, ya que financiaban el 100% de las obras independientemente de cual fuere el valor de negocio, transfiriéndolas luego a la Distribuidora por valores inferiores a los resultantes del valor de negocio o peor aún, a título gratuito.

La metodología de incorporación producía una sobrevaluación de activos, agravada por la distribución de mayores Resultados obtenidos o por capitalización de las Reservas originadas.

El ENARGAS encaró las siguientes líneas de acción:

- Dictó Resoluciones disponiendo que los emprendimientos que hayan sido financiados total o parcialmente por terceros usuarios incorporados al patrimonio de las Licenciatarias, debían ser abonados a los mismos calculando el importe adeudado como la diferencia entre el Valor de Negocio y el importe efectivamente contraprestado en favor de los terceros usuarios.
- Posteriormente, dictó Resoluciones estableciendo los metros cúbicos de gas a reintegrar a los terceros usuarios durante el período 1993-1995. Se adjunta el ANEXO VII donde se indican los valores de las contraprestaciones –en m³ de gas- equivalentes, para cada año y cada subzona tarifaria.
- Los valores fueron calculados a través de la proyección del flujo de ingresos y egresos, teniendo en consideración las características principales de los proyectos, como ser, cantidad de usuarios a abastecer, volúmenes consumidos, tipo de usuarios a servir, crecimiento esperado de la demanda, etc.
- El ENARGAS observó el criterio de registro y valuación de las redes. De ese modo, las redes así construidas deben exponerse en el activo al valor de adquisición, coincidente con el Valor de Negocio de los activos y exponer como pasivo la obligación de compensación, parcial o total, a los terceros cedentes.
- Contemporáneamente, el ENARGAS notificó lo actuado a la COMISIÓN NACIONAL DE VALORES (CNV), haciéndole conocer la decisión adoptada por el ENARGAS sobre el particular, lo que motivó el inicio del Expediente CNV 106/95 rotulado “Enargas s/valuación de activos en Sociedades de Transporte y Distribución de Gas”.
- El ENARGAS ha continuado monitoreando el grado de cumplimiento por parte de las Licenciatarias, encontrándose actualmente en la etapa de evaluación de lo actuado por cada una de ellas para aplicar, en caso de corresponder, las sanciones correspondientes.



- En cuanto a las auditorías de control sobre las efectivas contraprestaciones, el ENARGAS informa que se encuentra reestructurando el plan de auditorías anual para incorporar estas tareas.

10.3 Expansión de Transporte

El Marco Regulatorio dispone que el Transportista no será obligado a ampliar las instalaciones de conexión y medición que el Ente determine, cuyo costo quedará a exclusivo cargo de quien las solicite. En concordancia con lo anterior, el punto 8.1.3 de la Licencia de Transporte establece que “La Licenciataria no estará obligada a llevar a cabo extensiones del Sistema de Gasoductos”.

El ENARGAS señala que cabe destacar que las expansiones de transporte se realizaron, mayoritariamente (exceptuando los proyectos financiados con factor K) con las tarifas vigentes, esto es, sin el aporte de los demandantes de capacidad y sin que el usuario final tuviera que afrontar costo alguno.

También es necesario tener en cuenta que, cuando un tercero interesado tiene intención de conectarse al sistema de transporte, debe llegar a un acuerdo con la licenciataria. Cuando el solicitante es un cargador extranjero, debe obtener la autorización previa de exportación ante la Secretaría de Energía y afrontar la inversión desde el sistema nacional de transporte hasta la frontera. Bajo esta normativa se construyeron los Gasoductos de Transportadora de Gas del Mercosur S.A., NorAndino, GasAndes, Cruz del Sur S.A., Casablanca y Colón - Paysandú.

10.4 Calidad del Servicio Técnico de Transporte y Distribución

- **Indicadores de Calidad del Servicio: Aspectos Generales**

La Resolución ENARGAS 891/98 aprobó en forma provisoria el “Marco de referencia del sistema de control por Indicadores de Calidad”, aplicable a las Licenciatarias de Distribución y Transporte de gas. El sistema implementado por la Resolución 891/98 fue puesto en vigencia por la Resolución ENARGAS 1192/99.

Esta normativa fija un nuevo régimen de control del grado de cumplimiento de las normas de seguridad, el nivel de mantenimiento de las instalaciones, la satisfacción del cliente, la protección ambiental y tiende a incentivar la competencia y transparencia en el mercado.

Las inversiones relativas a la fijación de las tarifas iniciales y las unidades de negocio, el “Projection Report” de Junio de 1992, proyectó a lo largo de la vida útil de los negocios montos de inversión para los requerimientos del servicio, su expansión acorde a la demanda esperada y el mantenimiento de la calidad de las prestaciones, al igual que la introducción de mejoras tecnológicas, y establece la obligación de operar y prestar el servicio “en forma prudente, eficiente y diligente y de acuerdo con las buenas prácticas de la Industria”.



La determinación de Indicadores permitió definir dichos conceptos. Su fijación no fue una modificación de las obligaciones, sino una forma de determinar la obligación de prestar un servicio eficiente, diligente, prudente, seguro y continuo. Se estableció, además, que el modelo de indicadores no preveía recompensas y estaría basado en la no-discriminación, atento que todos los usuarios de gas tienen derecho a recibir el mismo nivel básico de calidad de servicio.

- **Indicadores de Calidad del Servicio Técnico del Transporte de Gas**

1. Transparencia de mercado: Publicación vía Internet de a) eventos críticos del sistema de transporte, b) concursos públicos de capacidad, c) reventas de capacidad y d) despacho operativo diario.
2. Operación y Mantenimiento
 - 2.1. Protección catódica. Control de la corrosión de gasoductos mediante la aplicación de criterios normativos verificados.
 - 2.2. Estado de los gasoductos (integridad estructural): Evaluación de la integridad estructural del gasoducto sobre la base de la inspección interna de espesores de cañería.
 - 2.3. Confiabilidad del sistema de compresión: Relación porcentual entre el tiempo fuera de servicio por avería de los equipos y el total de horas disponibles del sistema, para cada año.
 - 2.4. Disponibilidad del sistema de compresión: Relación porcentual entre el tiempo fuera de servicio por mantenimiento más avería y el total de horas disponibles del sistema, para cada año.
 - 2.5. Capacidad de reserva en plantas reguladoras: Porcentaje de plantas que alimentan sistemas aislados (tipo antena), que no posean ramal de reserva.
 - 2.6. Tiempo de respuesta ante emergencias: Tiempo máximo en que la Licenciataria deberá restablecer el servicio interrumpido.
 - 2.7. Uso racional de la energía: Mejora paulatina del consumo específico de gas combustible con relación al gas transportado.
3. Protección Ambiental
 - 3.1. Control de emisión de gases contaminantes: Emisiones gaseosas de fuentes estacionarias y su impacto en la calidad del aire.
 - 3.2. Ruidos en plantas reguladoras: Nivel de ruido en las inmediaciones de plantas de regulación de presión.
 - 3.3. Ruidos en plantas compresoras.



- **Resultados obtenidos desde 1999 a 2002**

En base a los resultados e informes remitidos por las Licenciatarias de Transporte, y de las auditorías efectuadas por el ENARGAS, las empresas alcanzaron los valores para cada uno de los indicadores de calidad del servicio técnico, indicados en los Anexos X y XI.

- **Indicadores de Calidad del Servicio Técnico de la Distribución de Gas**

1. Transparencia de mercado

- 1.1. Eficiencia de la restricción del suministro interrumpible: Porcentaje de la eficiencia que alcanza el Distribuidor, al requerir a sus Clientes la restricción de los consumos, ante la necesidad de preservar los servicios firmes e ininterrumpibles, frente a la ocurrencia de limitaciones operativas del sistema.

- 1.2. Ocurrencia de restricciones del suministro interrumpible: Publicación de los volúmenes operativos cortados, las causas que las originaron, el número de Clientes afectados por día y la última tarifa afectada al corte, en cada subzona tarifaria, durante todos los días del período invernal (desde el 01-05 hasta el 30-09).

2. Protección Ambiental

- 2.1. Ruidos en plantas reguladoras: Nivel de ruido en las inmediaciones de plantas de regulación de presión.

- 2.2. Difusión de Olor en Plantas de Odorización: Difusión de Olor por pérdidas de agente odorante en las proximidades de Plantas de odorización.

- 2.3. Ruidos en plantas compresoras: Nivel de ruido en las plantas de compresión.

- 2.4. Control de emisión de gases contaminantes: Emisiones gaseosas de fuentes estacionarias y su impacto en la calidad del aire.

3. Operación y Mantenimiento

- 3.1. Gas Natural no Contabilizado: Su tratamiento fue diferido para ser incluido dentro del proceso de Revisión Periódica de Tarifas iniciado en el año 2000, actualmente suspendido por la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública.

- 3.2. Protección catódica: Control de la corrosión de gasoductos mediante la aplicación de criterios normativos, verificados.

- 3.3. Fugas por Kilómetro: Cantidad de fugas detectadas por denuncias, dividido por los kms. de los sistemas operados; en relación con el valor calculado de igual forma para el año 1997.

- 3.4. Tiempo promedio de reparación de Fugas Grado 2: Tiempo promedio que la Licenciataria tarda en reparar las fugas de Grado 2.



3.5.a. Capacidad de reserva en plantas reguladoras Aisladas: Porcentaje de plantas que alimentan sistemas aislados, que posean capacidad de reserva suficiente como para prescindir del mayor de sus ramales de regulación.

3.5.b. Capacidad de reserva en plantas reguladoras Ligados: Porcentaje de plantas que alimentan sistemas Ligados, que posean capacidad de reserva suficiente como para prescindir del mayor de sus ramales de regulación sin afectar el suministro de dicho sistema.

3.6. Tiempo de respuesta ante emergencias: Porcentaje de Intervenciones por Emergencias dentro de un tiempo máximo de respuesta preestablecido de una hora.

3.7. Interrupción del Suministro: Tiempo de afectación de los usuarios ininterrumpibles con cortes del suministro, sobre el total de usuarios, en el año.

El Régimen estableció en general que el año 1999 era considerado como período de adaptación y los incumplimientos de los valores de referencia no serían penalizados en ese período.

- **Resultados obtenidos desde 1999 a 2002**

En base a los resultados e informes remitidos por las Licenciatarias de Distribución, y de las auditorías efectuadas por la Gerencia de Distribución del ENARGAS, las empresas han alcanzado los valores obrantes en los Anexos XII a XX para cada uno de los indicadores de calidad del servicio técnico.

10.5 Cumplimiento de Normas Técnicas

1. TRANSPORTE

- **Despacho de Gas**

Los modelos de Pautas para la Administración del Despacho fueron modificados por la Resolución 716 del 10/09/98, dando lugar a la actual administración del despacho de gas natural.

Entre sus objetivos se encuentra evitar las crisis de los sistemas de transporte y distribución en los días de máximo consumo, preservando el abastecimiento a los clientes no interrumpibles.

Las Transportadoras establecen una banda de tolerancia para los desbalances operativos de los Cargadores. Según la ocupación real del transporte y la capacidad de reacción de cada Cargador sobre su demanda, se definen los niveles de alerta del sistema, pautándose así la instrumentación de medidas de control y corrección.

Un caso concreto fue la declaración de emergencia del 7 de mayo de 2002, en razón de no encontrarse Camuzzi Sur en condiciones de abastecer a sus usuarios ininterrumpibles, cuestión considerada de emergencia para las Pautas de Despacho. (Ver Casos Especiales).



Las Pautas de Despacho han sido diseñadas para la colaboración mutua de los sujetos de la industria, mientras el regulador ejerce una función de veedor. Cuando uno de los actores puede perjudicar el sistema en su conjunto, el Ente se ve obligado a disponer sobre la materia.

- **Obligación de control de instalaciones de terceros**

En materia de seguridad, calidad del gas y odorización, las Licenciatarias de Transporte auditan las instalaciones de sus clientes directos, para observar el cumplimiento de las normas técnicas.

TGN ejerce el poder de policía sobre diez y TGS sobre siete conexiones directas o by pass físico al Distribuidor. Las Licenciatarias de Transmisión dan cuenta a ENARGAS de las auditorías que realizan, informando sobre el cumplimiento de las normas. De las auditorías realizadas por el ENARGAS, no se han registrado observaciones de la obligación de control.

- **Calidad de gas**

Las Especificaciones de Calidad de Gas aseguran la Calidad del Gas Natural suministrado a los Consumidores y la protección de las instalaciones de Transporte y Distribución.

Las Licenciatarias de Transmisión verifican la Calidad en los Puntos de Recepción y en los Puntos de Entrega. De verificar incumplimientos, el Transportista aplica al productor penalidades, de conformidad con lo originalmente convenido. ENARGAS dispone auditorías de instalaciones.

Las Transportistas han sido imputadas por incumplimientos (ANEXO XXII). Dos sanciones para TGN por \$ 140.000 y dos para TGS por \$ 180.000 (con multas y resarcimientos, con una tercera en trámite) por alto contenido de agua en gas. Todas con recurso de reconsideración y alzada.

2. INCIDENTES Y ACCIDENTES 1993-2003

Un tema de particular importancia es el de la prevención de accidentes. Si bien alguno de los indicadores de calidad sirve para medir la conducta posterior al incidente, no cubren las acciones preventivas de las Licenciatarias.

Del informe suministrado por el ENARGAS surge que:

- TGS tuvo 11 incidentes en varios gasoductos, recibiendo una única sanción por \$ 60.000.
- TGN tuvo 11 incidentes, todos sobre el gasoducto Norte, recibiendo sanción en 2 de ellos. El primero por la explosión con fuego en la estación de medición de Aldao en 1995 por \$ 100.000 y la segunda por el accidente más grave que ha ocurrido en el sistema, la explosión cerca del paraje Las Mesitas, Salta, donde murieron 9 operarios. Fue en 1998 y las sanciones sumaron \$ 5.600.000. La cual se encuentra apelada por TGN.
- Además, TGN tiene 5 sanciones de 1996, 2001 y 2002 en trámite y tuvo dos incidentes en el gasoducto NorAndino, del cual es operador, uno de ellos de enero de 2002 con



sanción en trámite. Más información sobre TGN en el apartado Casos Especiales del presente informe.

- Se concluye que hubo cumplimiento de Transportadora de Gas del Sur y no de Transportadora de Gas del Norte, cuyos incumplimientos denotan fallas de operación y mantenimiento (Anexo XXIII).

3. DISTRIBUCIÓN

Además de la evaluación realizada a través de los Indicadores de Calidad de Servicio, existen otras obligaciones en lo que hace a cuestiones técnicas que son auditadas por el Ente, a saber:

- **Obras**

La normativa técnica y de seguridad básica que los operadores deben cumplir en el diseño y construcción de obras es la NAG 100 - "Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y otros Gases por cañerías".

Cuando las obras son costeadas parcial o totalmente por los futuros usuarios, el ENARGAS controla el costo de las instalaciones, a fin de que el futuro usuario no pague de más. Cuando los servicios domiciliarios se realizan conjuntamente con la ejecución de la obra; controla que el usuario no tenga costos superiores a los autorizados.

- **Obligación de control de instalaciones de terceros**

El Contrato de Transferencia suscripto entre el Estado Nacional y las licenciatarias, establece que la inspección de calidad, seguridad y habilitación de las instalaciones será responsabilidad de las Licenciatarias. Al no estar fijada excepción alguna, son responsabilidad de las Licenciatarias todas las obras que se ejecuten en la vía pública dentro de su jurisdicción, ya sea directamente por ellas, por medio de contratistas o por futuros usuarios. Comprende también todas y cada una de las instalaciones internas domiciliarias e industriales.

Este criterio ha sido recogido por la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal de la Capital Federal en su fallo dictado en los autos "Metrogas S.A. c/Resol. 209/95.

La Resolución 35/93 (Reglamentación de la subdistribución de gas por redes) establece que también es responsabilidad de la Distribuidora de la zona la aprobación, inspección y habilitación de las instalaciones y del contralor de su operación y mantenimiento.

- **Operación y mantenimiento**

Comprende las tareas y controles que debe llevar a cabo el operador para garantizar la correcta operación y adecuado mantenimiento de los activos afectados al servicio.



Las mismas están contenidas en las normas técnicas de la NAG 100:

- Plan de emergencia, prevención de daños y vigilancia continua
- Controles y mantenimiento de los activos
- Inspección y Control de pérdidas
- Odorización del Gas

- **Calidad de gas**

Las “Especificaciones de Calidad” estuvieron dispuestas en los Reglamentos del Servicio. La Resolución 113/94, modificó el Punto de Rocío de Hidrocarburos y estableció un límite superior para el contenido de Oxígeno. Desde el 29/05/98, todo lo inherente a Calidad del Gas está reglamentado por la Resolución 622.

Un caso que merece destacarse en materia de control del Ente, es el resuelto por la Resolución 588/98, mediante la cual se ordenó a Camuzzi Sur reintegrar a los usuarios afectados las sumas que no descontó por no aplicar la Resolución 113/94, con más sus intereses. Si bien el trámite se encuentra en alzada, se han efectuado devoluciones por alrededor de \$ 2.600.000, restando el pago de las astreintes las que, dado el tiempo transcurrido, podrían superar el monto de la devolución mencionada.

- **Actuación del ENARGAS**

A fin de constatar el cumplimiento de los ítems precedentemente indicados, el ENARGAS ha realizado auditorías y en los casos de irregularidades se aplicaron sanciones, las que se encuentran detalladas en los Anexos XXIV; XXV, XXVI y XXVII.

Se dispusieron en algunos casos devoluciones a los usuarios afectados, cuyo impacto económico supera al de la propia sanción (Anexo XXVIII).

De los Anexos surge que las licenciatarias de distribución han incurrido en incumplimientos a la normativa técnica vigente. El ENARGAS las ha intimado a que cambien su proceder a fin de que las irregularidades detectadas no se reiteren.

El ENARGAS advirtió una mejora en la seguridad pública, en función de medidas correctivas tomadas: nuevas técnicas en trabajos sobre líneas bajo presión, evitando la liberación a la atmósfera; cumplimiento de las reglamentaciones de higiene y seguridad en el trabajo, preservación del ambiente, modernización de los equipos de trabajo; capacitación del personal afectado a mantenimiento; mejora en la señalización y vallado de las obras y control y reparación de fugas. Se considera que la actuación de las licenciatarias se desarrolló en general cumpliendo la normativa técnica.

Teniendo en cuenta la cantidad de sanciones y los montos de las multas, Camuzzi Pampeana y Camuzzi Sur son las que han acumulado mayor cuantía. En el caso particular de Camuzzi Pampeana, en 1996, su deficiente operación ocasionó la interrupción del gas a parte de los usuarios de la Provincia de La Pampa. Por este motivo se la sancionó y se le realizó una auditoría integral,



cuyo resultado dio origen a la aplicación de la mayor multa efectuada a una distribuidora (Anexo XXVI - Resolución 407/96).

Finalmente, una mención a la efectividad de los procesos sancionatorios del Ente, desvirtuados por la interposición de recursos administrativos de las empresas. Hasta tanto las sanciones no quedan firmes, no puede reclamarse el pago. Las licenciatarias, con o sin fundamentos, ponen recursos, reduciendo el efecto ejemplificador y preventivo de conductas que tienen las sanciones.

La confirmación de los actos administrativos del Ente por parte de la justicia llega a un 82% de los casos planteados, y por la Alzada, al 92%.

10.6 Aspectos Económico-Financieros

1. RÉGIMEN TARIFARIO

- **Aspectos generales**

Las tarifas de transporte y distribución se encuentran reguladas. El precio a los usuarios finales se compone del precio del gas natural en boca de pozo (pactado libremente entre oferta y demanda), las tarifas de transporte y de distribución.

El mecanismo para regular las tarifas corresponde a una fórmula tipo "*Price Cap*" o de valores máximos: $PPI - X + K$, donde PPI es el índice de precios al productor de Estados Unidos, X una deducción dirigida a transferir a los usuarios parte de las mejoras de productividad y K una adición destinada a incentivar las inversiones y a la recuperación de los costos asociados a la inversión.

La Regulación por "Tarifas Máximas", simula un mercado competitivo dando a la empresa un precio máximo dado. Le pone un límite superior a los ajustes de costos y la rentabilidad depende de su eficiencia para minimizar sus gastos operativos y de capital.

Es un incentivo a la reducción de costos y otorga certidumbre de ingresos en los períodos entre revisiones tarifarias. Las empresas están obligadas a estándares mínimos de calidad, para evitar que la reducción de costos se logre a expensas de la calidad del servicio.

Las tarifas al usuario final enfrentan tres tipos de ajustes:

- Los ajustes estacionales, por las variaciones del precio del gas en boca de pozo (*pass through*). Se realizan al comienzo del invierno (mayo) y del verano (octubre).
- Por variaciones en el PPI, se realizaban dos veces por año (enero y julio), pero se encuentran suspendidos desde enero de 2000.
- Quinquenal, ajustando las tarifas por productividad (factor X) e inversión (factor K).

Las tarifas de transporte y distribución deberán alcanzar para cubrir los costos operativos, la amortización de activos y posibilitar una razonable rentabilidad ("justa y razonable"), que sea similar a la de otras actividades de riesgo comparable, y que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación de los servicios.

La autorización a trasladar costos (*pass through*) funciona como un mecanismo que protege a la empresa distribuidora contra factores que no puede controlar. Este mecanismo ha recibido críticas,



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

por no proveer incentivos a las empresas para contratar en forma eficiente, puesto que siempre se encuentra con posibilidades de trasladar los precios a la tarifa.

El pase a tarifas del precio de adquisición tiene los límites que puede establecer la Autoridad Regulatoria, que debe revisar los cuadros y aprobarlos. Cabe señalar que el origen del mecanismo de ajuste de las tarifas de gas no es contractual, sino reglamentario. Es el Estado, a través del ENARGAS, quien fija normativamente la Tarifa.

El Estado Nacional privatizó la prestación del servicio conservando la potestad, por otro lado irrenunciable, del control de la actividad y la fijación de sus tarifas, que “corresponde a la autoridad pública, única calificada para decidir aquello exigido por el interés público”.

El ENARGAS limitó en numerosas ocasiones los precios de gas pedidos por las distribuidoras, cuando comprobó que habían dado prioridad a los contratos de gas de mayor precio, por el deber de “asegurar... el mínimo costo para los consumidores, compatible con la seguridad del abastecimiento”, como lo exige el inciso d) del artículo 38 de la Ley N° 24.076.

Se han efectuado limitaciones importantes sobre los precios de gas solicitados por las distribuidoras, y las resoluciones de los cuadros tarifarios resultantes han sido objeto, en todos los casos, de recursos administrativos de las empresas.

Las principales acciones del ENARGAS que implicaron devolución a los usuarios por variaciones en los precios del gas, se detallan a continuación:

Fecha	Resolución N°	Distribuidora	Monto en (\$)
02/05/96	307	CAMUZZI PAMPEANA S.A.	1.053.182
02/05/96	308	CAMUZZI SUR S.A.	283.185
02/05/96	309	METROGAS S.A.	1.533.279
01/10/96	374	METROGAS S.A.	1.812.287
01/10/96	375	CAMUZZI PAMPEANA S.A.	645.857
01/10/96	376	CAMUZZI SUR S.A.	230.268
30/04/97	439	CAMUZZI PAMPEANA S.A.	351.699
30/04/97	440	CAMUZZI SUR S.A.	190.485
30/04/97	441	METROGAS S.A.	1.206.435
05/01/98	557	METROGAS S.A.	4.298.025
05/05/98	603	METROGAS S.A.	5.659.850
14/10/99	1.292	DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	223.264



- **Evolución de las tarifas**

Resulta de interés conocer la evolución de las tarifas desde la toma de posesión, comparada con otros índices de la economía, lo que se grafica en los Anexos XXIX y XXX del informe del ENARGAS.

De esa información cabe concluir:

- En años previos a la privatización (1991/1992), las tarifas para residenciales registraron aumentos del orden del 74% al 140%, mientras que para los industriales no hubo variaciones significativas.
- A partir del 28/12/1992 y hasta la fecha, el segmento regulado de la tarifa experimentó una suba de un 3,3% para el servicio residencial y un 2,2% para el industrial. El gas en boca de pozo aumentó desde la desregulación en 1994 hasta el presente en valores cercanos al 40%.
- El componente impositivo nacional y provincial contenido en la factura del servicio, para Capital Federal y Provincia de Buenos Aires, tuvo un incremento superior al 30%, sin considerar tasas municipales, de gran impacto en la tarifa final.

A título informativo, desde 1992 al presente, el Índice de Precios al Consumidor alcanzó el 58,7% (IPC), y el de la actividad industrial un 122% (IPIM).

2. IMPUESTOS

El marco regulatorio prevé dos mecanismos de pass through: las variaciones en el precio del gas comprado y las de impuestos.

Dentro de los principios tarifarios de la Ley N° 24.076 se previó que las tarifas deban permitir satisfacer la totalidad de los tributos dentro de los costos operativos razonables, mientras que el Punto XIII de las RBL consagra la neutralidad fiscal (excepto para Ganancias).

El ENARGAS debe verificar el traslado de costos, cuales son: los cambios en la norma tributaria; que dichos cambios (sanción, modificación, derogación o exención) sean posteriores a la Toma de Posesión y la incidencia en los costos de los servicios, demostrado –mediante instrumentos idóneos– el pago de los mismos.

En las *Tasas de Uso de bienes del dominio público* que los municipios gravan, se requiere a las Licenciatarias *una impugnación previa especial* ante la Justicia (artículo 6.1. RBL), para controvertir pretensiones que intenten gravar un uso que se previó gratuito.

El Marco Regulatorio contiene cinco pautas básicas en materia tributaria:

- a) la responsabilidad *plena*;
- b) la expresa caducidad de las exenciones con las que contaba Gas del Estado;
- c) las tarifas que permiten el pago de todos los tributos vigentes;



- d) el principio de la neutralidad fiscal (excepto Ganancias);
- e) un mecanismo de ajuste de tarifas por cambios en los tributos

Existe un marcado incremento de pretensiones municipales a través de tasas que gravan distintas actividades; Seguridad e Higiene, Registro de Inspección, de Inspección y Mantenimiento de redes, o que gravan el consumo y hasta la Ocupación de la Vía Pública.

Si bien los porcentajes usuales se situaban en un rango del 6 al 12%, se están recibiendo Ordenanzas -caso de Maciel, Provincia de Santa Fe- con una alícuota del 22%.

3. TASAS Y CARGOS

El punto 9 del Reglamento de Servicio habilita el cobro de prestaciones particulares que las Distribuidoras realicen a sus usuarios. Las tasas y cargos fueron ajustados hasta enero 2002, fecha a partir de la cual permanecen inalterados pero, como consecuencia de auditorías realizadas, se vio que algunas Distribuidoras estaban percibiendo cargos no autorizados.

En todos los casos se ordenó la devolución de los cargos cobrados en exceso con más los intereses (Anexo XXXII).

Entre las sumas a reintegrar por tasas y cargos cobrados indebidamente, cabe mencionar el monto estimado en tal concepto para Metrogas, que asciende a \$ 13.914.743.-

4. REBAJA DE APORTES PATRONALES Y SU INCIDENCIA EN LAS TARIFAS DE GAS

- **Decreto PEN 292/95**

El Decreto 292/95 establece que las empresas que brinden servicios públicos con precios regulados deben ser autorizados por el Ente, debiendo presentar la incidencia sobre la tarifa de la reducción de los costos laborales.

La metodología de aplicación a la facturación de los menores aportes patronales, es la siguiente:

- 1) Determinar el monto del ahorro mensual de los aportes patronales de las Distribuidoras.
- 2) Adicionar el monto del ahorro en el costo de transporte
- 3) El ahorro total obtenido será distribuido en función del monto facturado por la Distribuidora en el mes, descontado el costo del gas y aplicado sus clientes industriales en proporción al importe de las respectivas facturas, neto del costo del gas.
- 4) La bonificación irá en una línea separada, con la leyenda " Bonificación Decreto PEN 292/95".



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

- **Decreto PEN 1520/98**

La Ley N° 25.063 de 1998 en su artículo 3° instruye al PEN para que ejerza la facultad de disminuir las contribuciones de los empleadores sobre la nómina de salarios y el PEN lo dispuso.

El ENARGAS emitió la Resolución 1190/99, trasladando la menor incidencia previsional a los usuarios industriales. Dicha bonificación deberá ser incluida en línea separada de la factura al cliente con la leyenda "Bonificación Decreto PEN 292/95 y 1520/98".

- **Reforma impositiva de dic-99**

La reforma impositiva del 1-12-99 reduce el total de las cargas del 33% al 32%.

- **Decreto 814/01**

Establece una alícuota única del 16% con destino a los subsistemas de la seguridad social. El artículo 4° dispone que según la escala del Anexo I, las Empresas pueden tomar como Crédito Fiscal de IVA, un porcentaje que varía desde el 1.30 % para la Ciudad de Buenos Aires hasta el 10.75% en la zona de Salta, Jujuy, Sgo. del Estero, Formosa, Misiones. Por el artículo 1° se derogan los Dtos. 2608/95, 292/95, y 1520/98 y todos los demás referentes al tema.

- **Ley N° 25.453**

Incrementa el porcentaje global de los Subsistemas de la Seguridad Social (SUSS) al 20% con más el 5% de Obra Social.

- **Nota Enargas 3548/01**

El ENARGAS s/Nota 3548/01 comunica a las Distribuidoras y a las Transportistas la metodología instaurada.

- **La Ley de Presupuesto N° 25.565**

En el art. 80, incrementa en el 1% la contribución para Obra Social modificándose del 5% al 6% y en un punto la contribución patronal para el INSSJP (Ley N° 19.032), modificándose del 0.65 al 1.65%, a partir de mar-02.

A partir de mar-02 las cargas patronales vigentes ascienden al 27%, las que comparadas con el 33% vigentes en 1992 implican una disminución efectiva del 6%.



- **Ley N° 25.723**

Posteriormente la Ley N° 25.723/02 ha establecido la reducción del 1.5% de los porcentajes computables como crédito fiscal del Decreto 814/01 (escala de 1.3 al 7%), los superiores a este último porcentaje no se reducen.

A partir de principios de 1996, y como resultado de las auditorías e imputaciones pertinentes, las distribuidoras han transferido el ahorro producido por las menores cargas sociales propias y las del transportista, a los usuarios industriales.

10.7 Conductas Anticompetitivas

El Marco Regulatorio establece el libre acceso, prohibiendo a los transportistas y distribuidores realizar actos que impliquen competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado, obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte y distribución siempre que no comprometan el abastecimiento de la demanda contratada.

Se describen los casos más importantes de abuso de posición dominante que destaca el ENARGAS, algunos de ellos en detalle por resultar precedentes de interpretación regulatoria:

- **CASO METROGAS - BAGLEY S.A.**

BAGLEY, usuario de METROGAS, el 9/3/99 solicita un servicio de distribución interrumpible.

La Licenciataria manifiesta que la condición de firme o interrumpible debe ser un concepto global, en tanto su combinación (transporte firme y distribución interrumpible) encarecería el sistema, pues siendo el servicio de gas sumamente estacional, y estando normalmente sobredimensionada la distribución de cada usuario, la inversión se tornaría antieconómica.

El RS prevé Condiciones Especiales para el Servicio de Distribución Firme (Transporte FD) o Interrumpible (Transporte ID). No surge de la normativa que los servicios deban ser agregados.

La desagregación de servicios está prevista expresamente, para que pueda plantearse la competencia entre los distintos actores. El Marco Regulatorio procura la no-integración vertical, como medio para estimular su eficiencia. Para ello, prevé que un usuario adquiera diferentes servicios a distintos sujetos de la industria.

El argumento de METROGAS de una discriminación de los usuarios del servicio completo que no pueden acceder a la separación y combinación de los componentes resulta inexistente, en tanto todos los usuarios tienen acceso a los servicios que consideren más convenientes, en tanto cumplan con el requisito del RSD.

El argumento de METROGAS es que el margen de la distribuidora en un servicio interrumpible es la diferencia entre la tarifa y el costo del gas.



En relación a lo precedente, las tarifas de servicio completo incluyen todos los componentes, es decir: gas, transporte, gas retenido y distribución. El hecho de que las Distribuidoras puedan dar servicio interrumpible sin contratar transporte, es considerado por el Ente como un incentivo a optimizar la utilización de su capacidad contratada, lo que no es igual a un derecho que no puede sufrir alteraciones en su valoración económica a lo largo de la Licencia.

Resulta insostenible -a criterio del ENARGAS- que el transporte deba descontarse sólo si la Distribuidora compraba transporte para ese usuario particular.

La interpretación de METROGAS es incorrecta por cuanto la determinación de la tarifa parte del servicio completo interrumpible y descuenta los conceptos no incluidos en el servicio, es decir, sólo el gas o gas y transporte si el usuario los adquiere con alguien distinto a la Distribuidora. Pero esto es independiente de que el transporte contratado por el cliente sea firme o interrumpible.

Las alternativas de servicios que han surgido en la industria, como el caso de clientes que compran gas y transporte firme a un tercero y distribución interrumpible a una Distribuidora, ponen de manifiesto la necesidad que el ENARGAS realice un análisis general de la estructura tarifaria, a fin de optimizarla. Las tarifas para el servicio de distribución interrumpible son las del "Transporte ID" del RS. No existe posibilidad de modificar dichos cargos en el transcurso de un quinquenio, excepto las previstas en el Art. 46 de la Ley.

El caso sirvió como precedente para controversias similares: entre Distribuidora de Gas del Centro S.A. y Renault S.A., Gas Natural BAN S.A. con Vandencil S.A., y Litoral Gas con Vitra Argentina S.A. y La Plata Cereal S.A.

• ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD FIRME DE TGS A ENRON INTERNACIONAL ARGENTINA S.A.

TGS realizó un "Concurso Abierto de Capacidad", tanto de capacidad remanente como de capacidad adicional a fines de noviembre de 1997.

Entre los cargadores que se presentaron, se encontraba Enron Internacional Argentina, con relación societaria con Enron Pipeline Company Argentina S.A., operador técnico de TGS. Aunque dicha participación no está prohibida por el Artículo 34, éste establece la aprobación por el ENARGAS de los contratos entre vinculadas, para que no exista un trato preferencial.

También debe controlarse que el contrato no vulnere el Artículo 52 de la Ley, respecto de la prevención de conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias.

La adjudicación asignaba a ENRON un volumen firme de 700.000 m³/día en invierno y de 50.000 en verano. Esta forma de contratación es objetable, ya que no existen antecedentes de esa modalidad estacional. No sólo se favorece a una empresa vinculada, sino que no se lo ofreció a otros que pudieran estar interesados en contratar en esas condiciones.

Un contrato en el que el transportista acuerde una reserva de capacidad variable *significa una reducción en los ingresos del transportista y, como los costos de capacidad no varían a lo largo del año, una menor rentabilidad, lo que equivale a un descuento*. El Artículo 21 de la licencia dice: "*Si el transportista ofrece tarifas reducidas, ofrecerá reducciones equivalentes a los cargadores que se hallaren en condiciones similares, informando los descuentos a la Autoridad Regulatoria*".



TGS debía ofrecer reducciones tarifarias equivalentes a todos los cargadores con un servicio de transporte firme de, por lo menos, 700.000 m³/día. Esta rebaja debía ser ofrecida por el plazo de duración de este contrato, es decir, un año. TGS decidió anular el contrato firmado con ENRON e instrumentó cambios, acorde a lo establecido en el marco regulatorio.

- **ESTUDIO DE LA CONDUCTA DE YPF S.A. y OTROS PRODUCTORES POR ABUSO DE SU POSICION DOMINANTE EN EL MERCADO DEL GAS NATURAL**

El ENARGAS inició un estudio sobre el mercado de gas natural y su desarrollo desde la Ley N° 24.076. En la producción de gas natural, la naturaleza no transable del producto y la baja accesibilidad de potenciales inversores hace que el grado de concentración en una empresa líder y las principales seguidoras sea determinante de las conductas que se observan en el mercado.

Respecto de los precios del gas, su sendero expansivo ha sido influido no sólo por la fuerte concentración de la oferta, sino también por conductas que, al limitar la competencia, aumentaron la capacidad de YPF y otros productores para liderar aumentos de los precios.

Estas conductas anticompetitivas documentadas, serían abusos de una posición dominante:

- (a) El contrato de compra de gas boliviano, que Gas del Estado Sociedad del Estado cedió a YPF, vencía en 1994. Su renovación cerró una fuente alternativa a licenciatarias argentinas que estaban negociando con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. YPF compró y vendió gas boliviano al mismo precio, lo que implica haber vendido a pérdida.
- (b) Los contratos de adquisición de gas de terceros configuran una conducta similar. Luego de la privatización, YPF continuó acaparando la comercialización del gas de otros productores, impidiendo la competencia.
- (c) Las cláusulas anticompetitivas en los contratos de venta a clientes directos y distribuidores, que prohíben la reventa del gas fuera de su planta ó de su área de exclusividad, imponiendo multas que duplican o triplican el precio del gas.
- (d) La discriminación de precios con la exportación. Este tipo de cláusulas, que en otros países son consideradas ilegales, adoptan el común denominador de cobrar menores precios y prohibir la reventa del gas en el territorio argentino.
- (e) La imposición de fórmulas de ajuste a los distribuidores denota en YPF una posición de dominio y la arbitrariedad de su uso pone de relieve el poder de negociación del que hace abuso.
- (f) A estas cabe agregar cláusulas contractuales que subordinan las decisiones de precios de productores independientes a las de YPF. Son las siguientes:
 - a- Cláusulas de cliente más favorecido.
 - b- Cláusulas que refieren los precios propios a los similares que venda YPF en la misma cuenca.



c- Cláusulas en las que se adoptan precios y fórmulas de ajuste idénticas a las de YPF.

El objetivo del ENARGAS ha sido encontrar soluciones a los problemas creados por un déficit de competencia en este mercado.

En forma concomitante con la elaboración del documento de que se trata, se produjo la adquisición por parte del grupo REPSOL de YPF S.A. -que ya controlaba ASTRA S.A.-.

Como consecuencia de las acciones desarrolladas por el Ente en la Audiencia Pública del 28/09/99, YPF se vio obligado a reducir el costo del gas natural en un 3%, y a comprometerse a reducir su participación a su propia producción, así como también eliminar todas las cláusulas observadas por el ENARGAS restrictivas de la competencia, tanto en los contratos celebrados en el mercado interno como en los de exportación.

Las acciones producidas a través de los compromisos asumidos por YPF implican prever una mejora sustancial en el funcionamiento del mercado de gas natural en boca de pozo.

- **CASOS DE DISCRIMINACIÓN DE CLIENTES POR PARTE DE TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.**

Se ha observado que con determinados cargadores TGN intenta conductas abusivas y discriminatorias, objeto de análisis en el apartado Casos Especiales del presente informe.

- **INTENTOS DE ABUSO DE POSICIÓN DOMINANTE EN LA VENTA DE SERVICIOS NO REGULADOS POR PARTE DE GAS NATURAL BAN S.A. Y METROGAS S.A.**

El ENARGAS analizó la vinculación de GAS NATURAL BAN con la firma Serviconfort. Gas Natural BAN promocionaba en las facturas a sus usuarios los servicios de Serviconfort en modificaciones, reparaciones, reemplazo de artefactos, ampliaciones, nuevas instalaciones de gas natural etc., atendiendo en dependencias de la Licenciataria.

Se imputó la violación de la Ley N° 24.076 y las RBL y del ANEXO XXVII, "otras obligaciones" del Contrato de Transferencia, en cuanto al control en la ejecución, inspección y habilitación de instalaciones en su área de servicio. Como resultado de las intimaciones efectuadas, Serviconfort dejó de llevar a cabo este tipo de prácticas.

El otro caso se trata de una denuncia por la vinculación de Metrogas con la firma Soluciones. El mecanismo de funcionamiento de Soluciones era totalmente similar al anterior. El ENARGAS realizó auditorías y registró "stands" en algunas sucursales de Metrogas y otras verificando varios domicilios donde había intervenido Soluciones.

La firma Soluciones cesó de ofrecer sus servicios aproximadamente en noviembre de 2001, después de las intimaciones efectuadas por este Organismo.

- **INTENTOS DE ABUSO DE POSICIÓN DOMINANTE POR PARTE DE LITORAL GAS S.A.**



Planteado por diversas empresas aceiteras, el Ente analizó cláusulas contractuales ofrecidas por

Litoral Gas que no guardaban equidad y equilibrio contractual, imponiendo cargas sin contrapartida de la Distribuidora.

El Ente resolvió que las condiciones contractuales quedaban sometidas a las del RS y que la distribuidora debía asignar capacidad firme a los clientes detallados, conforme los volúmenes diarios por ellos solicitados, resultando inválidas las cláusulas abusivas de la distribuidora.

- **CASO DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A. -USUARIOS CON BY PASS COMERCIAL-**

Del análisis de los contratos de la Distribuidora con distintos grandes clientes, el ENARGAS verificó que no respetó las tarifas máximas, cobrando un "plus" a los componentes de los servicios que presta (Transporte y Distribución).

La maniobra consistió en no separar los impuestos a los IIBB y cobrarlos en su justa incidencia. ECOGAS CENTRO reconstruyó las "tarifas base iniciales" (incluyendo Ingresos brutos Distribución), que le permitieron vulnerar la "neutralidad fiscal" y no de los Cuadros Tarifarios del ENARGAS.

Los grandes usuarios afectados, por asimetría de información, desconocían que estaban pagando una tarifa superior. El ENARGAS multó a la Distribuidora y le ordenó compensar a los usuarios lo percibido incorrectamente.

- **ABUSO DE DERECHO EN MATERIA DE DEMANDAS DE EXPANSIÓN DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN**

El punto 2.2. de las RBL establece que *"la Licencia se otorga con carácter exclusivo para el Área de Servicio"*. Este derecho no es absoluto y no puede ser ejercido en forma abusiva. Cabe recordar el artículo 1071 del Código Civil *"La ley no ampara el ejercicio abusivo de los derechos."*

Las licenciatarias de distribución han optado por no renunciar a su derecho en áreas en las que no estaban dispuestas a llevar a cabo las obras necesarias, a la vez que obstaculizaban que las realizara un tercero, amparadas por la interpretación literal de la norma antes señalada.

El ENARGAS, al resolver controversias (provisión de gas a Humboldt, Villa Carlos Paz y Pinamar, entre otras), fue elaborando una doctrina basada en que el derecho de prioridad de la licenciataria debe ir acompañado de conductas que evidencien su decisión de dar el suministro.

10.8 Endeudamiento Financiero y Distribución de Utilidades

La mayoría de las Licenciatarias decidió financiar las inversiones en Activo Fijo mediante préstamos bancarios en moneda extranjera (marginalmente en moneda nacional), y la emisión de Obligaciones Negociables en los mercados de capitales nacionales e internacionales.



Durante el período 1993-2001, la decisión voluntaria de las empresas de endeudarse les generó dos importantes efectos que resultaron positivos y complementarios.

- 1) El efecto de apalancamiento financiero sobre la rentabilidad de su capital propio; y
- 2) El menor pago de Impuesto a las Ganancias como consecuencia de las deducciones previstas en la normativa vigente.

Debido a la inexistencia de restricciones en el marco regulatorio, la política adoptada resultó decisión exclusiva de las empresas, tanto en los montos del endeudamiento, como en las modalidades de instrumentación y tasas de interés pactadas.

Debe recordarse que el negocio licenciado se privatizó transfiriendo activos. No obstante, durante el año 1999 el ENARGAS observó a TGS, TGN y Metrogas por los riesgos asumidos al implementar agresivas políticas de endeudamiento y de distribución de utilidades.

El ENARGAS, por Nota 1906 del 27 de abril de 1999 y Nota 3734 del 3 de setiembre de 1999 advirtió a TGN y TGS y a Metrogas respectivamente, acerca de sus endeudamientos, el perfil de vencimientos y sus agresivas políticas de distribución de utilidades, a la vez que recomendó la extensión de los plazos de vencimiento de sus deudas y el aporte de capital propio. TGS envió al ENARGAS la Nota GAL 0805 el 10 de junio de 2003 en la que sostiene que esta Autoridad Regulatoria avala su política de endeudamiento y que su nivel de deuda se encuentra cercano a los autorizados por el ENARGAS en la suspendida RQT II.

El ENARGAS le contestó, en la NOTA 3548 del 24 de julio de 2003, que en el año 1999 había advertido a TGS acerca de la proporción de capital de terceros dentro de su financiamiento total y recordó algunos de los párrafos de la Nota 1906 *“...el incentivo que guía a TGS para financiarse con deuda en detrimento de mayores capitalizaciones, se relaciona con la mayor utilidad por acción que logra y con el menor impuesto a las ganancias que abona al fisco al deducir los intereses pagados”*. Y que *“la Compañía debería reducir durante los próximos ejercicios el monto de dividendos, extender los plazos de su endeudamiento y/o realizar aportes genuinos de capital”*.

Los niveles de endeudamiento fijados en el cálculo del Costo de Capital de la RQT II procuraron reflejar la situación de las Licenciatarias como un promedio de sus stocks de endeudamiento, lo que no implica la aprobación de las políticas de financiamiento de las empresas.

Las Licenciatarias de gas abonaron al momento de la privatización un monto total de U\$S 3.772 MILLONES, valor implícito del 100% de activos fijos (que incluyen una deuda a YPF y al Tesoro Nacional por U\$S 730 MILLONES). A partir de la privatización, las empresas realizaron inversiones para expandir y mejorar el sistema a diciembre de 2001 por U\$S 3.149 MILLONES. Este monto corresponde a la información aprobada por las Consultoras contratadas por el ENARGAS en el marco de la RQT II para 1993-2000 y a las Altas de Bienes de Uso del Anexo “A” para el año 2001. La suma alcanza un total de U\$S 6.921 MILLONES.

El endeudamiento de las Licenciatarias a diciembre de 2001 alcanzó un total de U\$S 2.620 MILLONES, de los cuales U\$S 803 MILLONES son de corto plazo (31% del total). Este endeudamiento representa el 83% del total de las inversiones realizadas con posterioridad a la privatización. Al comparar el nivel de inversiones con el stock de deuda financiera a diciembre de 2001 puede concluirse que no contrajeron deuda para distribuir dividendos sino para financiar inversiones.



Entre diciembre de 1993 y diciembre de 2001 el endeudamiento agregado de las Licenciatarias (cociente entre la deuda financiera y la suma de sus patrimonios netos y deudas financieras) creció del 14.1% al 39.2%. Es un porcentaje aceptable si se lo compara con los niveles existentes en países desarrollados, con mercados de capitales que funcionan y donde los reguladores incentivan a las empresas a contraer deuda que se ubican en Inglaterra, Australia y EE.UU., alrededor del 60%. El objetivo es un menor costo de capital que les permita menores tarifas. En la Argentina, algunas empresas (TGS, TGN y Metrogas) llegaron a niveles de endeudamiento cercanos al 50% prácticamente en su totalidad contraídos en el exterior y con estructuras de vencimientos en el corto plazo (en especial Metrogas).

En materia de dividendos, el total distribuido a diciembre de 2001 alcanzó U\$S 3.121 MILLONES, lo cual representa un 81% de las utilidades netas acumuladas, que fue de U\$S 3.858 MILLONES.

La escasa distribución de dividendos de TGN como porcentaje de sus utilidades netas, obedece a restricciones de sus acreedores financieros y no a una política financiera conservadora. En efecto, los contratos de préstamos establecieron la imposibilidad de TGN de declarar o pagar dividendos, distribuir acciones, rescatar o adquirir capital propio o pagar Honorarios por Asistencia Técnica que superen el U\$S 1 MILLONES si la relación de Pasivo Total sobre Patrimonio Neto era superior a 0.9, y a diciembre de 1998 TGN había superado esa relación (0.95).

En conclusión, durante el período 1993-2001 el criterio de gestión se caracterizó por privilegiar la toma de deuda en detrimento de aportes de capital propio y/o mayor reinversión de utilidades, que fueron distribuidas entre sus accionistas, sin barreras legales dentro del marco general que regula las Sociedades Comerciales (Ley N° 19.550).

El ENARGAS manifiesta que no avaló la política de endeudamiento de las Licenciatarias. Las que aplicaron más agresivamente esta política de financiamiento lograron maximizar su rentabilidad sobre el capital propio, pero actualmente se encuentran con serias dificultades de solvencia.

En los Anexos XXXIII, XXXIV, y XXXV del informe del ENARGAS se grafica lo precedentemente expuesto.

10.9 Usuarios

• Indicadores de calidad del Servicio Comercial

Los Indicadores de Calidad de Servicio Comercial están destinados a evaluar la gestión de las Licenciatarias de Distribución en sus relaciones con los usuarios y terceras personas.

Las empresas debieron instalar centros de atención telefónica ("Call Centers") para contar con los datos de demora en atención a los usuarios, a la que tiene acceso el Ente Regulador.

Para el control de los datos se efectúan auditorías. Las empresas deben disponer de un sistema que demuestre la validez de los valores y arbitrar los medios para que se pueda auditar la información, tanto sea en la cantidad de reclamos como en la calificación de la procedencia.

En el Anexo XXXVI se transcriben las sanciones aplicadas o en trámite. Respecto del indicador de "acuse de recibo", Metrogas es quien peor califica en el índice, que refleja en qué porcentaje los usuarios han debido acudir al regulador por no contar con adecuada respuesta de la Licenciataria.



- **Facturación**

El ENARGAS audita los procedimientos de facturación de las licenciatarias a través de declaraciones juradas de consultores externos, auditorías propias o contratadas, trámite de reclamos, etc. Se detectaron infracciones que fueron sancionadas (Anexo XXXVIII). Revisten particular interés las devoluciones a los usuarios de los montos mal facturados.

De esa información puede concluirse que Metrogas, Camuzzi Sur, Camuzzi Pampeana y Gasnor son las de mayor nivel de incumplimientos. El caso a destacar es el de Metrogas a quien se ordenó la devolución de pesos \$ 3.300.000, por la incorrecta facturación de Ingresos Brutos.

- **Atención de Usuarios**

En este punto cabe analizar el número de sucursales de las empresas, como parámetro de accesibilidad del usuario y el tratamiento y resolución de sus reclamos.

El número de sucursales se ha incrementado en razón de las nuevas localidades abastecidas y el de usuarios conectados. En el Anexo XXXIX se da un detalle por licenciataria.

DISTRIBUIDORAS	AI 31/12/1992	AI 31/07/2003
Metrogas	9	10
Gas Natural BAN	8	17
Gasnor	12	18
Ecogas Centro	9	63
Ecogas Cuyana	7	9
Camuzzi Pampeana	51	126
Camuzzi Sur	17	33
Gasnea	0	15
Litoral Gas	11	16
Total Distribuidoras	124	307

Existen situaciones que hacen a la calidad de atención. Tal es el caso de Camuzzi Sur al restringir días y horarios de atención, cuestión que se explica en el Capítulo de Casos Especiales.



Más grave es la decisión adoptada por Camuzzi Pampeana en el año 2002, por la disminución de horarios de atención al público y el cierre de oficinas comerciales. En julio de 2002, puso un nuevo programa de horarios restringidos para la atención al público con implementación el 15/07/02. Se cursó a la Licenciataria la Nota 3747, en que se le informó que debía adecuar la modalidad de cálculo de intereses y días de aviso de deuda, en las oficinas en que no se atendiera durante los cinco días de la semana. Respecto del cierre de tres sucursales, la Licenciataria no lo había informado y fue puesto en conocimiento del ENARGAS a raíz del requerimiento en tal sentido.

Desde el cierre de oficinas comerciales, los resultados denotan una disminución en la calidad del servicio, lo que no se compadece con su condición de prestataria de un servicio público nacional.

En virtud de ello, se encuentran en trámite las imputaciones a Camuzzi Pampeana y a Camuzzi Sur por los deberes de eficiencia y diligencia y la intimación de que implementen medidas para adecuar la calidad de atención a las condiciones anteriores.

Metrogas cuenta con el mayor número de reclamos, no sólo en términos absolutos sino también ponderando por cada 100.000 usuarios, cuestión que se ha mantenido constante a lo largo de la licencia (Anexo XL). Ello debe añadirse a lo expresado respecto del Índice de Satisfacción del Usuario, cuyo valor expresa la insatisfacción de sus clientes.

Cabe concluir que la gestión en materia de atención de usuarios se fue encuadrando en los parámetros previstos, como resultado de las permanentes intervenciones del ENARGAS.



11. CASOS ESPECIALES

- **Factibilidades otorgadas por Camuzzi Sur respecto del gasoducto Cordillerano y luego denegadas.**

Respecto a la prestación del servicio en la zona cordillerana, la empresa ha suspendido el otorgamiento de factibilidades y autorizaciones a la incorporación de nuevos usuarios.

El ENARGAS dispuso el 12/06/03 auditar la Unidad Bariloche y constató que, salvo excepciones, CAMUZZI SUR comunicó a todos los solicitantes del servicio, cualquiera fuera su estado de tramitación, que no ha de abastecerlos hasta tanto se encuentre solución a las limitaciones de su sistema.

Las obligaciones y derechos involucrados en este análisis son básicamente los siguientes:

- El Artículo 24 de la Ley N° 24.076: *“los... distribuidores deberán tomar los recaudos necesarios para asegurar el suministro de los servicios no interrumpibles”*.
- El Artículo 26: *“los ... distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de su sistema que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada”*.
- El punto 7 del RSD la obliga a aceptar toda solicitud de conexión a la red existente, en la medida que el sistema de distribución tenga la capacidad disponible para este servicio.
- El punto 5.2 de las RBL indica que debe efectuar las mejoras y obras adicionales en tiempo razonable, en tanto resulte necesario para prestar el servicio licenciado.
- El punto 10 c) del RSD otorga a la distribuidora el derecho de establecer limitaciones sobre el servicio; rehusar el servicio a nuevos clientes o clientes existentes para carga adicional si no puede obtener suministro suficiente; como también rechazar solicitudes de servicio cuando dicho servicio no se encuentre disponible o cuando pueda afectar el suministro a otros clientes, o por razones que resulten justificadas y suficientes, situación que queda sujeta a la Autoridad Regulatoria.
- El punto 13 c) del RSD, señala que la distribuidora no está obligada a un servicio, cuando interfiera o menoscabe la continuidad o calidad del servicio a ese o a otros clientes.

Cabe señalar que el Artículo 10 de la Ley N° 25.561 establece que *“Las disposiciones previstas en los artículos 8° y 9°, en ningún caso autorizarán a las empresas... prestadoras de servicios públicos, a suspender o alterar el cumplimiento de sus obligaciones”*.

El ENARGAS considera que CAMUZZI SUR debió asumir las obligaciones a su cargo. Mientras decidió continuar con el otorgamiento de factibilidades, CAMUZZI SUR asumió responsabilidades, debiendo haber realizado una evaluación de la disponibilidad de gas.

El ENARGAS indica falta de previsión por parte de la empresa, pues el análisis del ritmo de incorporación de clientes entre 1998 y 2002 que, al fin del invierno de 2001, había alcanzado las proyecciones para el quinquenio (1998-2002). Esta tendencia debió haber servido para promover las obras. Las encaradas por CAMUZZI SUR no resultaron suficientes a la luz de los resultados, en violación al artículo 5.2 de su Licencia.



Además, el ENARGAS entiende que la no-renovación de contratos con servicios firmes y el otorgamiento de nuevas factibilidades sin poder cumplir con los compromisos importan una actitud imprudente y negligente, violatoria de su obligación de asegurar los servicios no interrumpibles y de permitir el acceso abierto a la capacidad sin afectar el abastecimiento de la capacidad contratada.

El ENARGAS imputó el 23/07/2003 a Camuzzi Sur por no haber cumplido con su obligación de prestar el Servicio Público, asegurando el acceso abierto y sin discriminación a la Red de Distribución, conforme lo dispuesto en el punto 4.1 de las RBL, pero sin afectar el abastecimiento de la capacidad contratada en los términos del art. 26 de la Ley y con el 10 c) del RS. Asimismo, CAMUZZI SUR no aseguró el suministro de los servicios no interrumpibles en los términos del art. 24 de la Ley N° 24.076, y no realizó las mejoras y obras adicionales en tiempo razonable para cumplir con el servicio licenciado en los términos del artículo 5.2. de las RBL. Todo ello constituye la comisión por parte de CAMUZZI SUR de incumplimientos graves a juicio del Ente Regulador.

- **Emergencia declarada el 07/05/02**

El Comité Ejecutivo de Emergencia (CEE) declaró la emergencia operativa, solicitada por SUR, manifestando no poder cumplir con el suministro de gas a los servicios ininterrumpibles.

El CEE determinó que *“El origen de esta emergencia y la falta de precisión de la duración dice estar fundada en la falta de suministro de gas natural desde la Cuenca Neuquina por parte del productor con el cual tiene contrato (Repsol YPF S.A.)”, expresando asimismo que “... la negativa de los productores en garantizar el suministro solicitado deviene de la deuda que esa empresa mantiene con los mismos y que a su vez esta deuda es consecuencia del incumplimiento que mantiene el Estado Nacional con esa Licenciataria por los subsidios en su área licenciada”.*

Conforme el Artículo 24 de la Ley N° 24.076, tiene la obligación de asegurar el suministro a los clientes ininterrumpibles. En caso que la Distribuidora interrumpa el servicio invocando razones de Fuerza Mayor o cualquier causa eximente de responsabilidad, debe certificar dichos supuestos y haber tomado todas las medidas para cumplir las obligaciones de servicio, incluyendo las negociaciones a fin de garantizar la entrega de gas a sus usuarios.

El RS determina que *“La Fuerza Mayor no eximirá la responsabilidad por la negligencia concurrente o su omisión en emplear la debida diligencia para remediar tal situación y remover la causal con razonable prontitud”.*

El ENARGAS ordenó una auditoría de control de compra de gas y verificó que CAMUZZI SUR no cumplió con el artículo 4.2.2. No acreditó haber efectuado las negociaciones para evitar la interrupción de las entregas de gas de Repsol YPF, lo que originó la declaración de emergencia.

Para salir de la emergencia y en tanto continuaba reunido el CEE, tres distribuidoras debieron dar asistencias de gas, lo que puso en estado crítico la prestación del servicio público. Posteriormente, ante la negativa de las tres licenciatarias de continuar con la asistencia, en virtud de la inacción de CAMUZZI SUR para resolver el problema, el ENARGAS ordenó en carácter extraordinario la asistencia obligatoria de Metrogas, Gas Natural BAN, Camuzzi Pampeana, Litoral Gas, ECOGAS Centro y Cuyana, hasta el fin del día operativo 17/5/2002.

En orden a las infracciones cometidas por SUR, el Organismo Regulador amplió la imputación por incumplimiento. Caben señalar los siguientes principios:



- CAMUZZI SUR explota el Servicio Licenciado por cuenta y riesgo propio.
- La declaración de Emergencia, la aplicación del mecanismo de asistencias de las demás Licenciatarías y la consecuente restricción o corte de suministro a sus clientes no interrumpibles debe ser analizado considerando las consecuencias jurídicas.
- No resultan suficientes las razones invocadas, no aportando pruebas de haber obrado con diligencia para garantizar el suministro, ver propuestas efectuadas por CAMUZZI SUR y sus accionistas para evitar que Repsol YPF interrumpa las entregas, ofrecimiento de garantías y su rechazo, gestiones para obtener créditos de la banca oficial o privada local o extranjera.
- Prima facie no se verifican los requisitos de imprevisibilidad, irresistibilidad y extraneidad exigidos por la Doctrina y Jurisprudencia para la causal de Fuerza Mayor, ni surge indubitablemente que la emergencia se declaró por causas ajenas a la Distribuidora.

Los antecedentes de lo actuado por Camuzzi Sur en esta declaración de emergencia se encuentran en el proceso sancionatorio.

- **Auditoría de gestión de compra de gas por emergencia anunciada en el invierno de 2003**

En virtud de la emergencia anunciada para el invierno de 2003, se efectuó una auditoría.

Se centró el análisis en la gestión de Camuzzi Sur para la renovación de los contratos de compra de gas, en nuevas vinculaciones en reemplazo de aquellas y la obtención de los volúmenes necesarios para los crecimientos vegetativos de la demanda.

Se analizó la documentación societario-legal de la Licenciataria, los cursos de acción y procesos de toma de decisión adoptados por su Directorio para evitar un eventual desabastecimiento.

El ENARGAS observó que carece de procedimiento que abarque la detección de la necesidad, requisición de compra, evaluación, adjudicación y contratación de las compras de gas natural.

No confeccionó Legajos de Compra de Gas, limitándose a archivar las notas a los Productores indicando las condiciones de contratación y solicitando que informasen la disponibilidad de gas y las respuestas obtenidas.

No existe evidencia de lo actuado por el Directorio ni de las decisiones adoptadas en relación a la eventual emergencia durante el invierno 2003. Resulta observable en los niveles directivos una actitud lindante con la desatención. Toda hipótesis que vulnere la continuidad del servicio público de gas reviste suficiente entidad para formar parte de los esquemas deliberativos y decisorios del órgano de administración de Camuzzi Sur.

No existe evidencia acerca de lo actuado por las gerencias operativas, ni de informes al directorio por el riesgo de desabastecimiento de gas. A lo descripto respecto del directorio se adiciona la falta de una gestión -comprobable documentadamente- de los niveles ejecutivos

Camuzzi Sur propuso a Repsol YPF S.A. la rescisión anticipada de un contrato, fijando condiciones de rescisión que en todos los casos aparecerían desfavorables para la Licenciataria. La actitud de



Camuzzi Sur resulta irrazonable y pone de manifiesto una total falta de planificación, cuando de acuerdo a la presentación escrita de la propia Camuzzi Sur, se podría encontrar en riesgo el suministro.

Considerando que Camuzzi Sur se ha manejado negligentemente respecto de las compras de gas, se ha imputado dicha falta otorgándole un plazo para su descargo, aplicándose si correspondiere la sanción pertinente.

Corresponde aclarar que la emergencia no se produjo en virtud de las gestiones de la Secretaría de Energía y del Ente Regulador a fin de obtener de los productores los volúmenes necesarios para el abastecimiento y el transporte para su efectivo suministro.

- **Incumplimiento de obligaciones de operación y mantenimiento - Sanciones**

Resulta importante evaluar la actuación de una empresa que presta servicio público de gas sobre la operación y mantenimiento de sus activos, que es la base de la prestación.

Como lo muestra el Anexo XXVI, a CAMUZZI SUR se le ha impuesto en el período 1993/2003 el 15% del total de sanciones aplicadas (a Camuzzi Pampeana el 18%). En las sanciones por incumplimientos con la Operación y Mantenimiento de instalaciones, el primer lugar lo ostenta CAMUZZI SUR con el 19,7%. En las multas con relación a la longitud de las cañerías (promedio 1993-2002), surge nuevamente el primer lugar para CAMUZZI SUR con el 19,3%, siguiéndole Camuzzi Pampeana con el 16,2%.

Consideramos que la operación y mantenimiento por parte de Camuzzi Sur dista de ser satisfactoria, y ello ocasiona un gran trabajo para el Organismo de Control puesto que no merece la confianza del Regulador en cuanto al manejo eficiente y seguro de su sistema.

- **Disminución de la calidad del servicio de atención a los usuarios**

Durante el invierno 2003, el ENARGAS recibió numerosos reclamos de usuarios "R" y de autoridades de localidades atendidas por Sur, referidos a la limitación de días y horarios de atención en sus oficinas comerciales.

El ENARGAS requirió a la Distribuidora un detalle de días y horarios de atención al público y las variaciones que se habían introducido. Se ordenó la realización de auditorías por personal del Ente, en las que se verificó la infracción cometida por la distribuidora.

Las Licenciatarias tienen el deber de prestar un servicio continuo y todos los usuarios merecen la misma calidad de servicio. Es función del ENARGAS velar por el cumplimiento de tal postulado.

En virtud de lo expuesto, ENARGAS se encuentra en proceso de imputación a la Licenciataria por la falta, consistente en la disminución de la calidad del servicio en la atención al público, por haber disminuido entre 2001 y 2003 a menos de la mitad los días y horarios para ello.



- **Calidad del gas**

- **Expediente ENARGAS 270**

En octubre de 1996 el ENARGAS comprobó la distribución de gas fuera de especificaciones por parte de CAMUZZI SUR a través del Gasoducto Cañadón Seco-Comodoro Rivadavia.

Por Resolución 588 sancionó a CAMUZZI SUR con una multa de \$ 60.000 y a reintegrar a los clientes las sumas que no había descontado en virtud de haber distribuido ese gas sin el descuento del 30%, impuesto por la reglamentación vigente en aquel momento (Art. 5º, Resolución 113/94).

A pesar de haber pagado la multa, CAMUZZI SUR interpuso recurso de Reconsideración y Alzada en subsidio. Este Organismo intimó a CAMUZZI SUR a que diera el reintegro a los usuarios dispuesto en la Resolución 588/98.

La reticencia a resarcir a sus usuarios dio lugar al dictado de la Resolución 828, por la cual se intimó a CAMUZZI SUR a lo ordenado en el término de 15 días. De no cumplirse, le imponía el pago de una suma fija a todos los clientes afectados, por día de demora y hasta su efectivo pago (astreintes). El 24/12/98 CAMUZZI SUR presentó Recurso de Alzada en Subsidio contra la Resolución 828/98.

Es de destacar la nota de CAMUZZI SUR del 21/01/99 donde comunicó que había comenzado con la devolución de los montos a los usuarios por la calidad del gas en el período octubre 1996 – marzo 1997, lo cual constituye un pago parcial de lo dispuesto.

- **Expediente ENARGAS N° 1481**

El ENARGAS, en abril de 1995, tomó conocimiento de inconvenientes en las firmas Riscos Bayos y Cementera Loma Negra, por abundante gasolina en el gas entregado por CAMUZZI SUR a través del Gasoducto Zapalero (Pcia. del Neuquén).

Se notifica a CAMUZZI SUR un proveído que le otorgaba un plazo perentorio para que acreditase el cumplimiento de la Resolución 113/94 y presentara un plan de acción para evitar la posible acumulación de gasolinas.

El 04/09/96 la Distribuidora informó que lo ocurrido había sido un hecho puntual sin reiteración y que realizaba el purgado periódico del gasoducto para evitar inconvenientes. Una auditoría del ENARGAS, realizada el 21/10/96, reveló la presencia de gas fuera de especificaciones en el mencionado gasoducto.

El 10/06/98 por la Resolución 629 se sancionó a CAMUZZI SUR con una multa de \$ 30.000 y se la intimó a reintegrar a los clientes las sumas que oportunamente no había descontado. CAMUZZI SUR interpuso recurso de Reconsideración y Alzada en subsidio, desestimado el 04/08/00 por la Resolución del Ministerio de Economía 653. El 18/01/2001, CAMUZZI SUR pagó la multa con intereses.



El 21/06/2001 el ENARGAS requirió a CAMUZZI SUR que informara sobre el reintegro a los usuarios y se le imputó no haber dado cumplimiento al artículo 6° de la Resolución 629/98. El 27/07/2001 CAMUZZI SUR formuló el descargo, encontrándose en análisis para resolver y procediéndose a la verificación de la devolución dispuesta a los usuarios.

Podemos concluir que Camuzzi Sur muestra negligencia en el cumplimiento de las normas de calidad de gas, agravada por la reiteración y por su reticencia a reintegrar a los usuarios la totalidad de los montos que corresponden, a pesar de las instrucciones impartidas por la Autoridad Regulatoria.

- **TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.**

- **Sanciones impuestas**

Si tenemos en cuenta los montos de las multas aplicadas, TGN se ubica en primer lugar con el 44,08%, casi la mitad del monto total. De esas sanciones de TGN, surge impago el monto de \$ 6.615.000, por la articulación de medios recursivos.

- **Operación y Mantenimiento de los gasoductos**

Resulta sumamente importante la evaluación de una empresa que presta el servicio público de transporte de gas sobre la operación y mantenimiento de sus activos, base de la prestación segura, confiable y continua. Particularmente se hace hincapié en el mantenimiento de la seguridad pública, cuestión esencial, vigilada y controlada por el Organismo Regulador.

Debemos tener en cuenta la gran cantidad de siniestros ocurridos en el Gasoducto Norte.

El 25 de julio de 1995 se produjo una rotura con fuego en la Estación de Regulación y Medición Aldao (Santa Fe), que ameritó la aplicación de una sanción de \$ 100.000.

El 15 de diciembre de 1996 se produjo otra rotura en Los Romano (Tucumán). El 22 de diciembre se produjeron dos roturas más, una en Recreo y la otra en Quirós (ambas en Santiago del Estero), sobre el Gasoducto Norte. Estos siniestros ocurrieron sin la presencia de fuego, imponiéndose una multa de \$ 100.000. Las roturas se produjeron por corrosión del caño, proceso conocido en la industria, por lo que la Transportista debió haber tomado las medidas para evitarlo.

El 11 de diciembre de 1998 se produjo un reventón con fuego en la zona de Las Mesitas (Salta) con la muerte de nueve operarios de la Licenciataria y un herido grave.

Este grave siniestro refleja las deficiencias en la operación y mantenimiento de gasoductos por esta licenciataria, que contaba con un operador técnico calificado (Novagas Internacional).

Se produjo por corrosión microbacteriológica, en el que se verificaron serias fallas operativas y de procedimientos, e incumplimientos que se pueden sintetizar de la siguiente manera:

- Incorrecta operación del gasoducto, en tanto aumentó la presión de trabajo existiendo una fuga, teniendo la posibilidad de realizar maniobras que no afectaran el tramo (multa de \$ 500.000).



- Destacar personal a una zona con fuga mientras se aumentaba la presión, poniendo en riesgo la seguridad del personal (multa de \$ 500.000).
- Haber otorgado el permiso de trabajo en caliente sin haber realizado la “Reunión Previa a los Trabajos”, requisito exigido por los procedimientos (multa de \$ 500.000).
- Realizar excavaciones manuales en el sitio de la fuga omitiendo despresurizar el ducto y observando un nivel del 60% del Límite Inferior de Explosividad (LEL) en dicha zona (multa de \$ 500.000).
- Calificar erróneamente la fuga detectada como de grado 2, la cual se verificó como de grado 1 (multa de \$ 500.000).
- Omitir calificar fugas durante el año 1998 (multa de \$ 500.000).
- No contar con un procedimiento escrito que determine la coordinación con la operación, cuando se detecte una fuga en la cañería (multa de \$ 500.000).
- Omitir medidas preventivas de seguridad para preservar la vida de las personas (multa de \$ 500.000).
- Falta de personal de seguridad en las Bases de Mantenimiento y no contar con un control del ingreso y egreso de herramientas (multa de \$ 100.000).
- Falta de Coordinadores Locales de Seguridad Industrial, en tanto la responsabilidad de la seguridad e higiene industrial recae sobre una única persona con numerosas funciones en 1.000 Km de línea (multa de \$ 500.000).
- Omisión del Departamento de Integridad de dar órdenes o avisos de prevención sobre los riesgos en el gasoducto (multa de \$ 500.000).
- Omitir asegurar los niveles de protección catódica para mantener la velocidad de corrosión en valores aceptables. A ello debe agregarse que cuenta con la asistencia técnica de Novagas International S.A. (multa de \$ 500.000).

El 22 de mayo de 2001 se produjo un reventón con fuego cerca de Frías (Santiago del Estero) sobre el Gasoducto Norte, sobre un tramo de cañería que había sido reparada con medias cañas. Al pasar un scraper instrumentado se verificó corrosión avanzada en el caño y TGN debió prestar especial atención a la operación de ese tramo. El reventón con fuego se produjo por una indebida operación, en tanto existía un proceso de corrosión sobre un tramo reparado. Las actuaciones se encuentran en proceso sancionador con imputación del Ente.

Además, el 17 de marzo de 2002 se produjo otro reventón sin fuego en el Gasoducto Norte a la altura del Río Piedras (Salta) por corrosión (SCC –Stress Corrosion Cracking-). Existían antecedentes de corrosión bajo tensión en el mismo gasoducto y por ello la transportista debió haber prevenido el siniestro actuando en forma prudente, diligente y de acuerdo a las reglas de la industria y a lo dispuesto en el punto 4.2.2 de su Licencia. Se inició el proceso sancionador con imputación por parte de la Autoridad Regulatoria.

TGN es operadora de gasoductos de terceros con los cuales suscribió acuerdos de Operación y Mantenimiento, a los que responde con las obligaciones de su Licencia. En casos en que se producen violaciones a la normativa, también se le han imputado las faltas.

Es el caso del Gasoducto NorAndino que se desprende del Gasoducto Norte y se dirige a Chile.



El NorAndino tuvo una rotura con fuego el 27 de enero de 2002, evento que ocurrió en el Paraje El Oculito, Orán (Salta), y se produjo por un deslizamiento importante de la ladera de las Sierras Bajas de Orán. En razón de las graves faltas incurridas por la Licenciataria, el Organismo inició el proceso sancionador con imputación.

– Conclusiones del desempeño en Operación y Mantenimiento

Puede concluirse que TGN asume riesgos en forma constante, y se desempeña muy cerca del límite de la prudencia exigible como operador responsable y prestador de un servicio público.

Las faltas más graves se produjeron en el reventón en Las Mesitas, a lo que debe agregarse que ocasionó una importante afectación del interés público y tuvo una grave repercusión social, causando gran temor a la población (especialmente en el norte de la Argentina).

Como la Licencia dispone que las multas se encuentran firmes una vez resueltos los recursos de Alzada, TGN abusa de esa situación y por ello, habiéndose resuelto el recurso de Alzada en los primeros meses del 2003, interpuso un recurso judicial, debiendo caucionar el monto de la multa a la orden del tribunal hasta que resuelva la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal.

Consideramos que su actuación en la industria del gas natural dista de ser satisfactoria, ocasionando un gran trabajo para el Organismo de Control puesto que ese desempeño próximo a la imprudencia no merece la confianza del Regulador en cuanto al manejo eficiente y seguro de los sistemas de transporte que le han sido licenciados.

• Discriminación de usuarios - comportamiento con algunos cargadores

Otro aspecto de la actuación de TGN en la industria es el trato discriminatorio hacia algunos cargadores, siendo que presta servicios en forma monopólica. Corresponde que las Licenciatarias se manejen en forma transparente y no discriminatoria.

– Asignación de capacidad de transporte

Las actuaciones en el Expediente ENARGAS 3328 se refieren a las ampliaciones y mejoras del sistema de transporte de TGN para 1998.

Si bien a la fecha de tales actuaciones aún no había sido dictada la Resolución 1483/2000, que aprueba los lineamientos para la asignación de capacidad de transporte firme, las transportistas estaban sujetas al cumplimiento de los principios básicos del Marco Regulatorio, y por ello debían propender a tratos igualitarios, no discriminatorios ni abusivos, y compatibles con el principio del libre acceso y uso generalizado del servicio de transporte.

En el expediente 3328, la actuación de la Transportista evidencia desigualdad en el trato con los distintos cargadores del sistema, incorporando solicitudes de transporte que se presentaron fuera de plazo y rechazando otras sin justificación.



A la vez, para manipular dicho Concurso, evitó proceder a su cierre durante aproximadamente dos años, utilizando impropriamente la capacidad de transporte de una empresa vinculada a la transportista con el fin de beneficiarla.

Pudo verificarse que no realizó las obras para abastecer su demanda debido a que especuló con utilizar la capacidad que liberaría su empresa vinculada (Siderca) (400,000 m³/d).

En resumen, la actuación de TGN desde el momento en que se inauguró el Concurso Abierto 02/97 se caracterizó por una marcada discriminación entre los cargadores, realizó asignaciones fuera de concurso, mientras en forma paralela le negó capacidad a otros. Esta conducta, a su vez, tuvo como consecuencia una rendición de cuentas pobre e incompleta a los pedidos de información realizados repetidas veces por el ENARGAS.

El ENARGAS resolvió dar por concluido el Concurso en cuestión considerando inválidas las ofertas efectuadas fuera del plazo establecido previamente, ordenándose a TGN realizar nuevas aperturas de concursos de capacidad en las que se garantizó el libre acceso a los solicitantes.

– **Contrato de transporte con TermoAndes S.A.**

El caso TermoAndes (usina eléctrica ubicada en Salta, cargador de capacidad de transporte de TGN) se refiere a la aplicación de la Transportista de las tarifas en dólares que el ENARGAS determinó para el transporte de gas para exportación, en razón del Decreto N° 689/2002.

Este Decreto configura una excepción a la normativa general dispuesta por la Ley de Emergencia Pública, dispone que, a partir del 6 de enero de 2002, no se encuentran comprendidos en lo dispuesto en la Ley N° 25.561 y en el Decreto N° 214/02, las tarifas de transporte de gas natural destinado a la exportación realizado a través del territorio nacional por gasoductos. Es así que el precio de los contratos de transporte para la exportación celebrados dentro del marco de la Resolución N° 458/97, pactados en dólares estadounidenses, se facturarán y deberán ser abonados en aquella moneda.

Esa excepción debe tomarse en forma restrictiva, en tanto la planta de TermoAndes se encuentra dentro del territorio nacional. El Organismo Regulador hizo lugar a una medida cautelar del cargador, y ordenó a la Transportista prestar el servicio contratado entre Campo Durán y Torzalito y facturar el servicio del Contrato Firme en forma provisoria y en pesos.

• **Reducción de poder calorífico del gas por Planta MEGA**

Las actuaciones se iniciaron con motivo de los efectos de la baja en el poder calorífico sobre la capacidad de transporte debido al proyecto MEGA en Loma La Lata. El gas, al pasar por una planta de extracción de líquidos, pierde poder calorífico y requiere la inyección de mayor volumen para obtener volúmenes equivalentes de 9.300 kcal/m³ de gas natural.

En base a las pautas establecidas en el RST, los volúmenes de los contratos de transporte que mantiene con sus cargadores, deben entenderse como *volúmenes de 9.300 kcal/m³*. TGN envió



notas a sus cargadores a efectos de hacer recaer sobre éstos los costos que demandara el transporte adicional de volúmenes para alcanzar las 9.300 kcal./m³ necesarias y así mantener las cantidades térmicas equivalentes.

En tal sentido, el Organismo Regulador debió recordar que los costos derivados de las obras para mantener la capacidad de transporte de cantidades térmicas equivalentes son de exclusiva responsabilidad de la Licenciataria por lo que se señaló que debía efectuar todos los trabajos para el cumplimiento de la obligación.

Este es otro ejemplo de abuso de poder de mercado en un servicio público monopólico, que obliga a la intervención del Organismo Regulador para proteger los derechos de los usuarios cautivos.

- **ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE A GASVALPO S.A. (CHILE)**

Con motivo de un Concurso Abierto de capacidad de transporte, se presentó la empresa chilena GasValpo S.A. para adquirir nueva capacidad que se obtendría mediante obras en el Gasoducto Centro Oeste. En otras palabras, no se trataba de capacidad remanente sobre el sistema.

GasValpo obtuvo la capacidad que necesitaba (50.000 m³/día) con una tarifa que incluía un sobre valor que excedía a la tarifa regulada, con el objeto de financiar la obra.

Pero TGN decidió no realizar la obra, considerando que podía prestar ese servicio con capacidad disponible para el mercado local. El Organismo Regulador debió intervenir indicando que esa capacidad debía ser considerada interrumpible, en la medida en que ya estaba asignada para el mercado local, debiendo informar tal situación al cargador.

- **AUSENCIA DE UN CONTRATO DE TRANSPORTE ENTRE TGN Y METROGAS S.A.**

El ENARGAS constató la ausencia de contrato que permitiera las operaciones de METROGAS (a través de un comercializador) desde la zona Gran Buenos Aires a la zona Litoral. TGN tiene la obligación de registrar ante esta Autoridad Regulatoria los contratos que celebre con sus usuarios de acuerdo al Artículo 2º de la Resolución 3/93.

Luego de solicitar una prórroga de diez días -no concedida-, informó que el contrato no había sido instrumentado por escrito y que se ejecuta de conformidad con el RS y las Condiciones Especiales ED.

No informó la ausencia del contrato y proveyó información incompleta al Ente, lo cual equivale a un ocultamiento deliberado de la infracción y a un tratamiento preferencial para con su cargador, ya que optó por no discontinuar el suministro ni notificar a esta Autoridad de la situación, lo cual contradice su afirmación de que el contrato se ejecuta de conformidad con el RS.

La falta de información confiable de datos operativos es un asunto de suma gravedad que atenta contra la transparencia de la industria y dificulta el control de la Autoridad Regulatoria, por lo que el ENARGAS imputó y multó a TGN y a METROGAS el Incumplimiento del Punto 4.2.6 de las RBL (Resolución 2680).



12. OBSERVACIONES AL PRIMER INFORME DEL ENARGAS

El informe relacionado con el cumplimiento de las empresas de distribución y transporte de gas a sus obligaciones de contrato, ha merecido algunas observaciones.

En la nota que acompaña al Informe 1 el ENARGAS afirma que el mismo incluye sólo las obligaciones incumplidas y en qué casos lo fueron.

De lo anterior surge que de acuerdo a la respuesta brindada por el Ente respecto de las empresas licenciatarias y sus obligaciones, aquellas no mencionadas se las tiene como cumplidas.

En atención a la información y a los fines del análisis del cumplimiento de contratos, se hacen las siguientes observaciones de la información suministrada.

12.1 Inversiones Obligatorias

- **Obligación de cumplir la meta física de alcanzar el 100% en el nivel de protección catódica para el primer quinquenio**

La mayoría de las empresas resultaron incumplidoras de la obligación y fueron multadas.

En consecuencia, se decidió solicitar al ENARGAS ampliación de información sobre las causas del incumplimiento generalizado y los argumentos de las empresas para recurrir la sanción. Asimismo, se requirió mayor información sobre el cumplimiento de los indicadores de calidad. Sería pertinente tener información sobre eventuales reincidencias.

En particular se solicitó al ENARGAS información sobre los incumplimientos de TGN respecto del rubro “mejora de la protección catódica de los conductos con revestimiento asfáltico” (por ejemplo, el gasoducto Norte), que para el quinto año debía haber alcanzado el 100%. Lo antedicho se aplica también a TGN para el rubro “Inspección Interna de los gasoductos con revestimiento asfáltico y una opinión técnica del ENARGAS respecto de si estos incumplimientos iniciales pueden haber sido causa o tenido relación con los incidentes registrados en el gasoducto Norte durante estos años (punto anterior).

- **Inversiones Iniciales Obligatorias Novena Zona a cargo de Gas NEA**

La licenciataria no dio cumplimiento a las inversiones obligatorias previstas en la Licencia para el segundo año. El ENARGAS llegó a la conclusión de que estaban dadas las condiciones para la ejecución de la garantía y elevó a la Secretaría de Energía los expedientes formados para que el Poder Ejecutivo se expida respecto de la declaración de caducidad de la licencia.

Dada la gravedad de este incumplimiento y la conclusión a la que arribara el ENARGAS, se estimó necesario solicitar información sobre tal procedimiento y sobre los fundamentos legales que llevaron a concluir en la posibilidad de caducidad de la licencia de Gas NEA S.A. y la existencia de atenuantes que causaran la continuidad de la prestadora.



- **Expansión de redes de distribución**

El marco regulatorio prevé la obligatoriedad de la expansión de redes siempre que la empresa pueda recuperar, mediante tarifas, el monto de sus inversiones a la rentabilidad establecida en el Art. 39 (Art. 32 Ley N° 24.076).

Durante estos años –se informa- se han dado una serie de casos en donde las compañías se han apoyado en su posición dominante. Dado que tales incumplimientos son de gravedad manifiesta, se solicitó información respecto de las sanciones que se hayan aplicado a las empresas en cada caso, las ventajas económicas que las mismas pueden haber obtenido mediante los reiterados incumplimientos y las acciones llevadas a cabo a los fines de evitar definitivamente la recurrencia en tales infracciones.

- **Redes cedidas por terceros**

El ENARGAS informó que, de una auditoría realizada en 1995 por el ENARGAS se obtuvieron los siguientes resultados: a) Que algunas empresas estaban incorporando las redes como donaciones de los usuarios y revaluando las mismas con criterios no compartidos por el ENARGAS, y b) Que en la mayoría de los casos los usuarios cedentes de obras habían aportado el dinero para la realización de los proyectos a valores superiores a los autorizados en la normativa vigente, financiando el 100% de las obras.

Esas obras eran transferidas a la Distribuidora, en algunos casos, a título gratuito.

El ENARGAS ha continuado monitoreando el cumplimiento de las Licenciatarias, por ello, se solicitó al Ente información de posteriores auditorías realizadas en cada licenciataria.

Al respecto se manifestó al ENARGAS la importancia de ampliar esta información en orden a las siguientes razones:

- Las sobrevaluaciones realizadas por las empresas se hicieron irregularmente y les dieron ventajas patrimoniales que deben ser explicitadas y calculadas con exactitud. Esas valuaciones en exceso no deberían formar parte de la Base Tarifaria de las empresas.
- En la medida que las empresas no terminen de reembolsar a los usuarios las contribuciones, la percepción de estos ingresos configura un enriquecimiento sin causa, en el mejor de los casos, o apropiación indebida.
- La sobrevaluación indebida originalmente puede haber favorecido la toma de créditos en condiciones distintas a las que se hubieran dado si se realizaban dentro del marco legal y no irregularmente como se hizo.

- **Expansión del transporte**

El transportista no está obligado a ampliar las instalaciones. En el Informe del ENARGAS se menciona que casi todas las obras de expansión se realizaron con la aplicación de las tarifas vigentes, sin aporte del demandante y sin que el usuario tuviera que afrontar costo alguno.



Si las ampliaciones se hicieron “a tarifa”, la misma incluye un componente suficiente para las obras de ampliación, que está presente desde 1992 en las tarifas de transporte.

En consecuencia se solicitó al ENARGAS información sobre la composición de las tarifas de transporte y de distribución e identifique la porción destinada a expansiones.

Se requirió también la opinión del ENARGAS sobre cuáles fueron los criterios a seguir para una efectiva protección de los usuarios, teniendo en cuenta que otras expansiones para grandes usuarios y las que se habilitaron como “factor K” (90 Millones para las dos transportadoras), requirieron un plus en tarifas.

12.2 Calidad del Servicio Técnico de Transporte y Distribución

En forma general el ENARGAS informó que, con ciertas salvedades, las empresas alcanzaron los niveles fijados en el régimen de indicadores de calidad de servicio y que se impusieron sanciones a las empresas por incumplimiento de indicadores técnicos de distribución.

Surge del Informe que las empresas transportistas tuvieron incumplimientos reiterados en los distintos períodos, en particular respecto de los indicadores de protección ambiental. Se estimó adecuado solicitar al ENARGAS información respecto de la reincidencia, adecuación definitiva de las empresas al cumplimiento de los indicadores y los motivos por los cuales el patrón de incumplimiento se repite en los distintos períodos.

Dado que los indicadores son generales y muestran el rendimiento anual del servicio que presta cada licenciataria respecto a un patrón numérico, se requirió del ENARGAS información sobre si mantiene algún esquema de calificación de las empresas basado en hechos, cumplimientos e incumplimientos casuísticos o sistemáticos, que representen la evaluación del ENARGAS respecto de los prestadores en relación a sus obligaciones y al servicio.

12.3 Cumplimiento de Normas Técnicas

- **Transporte**

Las empresas Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur fueron sancionadas por lo menos en tres oportunidades respecto del mismo tipo de incumplimiento según surge del informe del ENARGAS.

Se solicitó información al ENARGAS respecto de la reincidencia, las causas de la misma y si con dichas omisiones las empresas no incurrir en incumplimientos tales como falta de inversiones y prestación del servicio de manera irregular.



Con relación a los incumplimientos de Transportadora de Gas del Norte en prevención de accidentes, se solicitó información sobre si estos incumplimientos fueron reiterados y si la empresa realizó las acciones necesarias para la prevención definitiva de las causas que los provocaron.

- **Distribución**

En el Informe del ENARGAS se brindó información respecto de los casos en los que las empresas habían incumplido. El ENARGAS afirmó que las empresas fueron sancionadas e intimadas a regularizar la situación y cambiar su proceder.

En consecuencia se solicitó ampliar la información respecto del efectivo cumplimiento de estos plazos y si las empresas realizaron acciones que efectivamente pusieran fin a la reincidencia y a la conducta infractora.

12.4 Aspectos Económicos

- **Observación general**

Es común que en los regímenes de tarifas y precios administrados, las empresas distribuyan utilidades a través de mecanismos de sobrepuestos en costos e inversiones.

En el caso de las empresas de gas, cuyas inversiones están ligadas en gran parte a las obras de construcción, deben controlarse los costos de esas obras, sobre todo de aquellas que tienen accionistas especializados en la construcción. Es el caso de TGN y de las distribuidoras ECOGAS Centro, Cuyana, Gasnor y Litoral Gas.

Es observable que los costos de inversiones de TGN han sido superiores a los de TGS y que los de las distribuidoras son muy diferentes entre sí, cuestiones que se entendió, aconsejarían al Ente a extremar los controles sobre estas contrataciones.

Por otra parte, entre los gastos operativos, hay rubros como el contrato del Operador Técnico, que se parece mucho a un pago de dividendos, sobre todo después de los primeros años y cuando es conocido que en algunos casos esos pagos se reparten entre todos los accionistas y no los recibe sólo el accionista operador. Asimismo, se pueden observar montos de contratos de servicios de terceros que alcanzan cifras importantes y disímiles entre las empresas, por lo que cabe preguntarse si no serán pagos que exigen retornos para los accionistas. Cabe también preguntarse a quién se pagan las comisiones de compras de bienes al exterior y a quién las comisiones por préstamos de financiación.

Estas apreciaciones sólo pueden demostrarse con auditorías de costos y con conocimientos concretos al respecto, cuestiones que el marco regulatorio delega en el organismo de control. La formación de las tarifas se restringen a cubrir los costos eficientes del servicio y no permite que se pasen a las tarifas finales costos excesivos. Todo costo excesivo trasladado a tarifas daría lugar a una rentabilidad superior a la "justa y razonable".



12.5 Aspectos Económico-Financieros

- **Evolución de las tarifas**

En los anexos se ve que en los años previos a la privatización (1991/1992) las tarifas para consumidores residenciales registraron aumentos del orden del 74% al 140%, mientras que para los industriales no hubo variaciones significativas.

El ENARGAS no informó si los precios del servicio estaban deprimidos antes de la privatización y si los aumentos se debieron a una puesta a punto necesaria o si, por el contrario, se buscaba ofrecer tarifas altas a los potenciales oferentes de las licitaciones, a los efectos de asegurarse la participación de empresas prestigiosas internacionales, como efectivamente se logró en la privatización del gas.

- **El pass through**

En ejercicio de la potestad de aprobar tarifas, el ENARGAS limitó en varias oportunidades los precios de gas pedidos por las distribuidoras, en la medida que comprobó que las empresas daban prioridad a los contratos de gas de mayor precio.

Tal conducta configura incumplimientos por parte de las empresas con su deber de asegurar el mínimo costo para los consumidores, compatible con la seguridad del abastecimiento. Se solicitó al ENARGAS información sobre las sanciones de las que fueron objeto por el incumplimiento de esta obligación esencial establecida en el marco regulatorio.

- **Tasas y cargos**

En este tema, como en el del cobro de aportes para obras a los usuarios, se informa que de las auditorías surge que algunas distribuidoras estaban percibiendo cargos no autorizados.

El ENARGAS manifiesta que ordenó devolver los cargos cobrados en exceso, por lo que se solicitó información sobre si se impusieron sanciones, penalidades y/o cualquier otra medida adecuada a la gravedad de la acción de la empresa.

- **Incumplimientos en materia de defensa de la competencia y abuso de posición dominante**

En el capítulo III del Primer Informe del ENARGAS da tratamiento a las distintas situaciones provocadas por las licenciatarias que dieron lugar a incumplimientos en la materia. Sin perjuicio de ello, el ENARGAS manifiesta que se trató de intentos, que fueron corregidos por éste.

Se solicitó ampliación sobre las sanciones impuestas en esta materia y –en caso de corresponder– una estimación económica de las ventajas que pueden haber significado para las empresas incumplidoras, durante el tiempo en que incurrieron en tales conductas.



12.6 Usuarios

Respecto de los indicadores de calidad del servicio comercial, el ENARGAS informó que las licenciatarias habían sido merecedoras de sanciones por incumplimiento en diversas obligaciones. Se solicitó en consecuencia, el texto de las resoluciones por las cuales se aplicó la sanción así como también un análisis global que permita conocer el grado estimado de estos incumplimientos, la reincidencia respecto de los mismos y las medidas implementadas por la empresa para evitar los incumplimientos en el futuro.

En el caso que resultara posible, se solicitó una estimación económica respecto de las ganancias no previstas obtenidas por las licenciatarias al incumplir con los requerimientos legales.

12.7 Casos Especiales

- **TGN y Camuzzi SUR - Operación imprudente y falencias en la prestación del servicio licenciado**

Con relación a la imprudente operación de TGN, se requirió información sobre qué propuestas de mejoras y qué plan de trabajo presentó la empresa, qué controles aplicó la Autoridad a esta compañía para evitar la repetición de este tipo de accidentes, a partir de qué fechas y bajo qué compromisos de TGN se le autorizó a continuar operando.

Con relación a las falencias de Camuzzi Sur en la prestación del servicio licenciado, se requirió información sobre qué propuestas de mejoras, qué plan de trabajo presentó la empresa para evitar que se reiteren estas falencias, qué controles se aplicaron a esta compañía, a partir de qué fechas y bajo qué compromisos de Camuzzi Sur se le autorizó a continuar operando.

12.8 Información Adicional

Se trata de temas e informaciones que la UNIREN consideró que no han sido tratados en el “Informe 1”.

- **Evaluación de cumplimiento**

Salvo los “casos especiales” y referencias estadísticas de algunas compañías, el informe no realiza un análisis integrado por empresa del cumplimiento de las obligaciones del contrato, con indicadores que permitan tener una visión general y clara del cumplimiento.

En relación con cada una de las obligaciones, se solicitó mayor información sobre los sistemas, procedimientos, mecanismos y/o normas dispuestos para realizar las tareas de control de las mismas y detallar su aplicación.

Asimismo, se consideró que el indicador de TGN en “integridad de gasoductos” calificado como cumplido y el correspondiente a “tiempo de respuesta a emergencias” no describían los problemas especificados en el informe en relación a la operación defectuosa de TGN, entendiéndose que la información que dan los indicadores debería complementarse con auditorías y controles técnicos permanentes que aseguren al Estado que la prestación de los servicios se hace según las reglas.



12.9 Opinión integral del cumplimiento de cada Licenciataria

La Resolución 188/03 encomienda a los Entes Reguladores realizar un análisis de situación y grado de cumplimiento general alcanzado por cada empresa, pues se estima necesaria la opinión del Ente Regulador respecto del cumplimiento global en la prestación de los servicios.

En atención a lo previsto en la norma citada se consideró procedente solicitar una profundización del análisis realizado y reiterar los términos de la nota N° 71, ya que el Primer Informe no incluyó un análisis general de cada licenciataria.

- **Las obligaciones contractuales**

Respecto de la modificación de obligaciones contractuales se manifestó al ENARGAS que las empresas licenciatarias debían ser de objeto social exclusivo, dedicadas a prestar los servicios que les fueron licenciados.

La UNIREN consideró que era necesaria la información sobre aquellos casos en los que el ente haya autorizado la modificación de esta norma, su justificación y cómo se han realizado los controles para que la operación y los registros contables de una actividad no afecten a la otra. En especial, en el caso de empresas con endeudamiento externo, preocupa saber qué parte fue destinada a la prestación del servicio y en qué proporciones a actividades laterales o no reguladas.

En el primer informe se observaron infracciones que resultaron sin sanciones y varias que se encuentran “en trámite” mucho tiempo después de producidos los hechos. Se deberían conocer a qué expedientes o resoluciones se hace referencia y se facilite el acceso al texto de cada una.

En los casos en que se hubiera interpuesto “fuerza mayor”, se consideró útil una descripción del hecho fortuito que justifica la despenalización.

Se requirió asimismo, conocer los reglamentos y normas estipuladas por el ENARGAS en la materia y el sistema de controles impuesto como rutina y en casos de excepción.

12.10 Aclaraciones adicionales necesarias para el Proceso de la Renegociación

- **Pago inicial**

Se solicitó al ENARGAS información sobre la relación de la oferta realizada por las compañías adjudicatarias de cada licencia con relación a la valuación que había realizado el Estado Nacional de cada unidad de negocio. Al especificar la “oferta”, señalar en qué proporción aportaron bonos de la deuda argentina y a qué paridad se computaron para definirla.



- **Primera revisión tarifaria quinquenal**

En oportunidad de la revisión, se afectaron las tarifas por los factores de eficiencia (x) y de inversión (k), manteniendo las vigentes como si fueran las necesarias para cubrir los costos eficientes, las amortizaciones y la rentabilidad razonable de la Ley.

Se requirió del ENARGAS especificaciones sobre los motivos que lo llevaron a que no era necesario revisar las tarifas en relación con los factores del Artículo 38 de la Ley.

Se consideró pertinente requerir una evaluación de los resultados de la revisión de tarifas, teniendo en cuenta que se aplicaron factores de eficiencia que las compañías debían alcanzar y se definieron obras de factor k que debían realizar en el período. Al respecto se consideró que en la renegociación sería necesario tomar en cuenta los costos de cada empresa afectados por esos factores de eficiencia, hayan sido alcanzado o no, para no anular las posibilidades de eficiencia planteadas en aquél momento.

- **Segunda revisión tarifaria quinquenal**

Con relación a la segunda (RQT II), se solicitó información sobre los motivos que fundaron la decisión de realizar una revisión integral, que no se hizo en la primera, cuando en realidad se trataba de las mismas tarifas numéricas, que no habían variado desde la RQT I y qué resultados consiguieron las auditorías para definir los costos de eficiencia del 2000 respecto de los costos de las empresas.

- **Control de los costos operativos e inversiones de las empresas**

Con relación a los costos operativos de las empresas, se solicitó al ENARGAS un informe técnico que explicara la disparidad de costos entre las transportadoras entre sí y las distribuidoras entre sí, ya que se advirtieron diferencias más que proporcionales a los tamaños del negocio de cada una.

Con relación a las inversiones, se solicitó al ENARGAS información sobre si los costos de obras similares de TGN habían sido superiores a los de TGS, y si la diferencia se debe a un procedimiento de compras o a características de las instalaciones; y lo mismo en referencia a las obras de Metrogas respecto de las restantes distribuidoras.

Se solicitó, asimismo, una estimación de la sobre-inversión que las compañías puedan haber realizado mediante el arbitrio de contratar obras que se activaron con valores superiores a los normales de plaza.

- **Endeudamiento de las empresas en dólares y pesos**

Sobre las deudas de las compañías, se ha especulado que no todos esos préstamos fueron tomados para financiar mejoras o ampliaciones destinadas a la prestación de los servicios. En consecuencia, se solicitó al ENARGAS información sobre si se ha realizado control o auditoría al respecto y los resultados que sean útiles para aclarar qué compañías y en qué montos han destinado préstamos a otros fines que los del servicio.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

En base a las observaciones indicadas, por nota UNIREN N° 186 del 24 de octubre de 2003, se solicitó una ampliación de los datos aportados.



13. SEGUNDO INFORME DEL ENARGAS

A partir de esta solicitud, el ENARGAS remitió a la Unidad la nota 6421 del 23 de diciembre de 2003, aportando información complementaria relacionada con la ampliación solicitada y las observaciones realizadas por Nota UNIREN N° 186/2003.

El ENARGAS contestó el requerimiento realizado con las siguientes consideraciones previas:

- Habrá que tener presente que el sistema de indicadores de calidad de servicio cubre sólo una parte de la labor de control y que el sistema impuesto por este Organismo no rigió durante el primer quinquenio en orden a la vigencia del cumplimiento de las Inversiones Obligatorias incluidas en las condiciones originales de la privatización.
- Parte de la información solicitada es propia de otros Organismos del Estado Nacional, tal el caso del pago inicial de los Consorcios Oferentes al adquirir las empresas de gas natural, en razón que la propia Ley N° 24.076 otorga las atribuciones del proceso de privatización al Ministerio de Economía. También es preciso señalar que en tanto el esquema regulatorio adoptado por el Poder Ejecutivo al diagramar la privatización de gas fue el de "price cap", no se ha tenido en cuenta el sistema de verificación de costos.
- Por otra parte, y respecto de las decisiones que ha tomado el Organismo al merituar el alcance de las Revisiones Quinquenales de Tarifas, se considera pertinente observar que el marco legal aplicable otorga suficiente discrecionalidad a la Autoridad Regulatoria para determinar la realización de revisiones integrales o más acotadas a la fijación de los factores X y K. En tal sentido, se han tomado decisiones de acuerdo a cuestiones de oportunidad, mérito y conveniencia, conforme lo indica la normativa aplicable.

13.1 Modificación de Estatutos: Objeto Social y Composición Accionaria

Respecto a eventuales modificaciones de objeto social, el ENARGAS informó que desde la privatización hasta la fecha el ENARGAS no ha autorizado ninguno de los cambios de Objeto Social solicitados por las Licenciatarias.

Al respecto afirmó que algunas Licenciatarias realizan actividades que no están reguladas. En estos casos en que comparte en forma total o parcial su estructura organizativa con empresas vinculadas o existen operaciones mediante la cual se transfieren activos, servicios o productos entre actividades reguladas y no reguladas o empresas vinculadas, debe proceder de acuerdo al apartado "Instructivo para la Distribución de Costos y Gastos entre Empresas Vinculadas y entre Actividades Reguladas y No Reguladas" (Capítulo V - Anexo 3 - Resolución 1.660/00 – Plan de Cuentas).

Respecto a la inquietud sobre la separación contable de la proporción de endeudamiento externo destinada a la prestación del servicio regulado, cabe aclarar que las licenciatarias deben ajustarse a lo establecido en "Separación de Cuentas" (Capítulo V - Anexo 2 - Resolución 1.660/00 – Plan de Cuentas).



En dicho apartado se determina que cuando las Licenciatarias efectúen, conjuntamente con su actividad principal, la prestación de servicios de almacenamiento y/o exploten plantas separadoras o procesadoras de gas, deberán mantener contabilidades separadas, interpretándose como contabilidad separada un grupo de cuentas específicas que contemplen la totalidad de los activos, pasivos y patrimonio neto afectados a las actividades secundarias, como así también las correspondientes cuentas de ingresos y egresos.

- **Modificación del paquete accionario**

El ENARGAS informó que desde la privatización de Gas del Estado las Licenciatarias realizaron múltiples cambios en sus paquetes accionarios, los cuales contaron con la aprobación necesarias con excepción de los siguientes casos:

- Litoral Gas S.A.: transferencia de Tractebel S.A. a Powerfin S.A. en violación del artículo 10.6.13 de la Licencia y del artículo 8.4.4 del Pliego de Bases y Condiciones.
- Distribuidora de Gas Cuyana S.A.: omisión de informar una transferencia mayor al 5% de las acciones según la reglamentación del Artículo 34 de la Ley N° 24.076.
- GasNea S.A.: transferencia de Bidas S.A. a Pan American S.A., adquisición de la Provincia de Entre Ríos del 20% y aumento de capital sin autorización en violación del artículo 7.4.2., 7.4.3., 7.4.5. y 7.4.6. del Pliego de Bases y Condiciones.
- Transportadora de Gas del Sur S.A.: Si bien Pecom Energía S.A. continúa siendo accionista de CIESA (Sociedad Inversora) y de TGS S.A., se ha registrado una transferencia de su controlante final Pérez Companc S.A. a favor de Petrobras S.A. Omisión de informar una transferencia mayor al 5% de las acciones según la reglamentación del Artículo 34 de la Ley N° 24.076.

13.2 Penalidades

El ENARGAS informa que en su tarea se ha circunscripto a las previsiones del Capítulo X de las respectivas Licencias. De esta forma pueden verificarse exención de sanciones por infracciones menores que las Licenciatarias corrijan ante la intimación que le curse la Autoridad Regulatoria o, por inobservancia de grado menor que no justifican su penalización en la medida que no sean sistemáticas.

Finalmente, tales situaciones no han resultado significativas a los efectos del análisis de la conducta de las Licenciatarias.

13.3 Obligaciones en materia de Seguridad Pública

Al respecto se manifiesta en el Segundo Informe que la Ley N° 24.076 fijó la facultad del ENARGAS de dictar reglamentos en materias de seguridad y calidad, incluidas normas y procedimientos



técnicos, y mantuvo en vigencia el Clasificador de Normas Técnicas de Gas del Estado hasta que el Organismo Regulador las reemplazare o anulare.

El ENARGAS encaró dichas tareas tanto en la actualización de documentos normativos existentes como en la generación de otros nuevos que los hechos y la experiencia fueron requiriendo.

Ello así, se consideró necesario estructurar tales documentos como un cuerpo totalizador con nomenclaturas unificadas bajo la sigla ya reconocida como NAG, poniendo en vigencia el “CÓDIGO ARGENTINO DE GAS – NAG” de cumplimiento obligatorio para la industria del gas en la República Argentina, a través de Resolución 2747.

Por su parte, el ENARGAS afirma que ha dictado una serie de Resoluciones que abarcando diferentes tópicos, normalizan y establecen distintos procedimientos técnicos de cumplimiento obligatorio, copias de las cuales se adjuntan a la presente.

Respecto a los controles que realiza el ENARGAS, se señala que en función al presupuesto anual este Organismo se impone metas físicas a cumplir, las que se plasman en un plan de auditorías anual, que se aplica conforme a las necesidades y urgencias, y en mérito a los resultados que se obtengan para dar satisfacción a cada situación.

13.4 Modificación de las Obligaciones inicialmente previstas

Desde la toma de posesión por parte de las Licenciatarias no han existido modificaciones sustanciales de los derechos y obligaciones previstas en los documentos licitatorios, si bien la propia normativa prevé (a través de un procedimiento de consulta previa) la modificación del Reglamento de Servicio por parte de la Autoridad Regulatoria.

Es decir, la normativa emitida ha sido aclaratoria o complementaria, sin alterar la ecuación económico-financiera inicial. La única modificación que merece especial consideración es la de la Resolución 1748/2000, mediante la cual se posibilitó a los usuarios del Servicio General P y G la adquisición de gas y/o transporte de terceros, reduciendo el límite del volumen de 10.000 a 5.000 m³/día. Tal norma fue complementada por la Resolución 2368/01, que aclaró que el cálculo de los consumos debe estar tomado sobre una base de consumos promedio mes de facturación.

13.5 Operación imprudente y falencias en la prestación del servicio licenciado

- **Transportadora de Gas del Norte (TGN)**

En relación con los planes de trabajo y propuestas de mejoras el ENTE informa que los mismos fueron presentados por TGN a fin de evitar que se reiteren accidentes como el producido en la zona de Las Mesitas, fueron elaborados en función de los requerimientos dispuestos por esta Autoridad Regulatoria y en consideración a las obligaciones de operar y mantener sus sistemas de gasoductos de forma que no constituya peligro para la seguridad pública.



Los planes fueron dirigidos a instrumentar procedimientos vinculados al control y análisis de riesgos relacionados con los fenómenos corrosivos de diverso origen así como al establecimiento de pautas relacionadas con procedimientos de mantenimiento y de seguridad.

En el Anexo I de la Resolución 1262 que se adjunta, se indica el detalle de las tareas que el ENARGAS impuso realizar a TGN, sin perjuicio de las medidas sancionatorias dispuestas con relación al accidente mencionado.

- Desarrollo de un Programa de Instalación de Cupones de Corrosión en todos los puntos representativos del Sistema de Transporte a los efectos de tener monitoreadas las velocidades de corrosión producidas en las cañerías, así como un Informe detallado de la metodología utilizada para determinar la cantidad, ubicación, especificaciones técnicas y equipo asociado a los citados cupones.
- Desarrollo de un procedimiento de medición y monitoreo, conteniendo la frecuencia y método de relevamiento y registro de los valores, el cual fue presentado a este Organismo, dentro de los VEINTIUN (21) días hábiles desde la notificación de la Resolución sancionatoria y que luego de su análisis, fue incluido en los Manuales de Mantenimiento y Operación de la Licenciataria. En el informe se incluye el cronograma de instalación y monitoreo de los Cupones de corrosión presentado por la Licenciataria.
- Desarrollo de nuevos Procedimientos de modo de limitar la cantidad de reparaciones con montura al número de tres por caño reparado, no pudiendo existir más de ocho monturas por cada tres caños consecutivos, limitando asimismo la cantidad de reparaciones con montura a dos por caño no reparado, estableciendo un máximo de dos caños reparados en estas condiciones por cada tres consecutivos.
- Desarrollo de un mapeo de suelos de todo su sistema de transporte, a los efectos de determinar las reales y posibles áreas con presencia de bacterias sulfato reductoras en el suelo circundante a la cañería.
- Programa de monitoreo periódico a los efectos de conocer los posibles cambios sobre el mapeo original, introduciendo esta metodología dentro de los Manuales de Mantenimiento y Operación.
- En función de la experiencia recogida se emitieron nuevos procedimientos instructivos relativos a “Toma de Muestras para Detección de Bacterias”, a fin de implementar técnicas de campo que posibilitaran identificar la presencia de corrosión influenciada microbiológicamente, a través de la toma y análisis de muestras en el área de estudio, con el fin de identificar las zonas con alta probabilidad de aumento de la velocidad de corrosión por efecto del fenómeno MIC.
- Implementación de un Programa de Control y Análisis de Riesgo, especialmente adecuado para evaluar la presencia de corrosión bajo tensión en todo su Sistema Licenciado.
- Desarrollo de un programa de relevamiento de potenciales Paso a Paso.

- **Camuzzi Sur S.A.**

En cuanto a las factibilidades otorgadas por Camuzzi Sur en el Gasoducto Cordillerano y luego denegadas, como consecuencia de la imputación de que no había cumplido con su obligación de



prestar el Servicio Público, el ENARGAS informa que se arbitraron medios tendientes a neutralizar los efectos de tal falta.

Así, la licenciataria encaró la ampliación de la Planta de Propano-Aire de San Carlos de Bariloche, que adicionó 56.000 m³/día de capacidad, instalando cañerías de 10" en polietileno para permitir el ingreso del producto a la red de distribución. Además, amplió el gasoducto que une Collón Curá con San Martín y Junín de los Andes, mediante la instalación de unos 4.000 mts. de cañería y aproximadamente 3.800 mts. de cañerías en el sistema de interplantas que alimentan la red de distribución.

Se instalaron cañerías y válvulas que permiten maniobras operativas para desvincular el gasoducto Zapalero, direccionando gas de mayor poder calorífico hacia el Cordillerano. Con ello, se dispuso de un incremento estable de capacidad de suministro de 25.000 m³/día y otro de carácter eventual de 13.000 m³/día para los picos.

Finalmente, se reubicaron plantas compresoras, con incrementos de potencia que adicionaron 11.000 m³/día de capacidad de suministro.

De esta manera, Camuzzi equiparó su situación en el Sistema Cordillerano a la del conjunto de Distribuidoras que mantienen limitado el acceso a nuevos consumidores a las redes, atento la actual situación de emergencia. Ejecutó obras y maniobras operativas que le permitieron cumplir con las factibilidades oportunamente otorgadas.

- **Emergencia declarada el 7/05/02**

En cuanto a la emergencia declarada el 7/5/02, cabe señalar que tal como fuera informado por el Comité Ejecutivo de Emergencia constituido para resolver la declaración de emergencia operativa solicitada por Camuzzi Sur, ésta tuvo su origen en la falta de suministro de gas natural de la Cuenca Neuquina por Repsol YPF S.A. por deudas de la distribuidora.

Sin perjuicio de ello, en el transcurso del 2003, los motivos que generaron la mencionada situación de emergencia fueron subsanados, atento que Camuzzi contó con los avales a satisfacción de su proveedor.

- **Obligación de cumplir la meta física de alcanzar el 100% en el nivel de protección catódica para el primer quinquenio**

Con relación a las causas de los incumplimientos de TGN respecto de los rubros "mejora de la protección catódica de los conductos con revestimiento asfáltico", que para el quinto año debía haber alcanzado el 100%, e "Inspección Interna de los gasoductos con revestimiento asfáltico", se encuentran explicitadas en los informes que fundamentan las Resoluciones sancionatorias respectivas.

Con respecto a la eventual relación entre los incumplimientos y los incidentes en el gasoducto Norte, cabe señalar que de un análisis de los informes y de las Resoluciones sancionatorias, no surge la existencia de elementos correlacionados que establezcan de modo inequívoco tal vinculación. Tal conclusión se fundamenta en que no existe coincidencia entre los tramos en los cuales se detectaron los incumplimientos y los de las roturas ocurridas durante estos años.



Con el objeto de verificar a través de una auditoría operativa el nivel de protección catódica y el relevamiento de potenciales de las Inversiones Obligatorias, el ENARGAS contrató, durante el último semestre de 1997, los servicios de la Consultora INTEC ENGINEERING GmbH (la Consultora). Las tareas de relevamiento fueron proyectadas en dos etapas (segundo semestre de 1997 y primero del 98), concluyéndose sólo la primera por restricciones presupuestarias del ENARGAS.

En consecuencia, en el segundo semestre de 1997 fueron auditadas las Distribuidoras Metrogas, Camuzzi Sur y Pampeana y TGS. El ENARGAS, para completar la evaluación, solicitó información a través de la Nota 3088/98, la que reveló defectos que no permitían asegurar que las Distribuidoras hubieran alcanzado el nivel de protección catódica exigido por las Inversiones Obligatorias en la totalidad de sus sistemas.

Los registros remitidos por las Licenciatarias y los informes de la Consultora, sirvieron como base para iniciar el proceso sancionatorio.

Todas las Distribuidoras declararon para algunas de las áreas haber alcanzado un nivel de protección catódica inferior al 100% al término del quinquenio 1993-1997, lo cual reveló que no se había alcanzado la meta física de las Inversiones Obligatorias fijada.

Las Distribuidoras argumentaron que el sistema de distribución a proteger catódicamente era dinámico y en general extendido geográficamente, por lo cual no resultaba de cumplimiento efectivo alcanzar, sin ningún tipo de tolerancia, el 100% de protección en forma permanente, como había sido fijado al momento de las privatizaciones.

El 100% establecido fue una condición impuesta desde el momento mismo de otorgarse las Licencias, no habiéndose establecido tolerancias de ninguna índole.

El ENARGAS, en cumplimiento de las obligaciones, no flexibilizó las metas fijadas y acordadas entre el Estado Nacional y las Licenciatarias, máxime cuando ninguna había recurrido las metas parciales ni la total del 100% al cabo del quinto año.

Terminado el período de las Inversiones Obligatorias, el rubro Protección Catódica comenzó a ser evaluado por el nuevo sistema de Indicadores de Calidad, donde para determinar si una Licenciataria alcanza el valor de referencia, son consideradas las obras y acciones correctivas que hubiera ejecutado sobre su sistema, durante el año.

A continuación se enumeran algunos de los argumentos esgrimidos por las Distribuidoras para recurrir las sanciones impuestas:

- La diferencia entre el porcentaje informado y el establecido por el Apéndice 1 del Decreto 2454/92 (100%) es mínima.
- Las acciones de terceros (cortes de energía eléctrica, otros servicios, etc.) interfieren en el normal funcionamiento del sistema de protección catódica aplicado al sistema de distribución.
- Las pequeñas fluctuaciones naturales en la operación de todo sistema de distribución son aceptables, por lo que entendían que la interpretación que realizaba el ENARGAS implicaba desconocer la realidad de un sistema de distribución.



- Por la Resolución 1192/99 que estableció los indicadores de calidad, el ENARGAS admite hasta un 93% de protección catódica, mientras que en la sanción que se impugna objetó cañerías protegidas al 97%.
- Que no haber alcanzado el 100% del nivel de protección catódica en el sistema no significa que el mismo se encuentra fuera de control.
- El monto invertido en Protección Catódica superó la meta económica prevista.
- La sanción impuesta encontró sustento y apoyatura en la opinión independiente y calificada de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires desconociéndose este elemento de juicio utilizado en contra de las Licenciatarias y resultando en virtud de ello nula.
- El informe de la Universidad no determina para ninguna estructura si la misma se encuentra protegida o no catódicamente.
- La sanción impuesta por la Autoridad Regulatoria es de una severidad excesiva y totalmente desproporcionada a la falta imputada.
- Exigir que el nivel de protección catódica que debe tener el sistema operativo de cañerías de acero se encuentre siempre y sin ninguna excepción en el 100% no puede ser alcanzada en la práctica.
- La información remitida por las Distribuidoras no resultaba suficiente para concluir que las empresas habían incumplido, ya que hubiera sido necesario recurrir a elementos adicionales, como por ejemplo el empleo de planos o auditorías de campo.
- Con relación al Criterio 1.3. (Apéndice D – NAG 100) en los considerandos el ENARGAS menciona que la información suministrada ha inducido a dudar de su corrección y exactitud por lo que, de acuerdo a los principios generales del derecho, cuando no existen elementos de convicción o los arrimados induzcan a la duda al juzgador, esta circunstancia debe jugar a favor del administrado.
- La sanción no ha sido dictada a partir del mérito razonado de los antecedentes presentados y la suficiente valoración de los argumentos expuestos sino partiendo de premisas difusas y carentes de todo sustento fáctico y legal.
- Los errores de resultado u omisiones esgrimidos para justificar la imposición de la sanción no son motivo para afirmar que el área vinculada a esos puntos no se encontraba protegida catódicamente.
- La información suministrada no fue evaluada por el ENARGAS con el suficiente rigor.

Cabe aclarar que el indicador de protección catódica fue diseñado previendo que existieran puntos de medición que no alcanzaran el valor de potencial necesario para cumplir con el criterio de protección catódica seleccionado por la Licenciataria, pudiendo compensarse la diferencia, dentro de una tolerancia fijada, por la ejecución de obras de mejora o acciones de corrección, de manera que con la suma del índice de potencial más el índice de mejoras, pudiese considerarse alcanzado el valor 1 fijado como referencia para cada sistema.



13.6 Inversiones iniciales obligatorias Novena Zona a cargo de Gasnea S.A.

El ENARGAS informa que con fecha 01/02/02 se remitió el Expediente 6087 a la Secretaría de Energía y Minería en los términos de los puntos 10.2.1. y 10.6.16. del Capítulo X de las RBLD de gas por Redes en las Provincias de Chaco, Formosa, Corrientes, Misiones y Entre Ríos, a efectos de analizar las cuestiones de hecho y derecho que estime conducentes para fundar el temperamento que adoptará el PEN respecto a la declaración de Caducidad de la Licencia de GAS NEA S.A., la que fuera recomendada por la Autoridad Regulatoria.

13.7 Expansión del Transporte

El ENARGAS manifiesta que el hecho de que la mayoría de las expansiones se hayan hecho a tarifa significa que al momento de la evaluación de la obra, considerándose los datos relevantes – volúmenes, costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, plazos de contratación, etc.- para el cálculo de un VAN (flujo de fondos actualizado), la tarifa máxima aprobada para la transportista procuraba una rentabilidad razonable.

Tratándose de un sistema de regulación por “price cap”, en cada obra de expansión debe realizarse este análisis. Cuando la tarifa no alcanza a repagar la obra –sea porque se trata de obras de mayor magnitud, obras cuya demanda estimada es inferior a la necesaria, etc.- existen dos caminos posibles, correspondiendo la decisión al regulador:

- *Roll in*: este es el caso en que la obra tiene mayores beneficios que los de los usuarios directamente involucrados, es decir, la obra beneficia al sistema en su conjunto.
- *Incremental*: se beneficia a un usuario o grupo de ellos, siendo los beneficiados quienes deberán abonar una sobretarifa para la realización de la obra.

En ambos casos, el ENARGAS revisa los cálculos realizados.

Las obras financiadas por Factor K pueden definirse por el plus tarifa que permite que, a la tasa de rentabilidad admitida, se neutralice el resultado negativo que arroja el flujo de fondos proyectado. Además de las correcciones que suele realizar esta Autoridad Regulatoria sobre los proyectos presentados bajo este esquema, se han producido rechazos a proyectos que fueron encontrados rentables a la tarifa vigente.

En relación a los factores K, entre las condiciones de habilitación establecidas en la primera Revisión Quinquenal de Tarifas, se pueden citar las siguientes:

- El proyecto debió ser aprobado por el ENARGAS, lo que significa que presenta razonabilidad en cuanto a un programa de ejecución y costos.
- Los factores K se estimaron de acuerdo al cronograma de obras aprobado para cada Licenciataria.
- La ejecución en tiempo y forma implica la terminación y habilitación de las obras, cumpliendo con el objetivo previsto.



- La Autoridad Regulatoria podrá recalcular la incidencia en tarifas de aquellos proyectos que se ejecutaron con menor magnitud física que la prevista (respecto a las longitudes, diámetros, capacidades de plantas reguladoras, modificaciones en la traza de la red, etc.) si se ha alterado la ecuación económica previamente considerada.
- El factor K aprobado no podrá ser superado mediante inclusiones o sustituciones, cambios en el cronograma, magnitud física de las obras, u otras cuestiones.
- En el caso en que la fecha de habilitación de una obra variase respecto a lo programado, de haber correspondido, el Factor K fue ajustado, habida cuenta de la relación entre ambos.

En relación a la composición de las tarifas aprobadas para las Licenciatarias, no se pueden dividir en proporciones fijas, ya que su cálculo surge de un flujo de fondos que incluye distintos tipos de costos, ingresos, volúmenes, etc. que no son fijos para cada período. Es por esta razón que debe evaluarse la rentabilidad del proyecto, caso por caso.

13.8 Calidad de Servicio Técnico de Transporte y Distribución

Se informa al respecto que el sistema de control implementado por el ENARGAS ha establecido dos “Órdenes de méritos”, uno para las Licenciatarias de Transporte y otro para las de Distribución, producto de los resultados anuales del conjunto de Indicadores.

Ello, para fomentar la competencia por comparación (Anexo I de la Resolución 1192, reglamentación del sistema de control mediante “indicadores de calidad de servicio”).

Con relación a las transportistas, que tuvieron incumplimientos reiterados en los distintos períodos respecto de la protección ambiental, cabe destacar que el indicador al que se hace referencia es el Control de Emisión de Gases Contaminantes.

Al respecto, el ENARGAS expresa que mediante la Resolución 1192/99 se estableció la obligatoriedad de la evaluación anual mediante una medición de rutina y otra de referencia, tanto de dióxidos de nitrógeno como de monóxido de carbono, mediante los procedimientos determinados por la USEPA - (Agencia de Protección Ambiental de EE.UU.) Título 40, Parte 60, Código Federal de Regulaciones de los EE.UU. (40 CFR 60) Apéndice A.

Esa Resolución fijó una serie de metas a cumplir antes del 31 de diciembre de 2000 que se detallan a continuación:

- Mediciones de rutina con equipos portátiles calibrados.
- Adecuación de las chimeneas e instalación de tomamuestras para cumplir con los métodos USEPA en las instalaciones existentes.
- Mediciones de Referencia según métodos USEPA y ejecución de modelos de difusión.

A partir del año 2001, las Licenciatarias debieron ejecutar:

- una medición de rutina y una medición de referencia por año y



- presentar con esta última, un estudio del impacto previsto en la calidad del aire basado en un modelo de difusión que permita evaluar la afectación al medio circundante, tomando los estándares fijados por la USEPA, calculados a 25° C y 1ATM, e indicando las excedencias respecto de los valores admisibles.

A los efectos del cálculo del Indicador # 1 se considera el porcentaje de mediciones realizadas con relación al total de mediciones obligatorias por máquina. Para la calificación del grado de cumplimiento para el año 2001, esos valores absolutos han sido ponderados asignando los siguientes porcentajes de participación de cada uno sobre el total del indicador (100%): 1) Medición de rutina: 30%, 2) Medición de referencia: 50%, 3) Modelo y evaluación de excedencias 20%. Sin perjuicio de lo anterior, la Licenciataria debe presentar las Medidas Mitigatorias pertinentes.

Así tomando como ejemplo el año 2001, TGS ha alcanzado el siguiente grado de cumplimiento: ítem 1) 24,4%, ítem 2) 46,39 % e ítem 3) 18,56 %, lo que revela un grado de cumplimiento total de un 89,38.

En el caso de TGN, ha alcanzado el siguiente grado de cumplimiento: ítem 1) 30%, ítem 2) 49,47% e ítem 3) 19,79%, según la Actuaciones obrantes en el Expediente 6683, lo que revela un grado de cumplimiento total del indicador de un 99.26.

Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, el ENARGAS manifiesta que ambas Licenciatarias han presentado las medidas mitigatorias efectuadas según lo previsto en la metodología de este indicador, de acuerdo con las Actuaciones obrantes en los Expedientes N° 6683 y N° 6684.

Además, TGS y TGN han realizado estudios de dispersión de contaminantes para aquellos casos en los que la ETAPA 1 no había arrojado resultados satisfactorios.

En ese sentido, una vez cumplidas las medidas mitigatorias mencionadas, TGS efectuó los estudios correspondientes a las ETAPAS 2 y 3 según los modelos Screen 2 y ISCST3 de la USEPA, que arrojaron resultados satisfactorios según la legislación vigente, todo ello obrante en la Actuación 6265 de fecha 28/6/2002.

Con respecto a TGN, en función de los modelos de difusión, evaluó los impactos ambientales en los casos de excedencia, y analizó las probables medidas mitigatorias.

En función de las consideraciones mencionadas y habiendo transcurrido cuatro años de haber iniciado el proceso de estandarización y cuantificación de las mediciones de emisiones, el equipo intergerencial de Protección Ambiental consideró evaluar la necesidad de realizar dos mediciones anuales (una de referencia y una de rutina). Esta consideración se sustenta en el hecho de que los futuros equipos a instalar por las Licenciatarias deberán cumplir con estándares con relación a los límites de emisiones y que deben presentar ante el ENARGAS un estudio acerca del impacto previsto de la calidad del aire (Resolución 1192).



13.9 Cumplimiento de Normas Técnicas

- **Transporte**

El ENARGAS informa que respecto a las causas de las sanciones aplicadas por lo menos en tres oportunidades a las empresas TGN y TGS en relación al mismo tipo de incumplimientos, se encuentran explicitadas en las Resoluciones sancionatorias que se adjuntan.

Con relación a los incumplimientos de TGN en prevención de accidentes y a las acciones que realizó la Licenciataria para la prevención de las causas que los provocaron, fueron descritas en el punto 6.

En aquellos casos en que el ENARGAS intimó a las licenciatarias a que regularizaran la situación que había generado la sanción, éstas han dado cumplimiento a lo ordenado, lo que fue acreditado en auditorías realizadas por este Organismo o a través de documentación aportada por las licenciatarias.

13.10 Aspectos Económico-Financieros

El ENARGAS manifestó que en relación con las limitaciones en el traslado del precio de gas a tarifas, las presentaciones de las empresas son analizadas por el Ente antes de que puedan ser aplicados a los usuarios. De allí que los valores que fueron objetados por el Ente no fueron aplicados a los usuarios, de manera que no se configuró el perjuicio susceptible de sanción.

Por otra parte, el marco regulatorio establece una regulación por "price cap" que alcanza, entre otras variables, a las tarifas unitarias de transporte, factores de carga y márgenes de distribución.

En lo que respecta al "price cap" en el costo de transporte, cabe puntualizar lo siguiente:

El componente "transporte" afecta los costos de la Distribuidora mediante tres factores: a) la tarifa aprobada por el ENARGAS a las Licenciatarias del servicio de Transporte, para cada zona de recepción y despacho ("tarifa unitaria"); b) la capacidad de transporte contratada desde cada zona de recepción ("mix de cuencas") y c) el factor de carga.

El marco regulatorio reconoce a la "tarifa unitaria" las características de un price-cap. El punto 9.4.3.2. de las RBL establece los factores de carga considerados en las tarifas iniciales y a ser utilizados durante los primeros 5 años; de esta forma se excluye durante ese lapso la posibilidad de realizar modificaciones en las tarifas a partir de cambios en los factores de carga, con lo que éstos actúan bajo un régimen de "price cap".

No obstante, está previsto un mecanismo de ajuste de tarifas por variaciones en el costo del transporte, que puede utilizarse para los cambios en el "mix de cuencas".

Si bien este Organismo efectúa una revisión y control de la documentación elaborada y remitida por la Licenciataria, teniendo en cuenta que los ajustes tarifarios tienen distintas características, el ENARGAS no se limita a esa tarea, sino que realiza sus propios cálculos, partiendo del cuadro tarifario vigente, aplicando la metodología y procedimientos de rigor, para compararlo con el presentado por cada compañía para todas las categorías tarifarias.



Los análisis efectuados imponen realizar auditorías a fin de verificar la validez de las presentaciones en cuanto a los registros y documentación contable y efectuar –de corresponder- los ajustes pertinentes. Todo ello queda -en cada caso- documentado en los expedientes de ajustes tarifarios y en los de auditoría referidos a los mismos.

13.11 Tasas y Cargos

Se acompaña en Anexo un cuadro con las devoluciones a los usuarios por cargos mal cobrados, así como las sanciones aplicadas en cada caso.

13.12 Incumplimientos en materia de Defensa de la Competencia y Abuso de la Posición Dominante

Las conductas detectadas por esta Autoridad Regulatoria fueron corregidas, en cada caso, por los sujetos de la industria a fin de que no se configurara un perjuicio a los usuarios involucrados.

13.13 Usuarios

En lo atinente a las sanciones aplicadas por incumplimiento de los Indicadores de Calidad de Servicio Comercial, se remite el listado así como el texto de las resoluciones sancionatorias en cada caso.

13.14 Endeudamiento de las empresas en dólares y pesos

El ENARGAS manifiesta que de acuerdo a la información que posee no es posible concluir que las Licenciatarias hayan contraído deuda financiera para solventar aspectos de sus actividades ajenos a la financiación de sus inversiones en activo fijo y capital de trabajo.

Respecto a si el ENARGAS ha realizado controles o auditorías sobre el endeudamiento financiero cabe reiterar que esta Autoridad ha monitoreado permanentemente la evolución del stock de deuda de las empresas y ha llegado en dicho control hasta los límites permitidos por el Marco Regulatorio, el cual no contiene cláusulas restrictivas respecto a la proporción de endeudamiento que una Licenciataria puede contraer para financiar sus actividades.

13.15 Informe 2 del ENARGAS: Anexos

Temas que trata cada anexo:



- **Resolución ENARGAS 138 del 17 marzo 1995**
 - Condiciones para la acreditación de organismos de certificación para artefactos y accesorios de gas natural, gas licuado de petróleo por redes, gas natural comprimido (GNC) y tuberías plásticas.
 - Tareas de certificación y especificaciones tanto para artefactos a Gas natural como para Gas licuado por redes.
 - Régimen de auditoría y penalidades para organismos de certificación.
 - Logotipo de identificación de elementos aprobados.
 - Información mínima que deberán poseer los certificados.

- **Res. ENARGAS 139 del 17 marzo de 1995 (sustituido por Res. ENARGAS 2603/02)**
 - Procedimiento para la conversión, revisión anual, modificación o baja de equipos para GNC.
 - Registro de matrículas habilitantes para fabricantes, importadores, productor de equipos completos y centros de revisión periódica de cilindros para GNC.
 - Régimen de auditoría y penalidades para sujetos del sistema de GNC.
 - Cédula de identificación del equipo de gas natural comprimido (tarjeta amarilla).

- **Resolución ENARGAS 167 del 19 julio de 1995**
 - Norma Argentina de condiciones mínimas aplicables a reguladores de presión domiciliarios para ser instalados en redes de distribución hasta 4 bar con Gas Natural, Gas manufacturado u otros gases derivados del petróleo.

- **Resolución ENARGAS 181 del 22 de agosto de 1995**
 - Documentación a requerir por municipios y/o comunas a las empresas que realicen obras en la vía pública.

- **Resolución ENARGAS 349 del 6 de agosto de 1996**
 - Norma para caños de acero para conducción de gas e instalaciones internas.
 - Norma para recubrimientos en caños de acero para la conducción de gas en instalaciones internas. Condiciones generales.



- **Resolución ENARGAS 367 del 1 de octubre de 1996**
 - Sección 625- Odorización del Gas.
 - Requisitos a cumplir por las licenciatarias.

- **Resolución ENARGAS 492 del 3 septiembre de 1997**
 - Nivel de odorización y concentración de odorante.

- **Resolución ENARGAS 591 del 6 de abril de 1998**
 - Pautas mínimas para el productor de equipos completos.
 - Pautas mínimas para el centro de revisión periódica de cilindros.
 - Pautas mínimas para los fabricantes de partes de equipos de GNC.
 - Pautas mínimas para los importadores de partes y/o equipos.

- **Resolución ENARGAS 1188 del 18 de agosto de 1999**
 - Especificación técnica para dispositivos de seguridad a incorporar en artefactos a Gas para uso doméstico.
 - Prueba de campo para artefactos de cámara abierta con salida al exterior de los productos de la combustión con quemador piloto control de atmósfera.

- **Norma N.A.G 137 - Resolución ENARGAS 1189 del 20 de agosto de 1999**
 - Norma de aprobación para conjuntos puerta – marco de gabinetes o nichos que alojan al sistema de regulación – medición.

- **Resolución ENARGAS 1256 del 24 de septiembre de 1999**
 - Marco de referencia provisorio para la revisión periódica de artefactos.
 - Requisitos a cumplir por los revisores.
 - Programa de formación de revisores.
 - Certificación de la revisión periódica.
 - Certificado de la revisión periódica (formulario de control).
 - Revisión periódica (informe de defectos).



- **ET-ENRG-GD N° 9 AÑO 2000 – Res. ENARGAS 2375 del 17 de septiembre del 2001**
 - Especificación técnica para dispositivos sensores de atmósfera instalados en artefactos para uso doméstico.

- **Resolución ENARGAS 2592 del 12 de abril del 2002**
 - Requisitos para la evaluación económica – financiero.
 - Pautas mínimas del seguro de caución obligatorio para los sujetos del sistema de GNC.
 - Reinscripción en la matrícula. Presentación de documentación.

- **N.A.G. 154 año 2002 - Resolución ENARGAS 2602 del 7 de mayo del 2002**
 - Norma para la aprobación de conexiones flexibles, con tubos de acero inoxidable de pared continua, para instalaciones domiciliarias.

- **Resolución ENARGAS 2603 del 23 de mayo del 2002**
 - Modelo de carta compromiso de conformidad para la revisión de cilindros para GNC. (Documento N°1)
 - Actualización de datos de Pec, Tdm y componentes del equipo completo para GNC. (Documento N° 4)
 - Modelo de formulario para la transferencia de elementos del equipos para GNC, para su reinstalación. (Documento N° 5)
 - Pautas a tener en cuenta para la confección del “Manual de instrucción para el uso del equipo para GNC “. (Subanexo 1)
 - Pautas a tener en cuenta para la confección de las “ Recomendaciones de seguridad para el uso de vehículos propulsados con GNC. (Subanexo 2)
 - Descripción de las causas a ingresar al registro IDI. (Subanexo 3)
 - Cédula de identificación del equipo para Gas Natural Comprimido (tarjeta amarilla). (Subanexo 3)

- **Resolución ENARGAS 2604 del 27 de mayo del 2002**
 - Condiciones para la acreditación definitiva de organismos de certificación.



- **Resolución ENARGAS 2629 del 14 de junio del 2002**
 - Régimen general para estaciones de carga para GNC.
 - Pautas mínimas del seguro de caución obligatorio para las estaciones de carga de GNC.

- **Resolución ENARGAS 2705 del 29 de agosto del 2002**
 - Reglamentación para la aplicación de lo dispuesto en los artículos 2° de las resoluciones Enargas N° 1188/99 y N° 2375/01.
 - Actividad a cargo de la Cámara Argentina de Fabricantes de artefactos de Gas.

- **Resolución ENARGAS 2760 del 2 de diciembre del 2002**
 - El organismo de Certificación.

- **Resolución ENARGAS 2767 del 12 de diciembre del 2002**
 - Discriminación de responsabilidades de los fabricantes o importadores de mangueras de GNC, estaciones de carga y licenciatarias de distribución.

- **Resolución ENARGAS 2768 del 13 de diciembre del 2002**
 - Oblea de vigencia de la habilitación del equipo para GNC. (Documento N° 1)
 - Etiquetas de identificación de vehículos propulsados por GNC. (Documento N° 2)
 - Cédula de identificación del equipo para GNC instalado en el vehículo (Tarjeta Amarilla). (Documento N° 3)

- **Resolución ENARGAS 2793 del 4 de febrero del 2003**
 - Dispone la creación de la “Comisión Técnica de Estudio de Tecnologías de Sistemas Inteligentes” para el control del parque automotor a GNC.
 - Código Argentino de Gas –NAG-

- **Resolución ENARGAS 2747 del 7 de noviembre de 2002**
 - Pone en vigencia el Código Argentino de Gas.
 - Conjunto de normas y especificaciones técnicas de cumplimiento obligatorio para la industria del gas en la República Argentina, en el ámbito de competencia del ENARGAS.



- Anexo 1. Grupos en que se sistematiza el cuerpo normativo
- Anexo 2. Documentos normativos

- **Resolución ENARGAS 2785 del 30 de enero del 2003**
 - Rectifíquese una planilla del Anexo 2 de la Res. 2747.
 - Anexo del Punto 6 y del Punto 7
 - Intimación a TGN (año 1999) de instalaciones de control de corrosión, limitación de reparaciones, estudio de suelos, etc., en sus gasoductos para prever riesgos.
 - Informe intergerencial (interno) sobre imputación a TGN de incumplimiento de las inversiones obligatorias del periodo 1997.

- **Resolución ENARGAS 1017 del 27 de abril de 1999**
 - Sanción a TGN con una multa de \$ 100.000 por el incumplimiento de las inversiones obligatorias de 1997.
 - Informe intergerencial (interno) N° 224/99 respecto del mismo tema.

- **Resolución ENARGAS 1343 del 25 de noviembre de 1999**
 - Sanción a TGN con multa de \$ 390.000 por otros incumplimientos referidos al mismo tema.
 - Anexo del Punto 8: Informe interno N° 168/01 del 14 de diciembre de 2001 relativo a la imputación realizada a Gasnea por incumplimientos de las inversiones iniciales obligatorias. Remisión a la Secretaría de Energía, el 1° de febrero de 2002 del expediente para que considere si se han dado las causales para la caducidad de la licencia de Gasnea.
 - Anexo del Punto 10: Redes cedidas por terceros. Informe de las auditorías realizadas en las licenciatarias.
 - Anexo del Punto 12: Reglamentación del sistema de control en base a indicadores de calidad de servicio.
 - Anexo del Punto 13: Resoluciones sancionatorias y multas impuestas a las licenciatarias desde 1993.



14. ANÁLISIS CONFRONTADO DE LOS INFORMES DE LOS ORGANISMOS DE CONTROL

A continuación se realiza un análisis confrontado de aspectos que surgen de los distintos informes en los que se advierte diferencias relevantes en la apreciación de un mismo tema por parte del ENARGAS y la AGN. La intención de este análisis es señalar como algunas de las afirmaciones del ENARGAS, en particular, en lo referido a las tareas de control y sanción que lleva adelante el ENARGAS, se da una discrepancia de interpretaciones y de valoración respecto del control desarrollado por el ENTE REGULADOR.

- **Verificación de los procedimientos del ENTE para el Ajuste y Aprobación de los Cuadros Tarifarios de Distribución de Gas Natural aplicados durante el Año 2001**

La AGN en sus comentarios, observaciones y conclusiones señala que:

a) El Ente no cuenta con Manuales de Procedimientos aprobados por Autoridad Competente relativos a los ajustes y aprobación de los Cuadros Tarifarios de Distribución. Los Expedientes por los cuales los tramita, no contienen la información necesaria y suficiente de los antecedentes que han servido de base para la determinación de los valores de los Cuadros.

Existen deficiencias de tipo formal en todos los expedientes analizados, dado que los mismos no cumplen con la normativa del propio Ente, o bien no son autosuficientes.

La afirmación antes transcrita no coincide con la afirmación realizada por el ENARGAS que afirma: “El pase a tarifas del precio de adquisición (del gas) tiene los límites que puede establecer la Autoridad Regulatoria, que debe revisar los cuadros y aprobarlos”. “Se han efectuado limitaciones importantes sobre los precios de gas solicitados por las distribuidoras, y las resoluciones de los cuadros tarifarios han sido objeto, en todos los casos, de recursos administrativos de las empresas”.

b) Resultan insuficientes las actividades de control respecto del desarrollo y ejecución de las obras de Proyectos de Inversión K aprobados en la RQT, debido a que no se encuentra acreditada en “Actas de Auditoría” ni en el Expediente, la tarea de control que debe ser llevada por el Ente. La falta de dicha información o su presentación defectuosa resta eficacia e impide el pleno desarrollo de la labor fiscalizadora del Ente.

Por su parte en el Primer Informe, el ENARGAS declara que “El Anexo III da cuenta de los montos aprobados en la RQT I de las obras habilitadas para cada licenciataria. No se registran incumplimientos en esta materia, toda vez que de no realizarse la obra, la empresa no contaba con el traslado a tarifa”.

En el Segundo Informe el ENARGAS informa que, “La Autoridad Regulatoria podrá recalcular la incidencia en tarifas de aquellos proyectos que se ejecutaron con menor magnitud física que la prevista (respecto a las longitudes, diámetros, capacidades de plantas reguladoras, modificaciones en la traza de la red, etc.) si se ha alterado la ecuación económica previamente considerada. En el caso en que la fecha de habilitación de una obra variase respecto a lo programado, de haber correspondido, el Factor K fue ajustado, habida cuenta de la relación entre ambos”.



- **Verificar los controles realizados por el ENTE sobre la atención comercial en el ejercicio 2000, sobre Metrogas, Camuzzi Pampeana y Gas Natural BAN**

En auditoría realizada por AGN entre el 15 de octubre de 2001 y 30 de abril de 2002, se arriba a las siguientes conclusiones:

En el 81% de los reclamos no existe constancia de notificación fehaciente del usuario de la nota tipo con la respuesta dada por la Licenciataria.

En el 37% de los reclamos no obra constancia del traslado a la Licenciataria para que formule su descargo. En el 43% de los reclamos no queda acreditada la recepción de la Licenciataria.

En el 90% de los reclamos no existe evidencia de que el Ente realice un seguimiento luego de enviada la nota de comunicación al usuario (de la respuesta dada por la Licenciataria), de manera de verificar su solución definitiva.

En el 9% de los reclamos en los que el Funcionario Responsable fija plazo a la Licenciataria para que formule su respuesta, no exige su cumplimiento ni adopta medidas al respecto.

En el 5% de los reclamos en los que se reconoce resarcimiento al usuario, se verificó que el reconocido por la Licenciataria no se ajusta a la normativa aplicable ni surge evidencia de que el Funcionario Responsable verifique tal situación.

En el 16% de los reclamos analizados en los cuales se reconoce resarcimiento al usuario, no obran constancias de pago de conformidad por parte del usuario.

Reclamos correspondientes al tipo Corte Improcedente de suministro:

En el 30% de los reclamos no surge la fecha de corte, lo cual no permite determinar el resarcimiento que le corresponde al usuario por la posible demora en la rehabilitación del servicio.

En el 57,5% de los reclamos constan notas dirigidas por las Licenciatarias a los usuarios, en las cuales detallan los conceptos del resarcimiento; pero no indican el monto en pesos de cada uno, lo que no permite verificar que los montos se correspondan con el importe de los cargos, tasas y tarifas vigentes al momento de la liquidación

En el 22,5% de los reclamos no surge la fecha de rehabilitación del servicio, por cuanto no puede determinarse si es correcto el resarcimiento a ser abonado al usuario.

Reclamos correspondientes al tipo Habilitación o Rehabilitación demorada:

No surge en algunos de los reclamos solicitud de información adicional por parte del Funcionario Responsable sobre: 1) Los dichos de las partes en los casos que el usuario declara no tener suministro el día que efectúa el reclamo y la Licenciataria asegura haber normalizado el servicio 2 ó 3 días antes. Similar situación se verifica con respecto a la colocación del medidor; que se verificó en el 20% de los reclamos analizados; y 2) La Licenciataria justifica su demora argumentando que el



cliente se encontraba ausente, y no consta en el reclamo los dichos del usuario ratificando o rectificando o documentación remitida por la empresa que permita acreditar la ausencia del usuario.

En los reclamos por la habilitación del servicio, en el 10% se procedió a rehabilitar el servicio con 4 y hasta 6 días de demora y no consta resarcimiento alguno para el usuario.

Reclamos correspondientes al tipo Facturación Errónea o Escaso Suministro:

En el 11% de los reclamos se han verificado reclamos a Metrogas por baja presión por presencia de agua en las cañerías. La Licenciataria manifiesta que se deben a las intensas precipitaciones y la elevación de las napas, ingresando agua a las cañerías por sus juntas de unión, haciéndose la extracción por medios mecánicos. El procedimiento adoptado por la Licenciataria brinda una solución temporal a la situación. Al respecto, se informa que no se ha obtenido evidencia de que la empresa haya presentado al Ente Regulador un proyecto de obra u otro, que contemple las medidas a adoptarse a los fines de lograr una solución definitiva al problema.

El número de agentes que desempeñan funciones en las Delegaciones o Agencias oscila entre uno y cuatro. Ejercen diversas funciones, tareas administrativas, auditorías e inspecciones de la gestión comercial de la Distribuidora como las Técnicas y actúan como Funcionario Responsable en las consultas y reclamos. Atento a que las Agencias Regionales Río Grande, Trelew, Río Gallegos y Tucumán cuentan con un solo agente, se señala que la dotación resulta insuficiente. Cabe resaltar además, que no se trata de personal entrenado para realizar auditorías, no obstante que dichas agencias deben ejecutar tales tareas.

Por su parte el ENARGAS manifiesta al respecto:

En el Primer Informe, el ENARGAS expresa: "Para el control de los datos se efectúan auditorías. Las empresas deben disponer de un sistema que demuestre la validez de los valores y arbitrar los medios para que se pueda auditar la información, tanto sea en la cantidad de reclamos como en la calificación de la procedencia".

"Cabe concluir que la gestión en materia de atención de usuarios se fue encuadrando en los parámetros previstos, como resultado de las permanentes intervenciones del ENARGAS".

En materia de Controles realizados por el Ente sobre los datos mensuales que sirven de base para la los Indicadores del ejercicio 2000 y Evaluación de los Indicadores de Calidad del Servicio, la AGN expresa que:

No se han llevado a cabo durante el 2000 controles de los datos suministrados mensualmente por las Licenciatarias para los índices de calidad del servicio comercial. Esos controles se hicieron en el ejercicio 2001. Al respecto, el auditado mediante nota ENRG/UAI/GAL/GR 5946/01 del 06/12/01 manifiesta que la conformación de los indicadores es *anual*. Lo cual se contrapone con la Resolución 1192/99 "Los índices de los tres grupos serán evaluados *anualmente* y operarán sobre la base de información generada mes a mes por las Licenciatarias". "Para el control de los datos se efectuarán auditorías: las empresas deberán disponer de un sistema que permita demostrar la validez de los valores remitidos, arbitrando los medios para auditar la cantidad de reclamos y la calidad de la procedencia."



- **Conformación de los Indicadores de Calidad del Servicio Comercial**

AGN afirma que “a la fecha de cierre de la presente auditoría el Ente no cuenta con los índices globales de calidad del servicio comercial, debido a que los índices del grupo C “están siendo auditados a los efectos de su conformación definitiva”. Dichas auditorías en la mayoría de los casos han dado lugar a imputaciones y aplicación de penalidades. Esa etapa aún no ha sido concluida. Con respecto a Distribuidora Gas Cuyana y Litoral Gas se encuentran con las actuaciones concluidas en lo que respecta a los valores alcanzados”. Lo expuesto incumple la Resolución 1192/99, que establece que el plazo para la información de los Indicadores de Calidad de todas las Licenciatarias es el 15 de febrero posterior. Un año después aún no se cuenta con los índices globales de calidad, lo que desvirtúa el sentido de la norma, detectar anomalías, aplicar medidas correctivas y medir la calidad del servicio a los clientes, que se puedan obtener órdenes de mérito donde se refleje el nivel alcanzado por cada empresa y la comparación entre ellas mediante parámetros uniformes y cuyos resultados se encuentren a disposición del usuario.

La afirmación anterior contradice las afirmaciones del ENARGAS que manifiestan, bajo el título “Resultados obtenidos desde 1999 a 2002”, que: “En base a los resultados e informes remitidos por las Licenciatarias de Transporte, y de las auditorías efectuadas por el ENARGAS, las empresas alcanzaron los valores para cada uno de los indicadores de calidad del servicio técnico, indicados en los Anexos X y XI.”

Y que “En base a los resultados e informes remitidos por las Licenciatarias de Distribución, y de las auditorías efectuadas por la Gerencia de Distribución del ENARGAS, las empresas han alcanzado los valores obrantes en los Anexos XII a XX para cada uno de los indicadores de calidad del servicio técnico”.

En el Segundo Informe, el ENARGAS expresa: “En relación a un esquema de calificación de las empresas que representen la evaluación del ENARGAS de los prestadores, cabe señalar que a efectos de determinar el posicionamiento de cada Licenciataria según un orden de méritos, el mismo se encuentra implementado en la Resolución 1192 “reglamentación del sistema de control mediante indicadores de calidad de servicio”.

Por último, cabe mencionar que la AGN afirma que:

Las Distribuidoras ECOGAS CUYANA, ECOGAS CENTRO Y GAS NATURAL BAN han realizado comentarios y observaciones a los valores indicados, relativas a que no han sido tenidas en cuenta las planillas rectificativas de los datos informados mediante nota al Ente Regulador.

En los expedientes no consta ninguna documentación posterior del ENARGAS que responda a las Licenciatarias, ni otra información que modifique la situación descripta hasta esta instancia para el conjunto de las Licenciatarias, procediendo el Ente a publicar los valores de los índices grupos A y B indicados en la nota ENRG/GR/GAL 3388/01. Índice Global – Publicidad – Orden de Mérito.

- **Penalización por Incumplimientos**

La AGN menciona que:

Contrariamente a lo dispuesto en la Resolución 1192/99, en los Índices grupo A I y III y B V, el Ente no ha impuesto durante el ejercicio 2000 sanción alguna a las Licenciatarias que no alcanzaron los



niveles de referencia y no consta en los expedientes ninguna documentación que haga referencia a la adopción de medidas para el efectivo cumplimiento del indicador de las Licenciatarias, toda vez que ello incide en la calidad y seguridad del servicio prestado.

Durante el 2001, la Autoridad Regulatoria ha impuesto solamente una multa por incumplimiento de la Resolución 1192/99 a la Distribuidora de Gas Cuyana, de \$ 20.000 por haber distorsionado la información remitida durante el ejercicio 1999. Esa sanción, al 14 de diciembre de 2001 no se encontraba firme.

- **Verificación del Control de Calidad del Servicio Técnico, Operación y Mantenimiento**

Respecto de la verificación realizada por el ENARGAS, se expresa que “en el período comprendido entre el 31/12/97, final del sistema de control por inversiones obligatorias y la puesta en práctica del control por indicadores de calidad (06/09/99, Resolución 1192/99), el Ente no implementó una metodología de control sobre la calidad de servicio.

Asimismo se concluye que:

- El Ente no ha elaborado un manual de procedimientos que establezca las pautas rectoras a que debe someterse la metodología de control.
- No ha elaborado valores firmes para cada indicador en los plazos previstos en la Resolución 1192/99.
- El método de Control del Índice de Protección Catódica aparece desvirtuado en la implementación del Sistema.
- No determinó para el año 1999 el valor de IE (Índice de Auditorías de Enargas).
- No surge de la documentación relevada que el ENARGAS haya efectuado comprobaciones de las obras propuestas por las licenciatarias como mejora del índice de protección catódica declarado, ni análisis de la eventual razonabilidad de las mismas.
- La planificación de auditorías de medición de potenciales y verificación de obras no se cumplió durante el año 2000.
- -En las auditorías realizadas por el ENARGAS se observa que no se efectúa la lectura de potenciales con el mismo criterio denunciado por la licenciataria y en algunos casos se determinan o validan valores correspondientes a otros años.
- Se han advertido deficiencias formales en la tramitación de los expedientes administrativos.
- Se ha verificado que algunas licenciatarias no tienen acceso a sistemas y por ende no pueden leer los respectivos potenciales.

- **Auditoría de gestión y legalidad en el ente nacional regulador de gas, en relación al cumplimiento de las inversiones obligatorias correspondientes al año 1993.**

Al realizar los comentarios, observaciones y conclusiones la AGN afirma que:



El ENARGAS no ha aplicado el régimen sancionatorio legalmente incorporado a la ley del servicio de gas, en la creencia que la Administración cuenta con la facultad discrecional para hacerlo.

A esa omisión de fondo se agrega una procedimental que no ha sido clara, dado que no existe motivación que pueda justificar la voluntad de apartarse del régimen legal y eximir a los licenciatarios de la aplicación de la multa prevista por el marco regulatorio de la actividad.

El control del cumplimiento de las metas de las Inversiones Obligatorias por el ENARGAS no ha sido lo suficientemente eficaz en correspondencia con la importancia del tema y sus consecuencias futuras

La falta de eficacia quedó demostrada por la mora en establecer procedimientos de control y por la irregularidad en la aplicación del régimen de sanciones a las Licenciatarias por los incumplimientos constatados.

Las Licenciatarias no presentaron en tiempo y forma los Programas Detallados de Inversiones y Relevamientos correspondientes a la Categoría 1 para el año 1994; tampoco alcanzaron la totalidad de las metas establecidas en el Anexo L y ello no derivó en otras sanciones que habrían correspondido ser impuestas por el Ente Regulador.

El ENARGAS no ha sancionado a las Licenciatarias por los incumplimientos en el ámbito de las Inversiones Obligatorias para el año 1994, obrando en forma diferente a lo pautado en la normativa vigente.

La falta de un procedimiento para los Informes de las tareas de inspección y auditoría, sería una de las causas de disparidad de criterios en los resultados del Informe de la consultora, que a su vez dilataron la adopción de las medidas previstas en la Licencia.

El seguimiento y control de las Inversiones Obligatorias del año 1994, fundamentalmente las tareas de la firma inspectora auditora (BC Gas S.A.) fueron iniciadas tardíamente y con regular consistencia, *fundamentando el análisis en los informes suministrados por los propios controlados* (las Licenciatarias).

Al no fijar el Ente fecha para el cierre del ejercicio y como consecuencia de las dilaciones para considerar los descargos de las Licenciatarias, se generaron situaciones como la señalada en la Resolución 239/95, “.. la Licenciataria acredita haber concluido en el transcurso del presente año (1995) las correspondientes tareas, por lo que exigir el depósito en garantía carece de sentido práctico”, con lo que además de la posible improcedencia, se evidencia la extemporaneidad de algunas determinaciones adoptadas por el Ente Regulador.

- **Verificación acerca del control del Ente en relación al cumplimiento de las inversiones obligatorias y no obligatorias de las licenciatarias de distribución para el año 1996.**

La AGN manifiesta en su informe que “no se encontraron Actas de Inspección del personal del Ente que haya observado similares deficiencias como las relevadas por la Consultora contratada, que en su Informe observa incumplimientos en el control de pérdidas, en la adecuación a las Normas NAG-100 y en los métodos de evaluación de la protección catódica en las Licenciatarias. Además, al no haber informado a las Licenciatarias para que las subsanen, evidencia poca actividad en la inspección y control directo del Ente”.



Asimismo, manifiesta que “el Informe de Auditoría Técnica del ENARGAS para 1996, aunque denota mejoras en los procedimientos y análisis técnico, persiste en criterios evaluativos que llevan a confusión. En algún caso, observa, remarca y descuenta el monto por faltas o deficiencias y en otros, para la misma falta, no hace ninguna observación. En el período analizado, la Autoridad no imputó a ninguna de las Licenciatarias los incumplimientos detectados en las Inversiones Obligatorias del año 1996, ni aplicó las sanciones que les hubieren correspondido, de acuerdo al numeral 5.1. de las R.B.L”.

Por su parte en el Primer Informe, el ENARGAS informa: “Hubo 29 sanciones entre 1993 y 1999 por las obras del primer quinquenio: 10 en 1993, 5 en el 95, 2 en el 96, una en 1998 y 10 en 1999, encontrándose 9 de éstas y la de 1998 aún en trámite administrativo”.

AGN manifiesta que:

Al no haber elaborado el Ente una Base de Valores Unitarios para las provisiones y servicios de la Categoría 1, se hace prácticamente imposible analizar comparativamente la validez o razonabilidad de los montos presentados por las Licenciatarias. Más aún, los valores unitarios obtenidos presentan grandes dispersiones para el mismo tipo de provisión o servicio.

En las presentaciones de los presupuestos para cumplimentar las Inversiones del año 1996, las Licenciatarias incluyeron “rubros” y “gastos” que deberían haber sido cuestionados y valores poco razonables y, que antes de habilitar el inicio de dichas tareas y erogaciones por la falta de una aprobación previa por parte del Ente, este debería haber pedido mayores explicaciones y precisiones sobre dichos conceptos y gastos.

Por su parte el ENARGAS en el Primer Informe 1, bajo el título “Cumplimiento de las Inversiones obligatorias” afirma que: “El ENARGAS efectuó controles anuales de cumplimiento, tanto de las metas físicas como de las económicas”.

“El monto de inversiones a realizar por las licenciatarias entre 1993 y 1997 era de \$ 478,9 Millones y cada licenciataria concluyó invirtiendo más de lo estipulado, dando un total de 551,5 Millones erogados en obras”.

“Como resultado de la tarea realizada, surge que al final del quinquenio, las Licenciatarias han dado cumplimiento a las metas físicas y erogado los montos previstos, mereciendo todas ellas sanciones menores y cauciones dinerarias tendientes a lograr el cumplimiento”.

Las aparentes sobrevaluaciones de materiales y servicios, la inclusión presupuestaria de “Gastos Generales” no justificados, la falta de aprobación previa y de pedidos de aclaración y justificación a las Licenciatarias por parte del Ente, así como de valores unitarios razonables, denota un cumplimiento casi formal de la tarea de control no acorde a la importancia del tema.

En términos generales puede expresarse, de acuerdo con lo relevado para el período auditado, que persisten deficiencias ya señaladas en anteriores informes de esta Auditoría y acrecentado otras, como la falta de aprobaciones previas e imputaciones de faltas y sanciones a las Licenciatarias, *tal vez debido a la utilización errónea del criterio arbitral que presuntamente le facultaría el Marco Regulatorio*, cuando en dichos casos las implicancias podrían significar afectación a la seguridad y al patrimonio público como así también a los usuarios en general.



- **Verificación de la instrumentación del sistema de reclamos del usuario (Seguimiento del informe anterior de AGN aprobado por Resolución 118/96).**

Entre los principales comentarios, observaciones y conclusiones de la AGN se destacan los siguientes:

No se han considerado las recomendaciones efectuadas en la Res. 198/95 por esta AGN, permitiendo que las licenciatarias continúen sin dar cumplimiento a los plazos establecidos en la normativa vigente.

Se observan incrementos considerables en aquellos reclamos cuyos motivos ya habían sido resaltados por su significación, particularmente de la prestadora GAS NATURAL BAN S.A.

Existe hasta la fecha un vacío jurídico en referencia al tema CARGOS dado que aún no ha sido reglamentada ni incorporado al régimen sancionatorio previsto actualmente por el ENARGAS.

- **Verificación de los controles efectuados por el Ente Nacional Regulador del Gas en relación al transporte de gas natural.**

Se analizan algunas fallas en materia de accidentes y otras en materia de control de documentación y deficiencias en el relevamiento preventivo.

Al respecto se manifiesta que:

Calidad de Gas. No existen sistemas de verificación directa (del Ente a las Licenciatarias) tanto de la documentación, como del comportamiento de los equipos; y no se dispone de procedimientos metodológicos de muestreo y evaluación. Tampoco se realizan por parte del Ente contrastes independientes de los cromatógrafos utilizados por las Licenciatarias como equipos de medición.

Despacho de Gas. El Ente no establece claramente cómo dará continuidad al seguimiento del funcionamiento del sistema, ni cómo y cuándo realizará los análisis e implementación de las mejoras en el control del sistema. Tampoco se ha observado que el Ente haya previsto el seguimiento de las acciones de verificación del sistema de despacho fuera del período invernal.

Ejemplos de los asuntos que requieren mejoras en el control y cuya programación por parte del Ente no se ha constatado son: el estudio para el cálculo de los desbalances acumulados, criterios y procedimientos alternativos de control del sistema, bandas de tolerancia, mejora en el control de los cargadores directos. No se aprovechó el valioso avance realizado -en especial en el rubro "Monitoreo del Despacho"- durante el año 1995, en el que se contó con una consultora contratada, y no se garantizó la continuidad de la función del Ente como organismo normativo y de control, incluyendo su responsabilidad en la fijación de pautas.

- **Control y Verificación del Transporte de Gas Natural**

En el informe de auditoría se señala que es necesario establecer un nexo informático para auditar en tiempo real las operaciones del sistema.



En lo relativo al programa de inversiones obligatorias en el sector de transporte de gas, ser manifiesta la importancia de adecuarse al programa original exigiría al Ente impulsar las acciones necesarias para que las Licenciatarias cumplan este cometido, *así como realizar las inspecciones necesarias para evitar problemas de seguridad en el servicio.*

El debido resguardo al usuario en lo relativo a la calidad, exigiría al Ente contar con equipamientos de control y medición propios, así como para el contraste y homologación de los equipos de las licenciatarias.

- **Verificación de los controles efectuados por el Ente Nacional Regulador del Gas, sobre la ejecución de obras en la vía pública por parte de las empresas distribuidoras del servicio**

El informe de AGN señala que "El Ente pretende deslindar su responsabilidad de control en lo referido a la seguridad, aduciendo que es a las Licenciatarias y los Municipios a los que compete el control de la aplicación de esas normas. Sin embargo, según lo establecido en el cuadro VII-3 Funciones Principales de las Gerencias del ENARGAS del Informe Anual 1994, en la descripción de las funciones de la Gerencia de Transmisión y de la Gerencia de Distribución, es de destacar uno de sus puntos que dice: "Inspeccionar las instalaciones y las obras en curso, verificar el cumplimiento del Reglamento de Servicio y las Normas de Seguridad, detectar infracciones y proponer al Directorio la aplicación de sanciones".

Por lo expuesto, se deduce que el control del cumplimiento en la aplicación de la normativa vigente por parte de las Licenciatarias, contratistas y subcontratistas, y el grado de seguridad con que trabajan es responsabilidad directa del ENARGAS, así se superponga dicho control con el que pueda llevar a cabo cada Municipio en particular y las Licenciatarias.

- **Verificación de la instrumentación del sistema de reclamos de usuarios (Seguimiento del informe anterior aprobado por Resolución 118/96)**

Período Año 1996

La AGN advierte que no se han considerado las recomendaciones efectuadas en la Res. 198/95 AGN, permitiendo que las licenciatarias continúen sin dar cumplimiento a los plazos establecidos en la normativa vigente

Se observan incrementos considerables en aquellos reclamos cuyos motivos ya habían sido resaltados por su significación en el informe aprobado por Resolución 198/95, particularmente de la prestadora Gas Natural BAN S.A.

Existe hasta la fecha un vacío jurídico en referencia al tema CARGOS, dado que la aplicación del mismo aún no ha sido reglamentada ni incorporado al régimen sancionatorio previsto actualmente por el ENARGAS.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

- **Seguimiento de las recomendaciones realizadas en un informe anterior sobre lectura, facturación y reclamos de usuarios de la empresa METROGAS**

En su informe la AGN concluye que el Ente cumplió con lo recomendado por la Auditoría.

Se aclara que el Ente realizó un control de facturación sobre el final del año 1994 culminándolo en enero del año siguiente.

En lo que respecta a la facturación de Metrogas no se abre juicio porque no fue posible verificar la información relevada en el Ente ante la imposibilidad de acceder a Metrogas por su negativa.

Mientras que en Gas Natural BAN y de acuerdo al relevamiento realizado por esta auditoría, se puede afirmar que la facturación estimada es casi nula (no supera el 4 % en ninguno de los tres turnos relevados); el porcentaje de estimaciones injustificadas no excede en ninguno de los tres turnos relevados el 0,3 % de la clientela.



15. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LA INFORMACIÓN APORTADA POR LAS EMPRESAS A LA UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN DE CONTRATOS

15.1 LAS EMPRESAS APORTARON A LA EX COMISIÓN DE RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS INFORMACIÓN DE TODO TIPO SEGÚN SE LES SOLICITARA, LA CUAL OBRA EN LOS EXPEDIENTES RESPECTIVOS.

La información fue presentada en abril de 2002 a requerimiento de la Comisión, luego actualizada en dos oportunidades; en octubre, con motivo de que el ENARGAS realizaría una audiencia pública en relación al ajuste de tarifas, y en diciembre de 2002, cuando se formalizó el procedimiento de Documento en Consulta.

Toda esta información está a disposición de la UNIREN, continuadora de la Comisión de Renegociación de los Contratos. Por otra parte, se cuenta también con los balances presentados por las compañías en estos años.

15.1.1 PERFORMANCE DE LAS EMPRESAS EN LOS 9 AÑOS ENTRE 1993 Y 2001

- **La Industria del Gas privatizada**

Las diez empresas de gas (excluimos Gasnea, que está en desarrollo) facturaron en conjunto \$ 24.979 Millones (\$ 2775 en promedio por año), tuvieron utilidades por \$ 3,868 Millones (15,5%) y repartieron dividendos por \$ 3.131 Millones, un 81% de lo que ganaron. Reinvertieron, por lo tanto, el 19% restante, unos \$ 736 Millones en 9 años.

Habían pagado inicialmente por el 73,7% del capital accionario de las empresas \$ 2.201 Millones (20% menos que un año de ventas). Recibieron en diciembre de 1992 deudas transferidas por \$ 730 Millones.

Invirtieron en mejoras, mantenimiento y expansiones \$ 4.052 Millones y al llegar a diciembre de 2001 tenían deudas financieras en dólares por 2.553 Millones, un 63% de lo invertido. Por otra parte, realizaron amortizaciones de sus bienes de uso por otros \$ 1650 Millones, que es el 41% del total de las inversiones.

Se puede construir un cuadro con estas cifras en Millones de pesos:



	Inversiones en Activos	4.052
menos	Amortizaciones	1.650
más	Deuda asumida	730
	Total	3.132

	Reinversiones	736
más	Deudas en dólares al 2001	2.553
	Total	3.289

- **Inversiones Obligatorias**

Las inversiones obligatorias que las empresas asumieron en 1992, por contrato, fueron de \$ 489 Millones, para ser realizadas en los primeros 5 años. En esos años, en conjunto, las inversiones en obras obligatorias fueron de \$ 510 Millones y el total invertido en esas y otras obras, durante esos años, de \$ 2.460 Millones, a un ritmo de \$ 492 Millones por año.

- **Crecimientos entre 1993 y el 2001**

Los hogares atendidos por las distribuidoras en 1993 eran 4.351.000 y en 2001 5.754.000, con un crecimiento del 32% (un millón cuatrocientos mil hogares), sirviendo aproximadamente al 60% de los habitantes del país.

Las entregas de gas entre 1993 y 2001 aumentaron de 59,4 Millones de m³/día como promedio diario a 78,7, un 33%. Los kilómetros de redes se expandieron de 66.766 a 107.516, agregándose 40.750 kms, un 61%.

En cuanto al transporte de gas, la cantidad de gas inyectado a los gasoductos creció de 62,15 Millones de m³/día en 1993 a 90,89 Millones en 2001, un 46%. La capacidad de transporte de los gasoductos troncales fue expandida de 67,4 Millones de m³/día en el 93 a 120,8 Millones en el 2001, un 79%. TGS expandió la suya en un 55% y TGN en un 121%, para dar servicio a clientes directos y a los contratos de exportación fundamentalmente.

Los kms de gasoductos crecieron un 19%, de 10.713 a 12.800 y la capacidad de compresión un 53%, de 547 mil HP a 839 mil en el 2001.



- **Datos del mercado** (Fuente: ENARGAS)

La inyección de gas creció el 48% entre 1993 y el 2001, con un crecimiento anual del 5,3%, siendo la cuenca Noroeste (Salta) la de mayor crecimiento, con un 65%. La inyección en 2001 de la cuenca neuquina fue el 55% del total, mientras en 1993 era de casi el 60%.

Crecimiento 1993 al 2001	1993	2001	Aumento	% año 2001	Crecimiento Anual
Cuenca neuquina	37.049	52.285	41.1%	55.1%	4.6%
Cuenca austral	14.594	19.881	36.2%	20.9%	4.0%
Cuenca noroeste	10.508	17.291	64.6%	18.2%	7.2%
Gas distribuido fuera del sistema	2.119	2.836	33.8%	3.0%	3.8%
Usinas fuera del sistema de gasoductos	0	2.641		2.8%	
Total (incluye exportación)	64.270	94.934	47.7%	100.0%	5.3%

El volumen máximo inyectado en un día, en 1993, fue de 71 Millones de m³. En el 2001, ese volumen fue de 116 Millones, con un salto del 63%.

En las entregas por tipo de cliente todos crecen, pero las estaciones de GNC y las centrales eléctricas son las de mayor incremento. En el 2001 los clientes pequeños son el 36% del total y las industrias y usinas el 64%.

Gas entregado por tipo de cliente Millones3/día	1993	2001	aumento	% en 2001	% en 1993
Residenciales	15.445	18.403	19.2%	23.3%	26.0%
Comerciales	2.375	2.762	16.3%	3.5%	4.0%
Industrias	21.225	26.546	25.1%	33.6%	35.7%
Centrales eléctricas	15.882	24.377	53.5%	30.8%	26.7%
GNC	2.084	5.070	143.3%	6.4%	3.5%
Otros	2.424	1.880	-22.4%	2.4%	4.1%
Total	59.435	79.038	33.0%	100.0%	100.0%



En 1992 el 92% del gas era entregado por las distribuidoras, reduciéndose esto a menos del 50% en el 2001 (del total, excluidas exportaciones), cuando un 33% son entregas a clientes que compran el gas directamente y un 17% son entregas directas que no utilizan los servicios de las distribuidoras.

Según modalidad de entrega Miles de m ³ /día	1993	2001	aumento	% en 2001	% en 1993
Por las distribuidoras	54.812	39.239	-28.4%	49.6%	92.2%
By pass comercial	914	26.079	2753.3%	33.0%	1.5%
By pass físico	496	7.445	1401.0%	9.4%	0.8%
En Cerri	3.211	3.634	13.2%	4.6%	5.4%
En "boca de pozo"		2.641		3.3%	
Total	59.433	79.038	33.0%	100.0%	100.0%

Las restricciones de gas de cada año fueron en 1993 de 21,4 millones, el 36% del gas entregado como promedio de los meses pico de julio y agosto. En el 2001, las restricciones fueron de 1,5 millones, sólo el 2% de las entregas diarias, 18 veces menos que en el 93. Las temperaturas medias fueron de 11,3 °C en el 93 y de 12,9 en el 2001.

No hace falta aclarar que estas restricciones se refieren a cortes programados de clientes que tienen contratos "interrumpibles", cuya característica es que son pasibles de interrupciones.

– **Precio del gas** (Fuente: ENARGAS)

En relación al precio del gas por cuenca, que fue libre entre 1994 y el 2001 inclusive, los precios se alinearon según su distancia y el costo de transporte al centro consumidor de Buenos Aires. El gas de Neuquen resulta más alto que el resto. En la cuenca salteña el precio en el 2001 era del 87% de aquél y en la Austral del 73% el de verano y del 70% el de invierno.

El precio de Neuquen había aumentado un 41% en el invierno del 2001 con respecto al precio fijado en el momento de la privatización, que era de 35,80 \$/1000m³, trepando a 50,6 \$/1000m³. El de la cuenca Noroeste había aumentado el 23%, llegando a 45,87 \$/1000m³ y el de la cuenca Austral se redujo un 0,5%, quedando a 35,60.

El precio del gas para las distribuidoras es un promedio de los precios de cuencas de donde compran gas, lo que a su vez depende de los contratos de transporte que tengan a través de los gasoductos troncales.



TGN opera desde la cuenca salteña con el gasoducto Norte y de NQN con el Centro Oeste, que va por Cuyo y sur de Córdoba hasta Rosario, donde se une con el del Norte. Desde allí hasta el anillo de Buenos Aires tiene dos gasoductos paralelos. Pertenece a TGN el gasoducto que, desde Rosario –San Lorenzo- llega hasta la ciudad de Santa Fe. A unos 100 km de Rosario, este gasoducto desvía y cruza debajo del río Paraná y, con base en Aldea Brasileira –cerca de la ciudad de Paraná-, entrega gas por diversos conductos, que no son de TGN, a la provincia de Entre Ríos, al Brasil y al Uruguay.

TGS opera el gasoducto San Martín desde Tierra del Fuego –San Sebastián- y desde NQN los Neuba I y II hasta Cerri, en las proximidades de Bahía Blanca. Desde allí, por distintas rutas que atraviesan la provincia de Buenos Aires, llegan 3 gasoductos llamados “tramos finales” hasta el anillo de alta presión de Buenos Aires, operado por TGS. TGS es propietaria del gasoducto de enlace entre el anillo de Bs As y Punta Lara, desde donde se inyecta gas al Uruguay a través de un gasoducto –el Cruz del Sur- que va bajo el lecho del Río de la Plata.

Metrogas y Gas Natural BAN compran a las dos transportadoras. Litoral Gas, ECOGAS Centro, Camuzzi Pampeana y Camuzzi Sur reciben de cuencas diferentes de un solo transportista y ECOGAS Cuyana y Gasnor de una única cuenca (respectivamente de NQN y Salta)

El costo de transporte de estas dos últimas y de Camuzzi Sur es muy pequeño, por su cercanía con los yacimientos. El más alto es el que pagan Metrogas y GAS NATURAL BAN sobre todo por lo que reciben del gasoducto San Martín, que se compensa con el menor precio del gas.

– **Producción y consumo de gas** (Fuente: ENARGAS)

En el 2001 se produjeron 45912,5 Millones de m³ de gas en la Argentina (no hubo importación), o sea unos 125 Millones de m³ diarios. Esa producción se repartió de la siguiente manera (en millones):

3.167	7%	Se reinyectaron en yacimientos.
3.707	8%	Se consumieron como combustible en los yacimientos.
1.252	3%	En stock en plantas y gasoductos.
640	1,4%	Fueron venteados
37.144	81%	101,7 millones m ³ /día entregados al mercado.
31.090	68%	85,2 millones m ³ /día se entregaron al mercado interno, incluidos 964 a usinas directas.
6.050	13%	16,6 millones m ³ /día fueron para exportación, 2666 directamente y 3384 por TGN.



En total ingresaron al sistema de gasoductos 33.687 millones de m³ (un 73% de la producción) y se entregaron 31.838 millones. La diferencia son pérdidas en el sistema de transporte: consumidos en las plantas compresoras, pérdidas y gas no contabilizado (pérdidas no identificadas) y desbalances, reinyecciones y diferencias de line-pack, en total un 4% de la producción.

Del total entregado al sistema, 3.384 millones de m³ (7%), 9,27 millones m³/día, se exportaron a través de TGN, 2.717 millones (6%) los entregaron las transportadoras a industrias (820) y a usinas (1.900) que reciben sin usar instalaciones de las distribuidoras, 1.326 (3%) quedaron en Cerri como consumo en planta y líquidos extraídos y 23.841 (52%) los entregaron las distribuidoras a sus clientes.

Las entregas a usinas en boca de pozo y las exportaciones directas desde yacimientos sumaron 3.631 millones de m³, un 7,9% del total de la producción anual.

– **Las empresas transportadoras**

	Millones	TGS	TGN
Facturaron en estos 9 años	5.350	3.667	1.683
Tuvieron utilidades por	1.829	1.415	414
Repartieron dividendos por	1.339	1.171	168
		82.8%	40.6%
Reinvertieron utilidades por	490	244	246
		17%	59%

Mostrando dos actitudes diferentes respecto de la distribución de dividendos. Los altos ingresos de TGS se deben a que el 62% de sus ventas se entregan en Bs As, con la tarifa más alta de transporte y otro 22% en la provincia de Bs As. TGN tiene sus ventas mucho más repartidas. Sólo el 21% en Bs. As., el 46% en Litoral Gas y ECOGAS Centro y el 33% en zonas adyacentes a yacimientos, con tarifas mínimas.

Habían pagado por el 70% de los paquetes accionarios 561 y 248 Millones.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

	Millones	TGS	TGN
Las inversiones en activos físicos	2159,2	1219,9	939,3
La deuda en dólares al 2001	1535,8	944,4	591,4
		77%	63%
Sus amortizaciones	569		
	26% del total invertido.		

– **Las Distribuidoras**

Las 8 distribuidoras facturaron en estos años \$ 19.629 Millones, con \$ 2.039 Millones de utilidades (10,4% anual sobre ventas) y repartieron dividendos por \$ 1.792 Millones, un 88%. La reinversión de utilidades fue de \$ 246 Millones, el 12% de las ganancias.

Habían pagado por el 77,3% de las acciones de las empresas \$ 1.392 Millones.

Invirtieron en bienes de uso del sistema unos \$ 1.893 Millones y debían al 31-12-2001 \$ 1.018 Millones de dólares por préstamos financieros, un 54% de lo que invirtieron.



15.1.2 LOS NÚMEROS DE LAS LICENCIATARIAS

– Las Transportadoras

RESUMEN DE LAS TGS y TGN - 1993-2001 En Millones de pesos				
Acumulado 1993-2001 - 9 años	TGS	%s/ ventas	TGN	%s/ ventas
Facturación acumulada	3.667	100.0%	1.683	100.0%
Utilidad neta	1.415	38.6%	414	24.6%
Dividendos pagados	1.171	31.9%	168	10.0%
% dividendos/ utilidad neta	82.8%		40.6%	
Reinversión (utilidades – dividendos)	244	6.7%	246	14.6%
Precio pagado por el accionista	561	15.3%	248	14.7%
Precio pagado / facturación año promedio	138%		133%	
Valor de las compañías según pago inicial	801	21.9%	354	21.1%
Deuda inicial transferida	395		70	
participación de los accionistas	70%		70%	
Dividendos anuales sobre pago inicial	16.2%		5.3%	
Inversiones en activos fijos	1,219.9	33.3%	939.3	55.8%
Deuda financiera en dólares a dic 2001	944.4		591.4	
Deudas/ inversiones en BdeU	77.4%		63.0%	
Pago inicial + deuda transferida + inversiones	2,176		1,257	
Pago inicial + deuda transferida + reinversión	1,200		564	
Reducción tarifas RQT I (1998)	6.4%		5.8%	
Facturación y margen de distribución 2001	381.7	100.0%	345.8	100.0%
Utilidad neta promedio 93 - 01	157.2	41.2%	46.0	13.3%
Dividendos pagados promedio	130.1	34.1%	18.7	5.4%
Precio pagado por el accionista	561.0	147.0%	248.0	71.7%
Amortizaciones 93 -2001	355.6		213.7	



– Las Distribuidoras

RESUMEN DE METROGAS Y GAS NATURAL BAN - 1993-2001 (En Millones de pesos)				
Acumulado 1993-2001 - 9 años	METRO	%s/ ventas	BAN	%s/ ventas
Facturación acumulada	6,155	100.0%	3,599	100.0%
Utilidad neta	412	6.7%	404	11.2%
Dividendos pagados	399	6.5%	373	10.4%
% dividendos/ utilidad neta	97%		92%	
Reinversión (utilidades - dividendos)	13	0.2%	31	0.9%
Precio pagado por el accionista	362	5.9%	189	5.3%
Precio pagado / facturación año promedio	53%		47%	
Valor de las compañías según pago inicial	517	8.4%	270	7.5%
Deuda inicial transferida	110		70	
Participación de los accionistas	70%		70%	
Dividendos anuales sobre pago inicial	8.6%		15%	
Inversiones en activos fijos	530.6	8.6%	419	11.6%
Deuda financiera en dólares a dic 2001	420.8	61.5%	226	56.5%
Deudas/ inversiones en BdeU	79%		54%	
Pago inicial + deuda transferida + inversiones	1,003		678	
Pago inicial + deuda transferida + reinversión	485		290	
Reducción tarifas RQT I (1998)	4.7%		5%	
Facturación y margen de distribución 2001	207.4	100.0%	166	100.0%
Utilidad neta promedio 93 - 01	45.8	22.1%	45	27.0%
Dividendos pagados promedio	44.4	21.4%	41	25.0%
Precio pagado por el accionista	362.0	174.5%	189	113.8%
% margen 2001 vs facturación promedio	30.3%		41.5%	
Amortizaciones 93 –2001	268.6		233	



RESUMEN DE CAMUZZI PAMPEANA y SUR - 1993-2001 (En Millones de pesos)				
Acumulado 1993-2001 - 9 años	PAMPEANA	%s/ ventas	SUR	%s/ ventas
Facturación acumulada	3,156	100.0%	1,885	100.0%
Utilidad neta	321	10.2%	217	11.5%
Dividendos pagados	228	7.2%	179	9.5%
% dividendos/ utilidad neta	71%		82%	
Reinversión (utilidades - dividendos)	94	3.0%	38	2.0%
Precio pagado por el accionista	235	7.4%	138	7.3%
Precio pagado / facturación año promedio	67%		66%	
Valor de las compañías según pago inicial	336	10.6%	154	8.1%
Deuda inicial transferida	25		5	
Participación de los accionistas	70%	luego 86.03%	1	
Dividendos anuales sobre pago inicial	8%		13%	
Inversiones en activos fijos	337	10.7%	196	10.4%
Deuda financiera en dólares a dic 2001	102	29.2%	102	48.7%
Deudas/ inversiones en BdeU	30%		52%	
Pago inicial + deuda transferida + inversiones	597		339	
Pago inicial + deuda transferida + reinversión	354		182	
Reducción tarifas RQT I (1998)	5%		5%	
Facturación y margen de distribución 2001	115	100.0%	91	100.0%
Utilidad neta promedio 93 – 01	36	31.0%	24	26.5%
Dividendos pagados promedio	25	22.0%	20	21.8%
Precio pagado por el accionista	235	204.2%	138	151.9%
% margen 2001 vs facturación promedio	32.8%		43.4%	
Amortizaciones 93 –2001	184		95	



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

RESUMEN DE ECOGAS CENTRO Y CUYANA - 1993-2001 (En Millones de pesos)				
Acumulado 1993-2001 - 9 años	CENTRO	%s/ ventas	CUYANA	%s/ ventas
Facturación acumulada	1304	100.0%	1125	100.0%
Utilidad neta	185	14.2%	203.9	18.1%
Dividendos pagados	169	13.0%	176	15.6%
% dividendos/ utilidad neta	91.6%		86.3%	
Reinversión (utilidades - dividendos)	16	1.2%	27.9	2.5%
Precio pagado por el accionista	145	100.1%	122	97.6%
Precio pagado / facturación año promedio	100.1%		97.6%	
Valor de las compañías según pago inicial	161	12.4%	203	18.1%
Deuda inicial transferida	30			
Participación de los accionistas	90%		60%	
Dividendos anuales sobre pago inicial	11.7%		9.6%	
Inversiones en activos fijos	85	6.5%	108	9.6%
Deuda financiera en dólares a dic 2001	38	26.2%	31.456	25.2%
Deudas/ inversiones en BdeU	44.5%		29.1%	
Pago inicial + deuda transferida + inversiones	260		230	
Pago inicial + deuda transferida + reinversión	191		150	
Reducción tarifas RQT I (1998)	4.7%		4.8%	
Facturación y margen de distribución 2001	65	100.0%	63	100.0%
Utilidad neta promedio 93 - 01	21	31.4%	23	35.8%
Dividendos pagados promedio	19	28.7%	20	30.9%
Precio pagado por el accionista	145	221.7%	122	192.9%
% margen 2001 vs facturación promedio	45.1%		50.6%	
Amortizaciones 93 -2001	63		71	



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

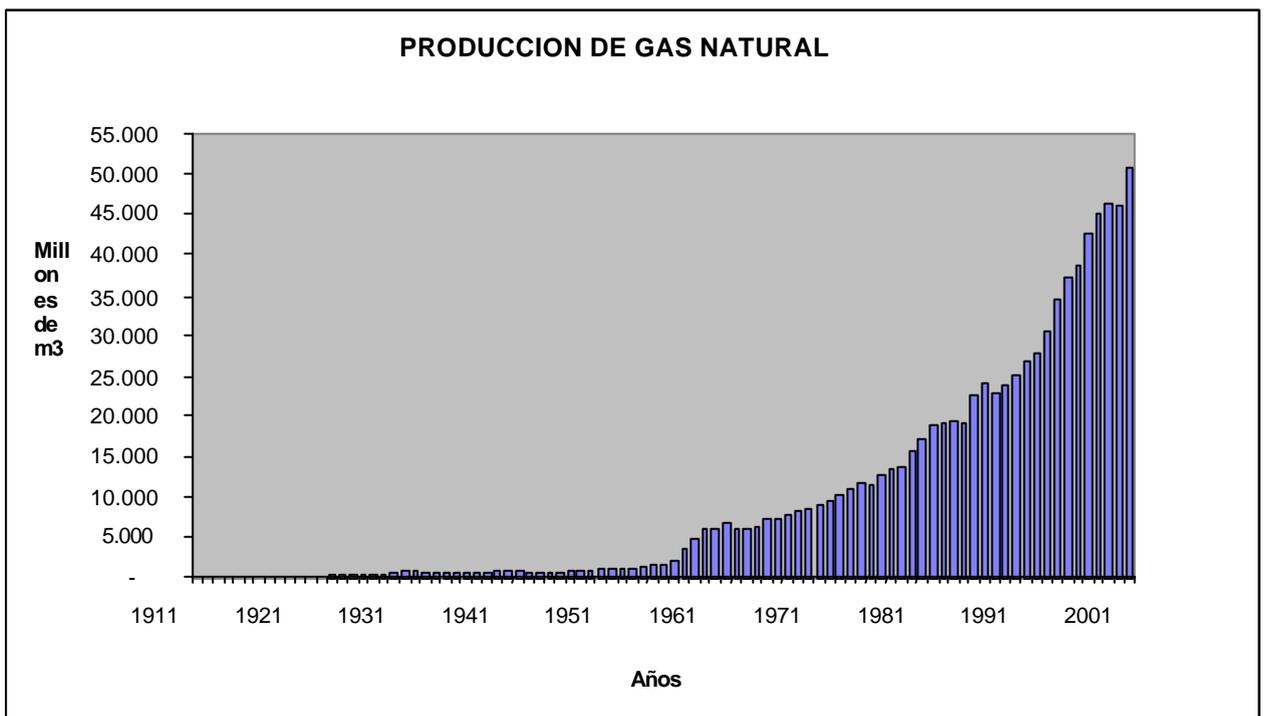
RESUMEN DE LITORAL GAS y GASNOR - 1993-2001 (En Millones de pesos)				
Acumulado 1993-2001 - 9 años	LITORAL	%s/ ventas	GASNOR	%s/ ventas
Facturación acumulada	1606.4	100.0%	798.7	100.0%
Utilidad neta	180.8	11.3%	114.9	14.4%
Dividendos pagados	160.2	10.0%	108	13.5%
% dividendos/ utilidad neta	88.6%		94.0%	
Reinversión (utilidades - dividendos)	20.6	1.3%	6.9	0.9%
Precio pagado por el accionista	117	65.6%	84	94.7%
Precio pagado / facturación año promedio	65.6%		94.7%	
Valor de las compañías según pago inicial	130	8.1%	93	11.7%
Deuda inicial transferida	25			
Participación de los accionistas	90%		90%	hoy 100%
Dividendos anuales sobre pago inicial	13.7%	11.3%	12.9%	
Inversiones en activos fijos	127	7.9%	90	11.3%
Deuda financiera en dólares a dic 2001	21.25	11.9%	76	85.2%
Deudas/ inversiones en BdeU	16.7%		84.0%	
Pago inicial + deuda transferida + inversiones	269		174	
Pago inicial + deuda transferida + reinversión	163		91	
Reducción tarifas RQT I (1998)	4.7%		4.4%	
Facturación y margen de distribución 2001	59	100.0%	41	100.0%
Utilidad neta promedio 93 - 01	20	33.9%	13	30.8%
Dividendos pagados promedio	18	30.1%	12	29.0%
Precio pagado por el accionista	117	197.5%	84	202.7%
% margen 2001 vs facturación promedio	33.2%		46.7%	
Amortizaciones 93 -2001	112		57	



15.2 EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y DEMANDA: **MERCADO DE GAS NATURAL**

15.2.1 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

En la República Argentina se inició la extracción de gas natural en el año 1913, especialmente asociado a la explotación petrolera. Esto significa que, inicialmente, el gas fluía naturalmente al extraer petróleo. Recién en el año 1949 se inaugura el primer gasoducto que transportaría el gas hacia la Provincia de Buenos Aires y la Capital Federal, con lo cuál, el consumo inició un rápido crecimiento. Posteriormente, se fueron construyendo los gasoductos troncales que continúan prestando sus servicios hasta el día de hoy.

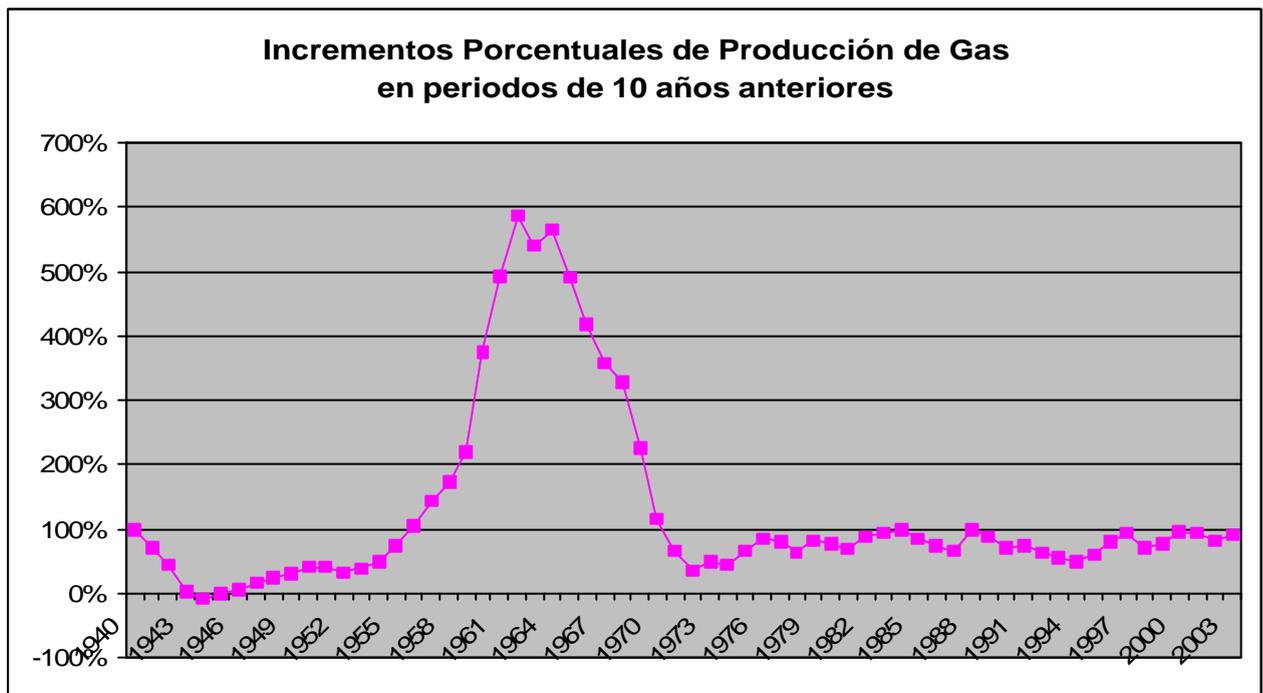


La producción de gas natural creció un 83% en la década del '70, un 89% en la década del '80 y un 75% en la década del '90 (se consideran los periodos 1970-1979, 1980-1989 y 1990-1999). Si se considera la etapa 1993-2002, el crecimiento fue del 82%, a lo que se debería sumar un 10% de incremento en la producción en 2003. La caída de la producción durante el 2002 es del 0,2% con respecto al 2001. El ritmo de crecimiento de la producción en el período 1993-2003 es del 6,5% por año.

El siguiente gráfico muestra la evolución por períodos de 10 años anteriores de la producción. Allí se puede observar que el mayor crecimiento porcentual se dio en los años 1950 a 1968, durante la



construcción de los primeros gasoductos que transportaron el gas hacia la Provincia de Buenos Aires y la Capital Federal. A partir de allí los crecimientos varían entre un 50% y 100% por década.

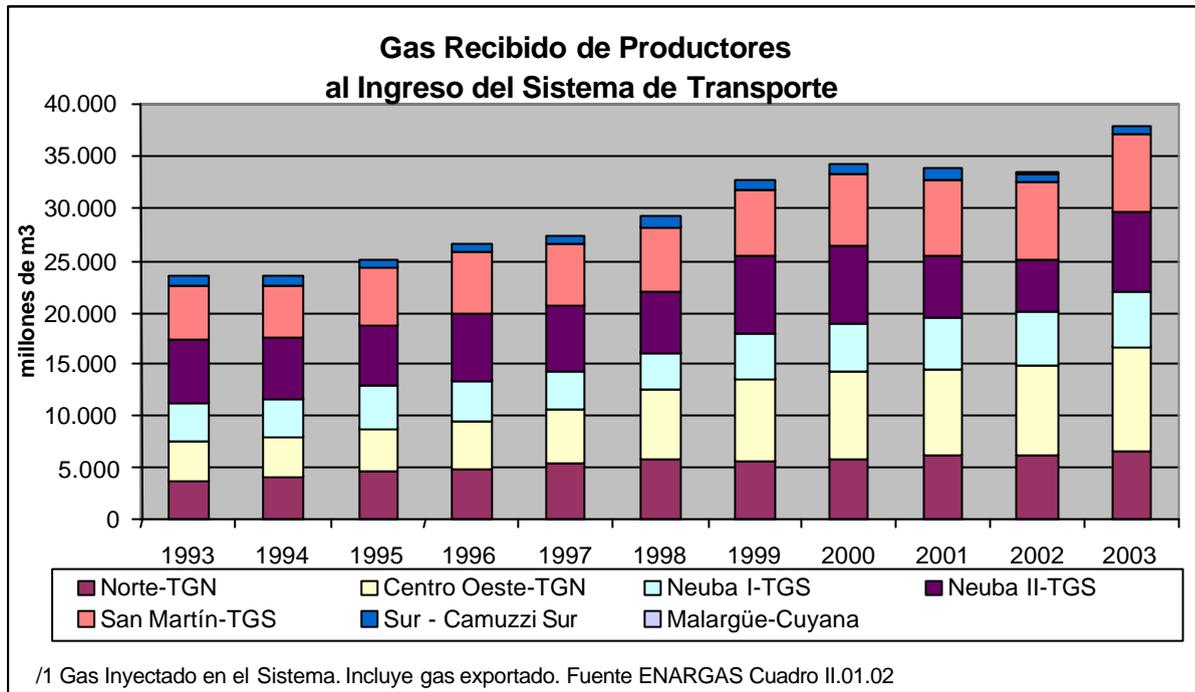


Ahora bien, en la década pasada se inauguraron una serie de gasoductos destinados a la exportación (Metanex PA, Metanex YPF, Metanex SIP, Atacama, Pacífico, Gas Andes, Norandino, Uruguayana, Petrouuguay y Cruz del Sur), que transportan gas a Chile, Brasil y Uruguay.

Si se considera solamente el gas producido para consumo interno, el crecimiento de la producción en la década del '90 es de 58% y en la etapa 1993-2002, también 58%.

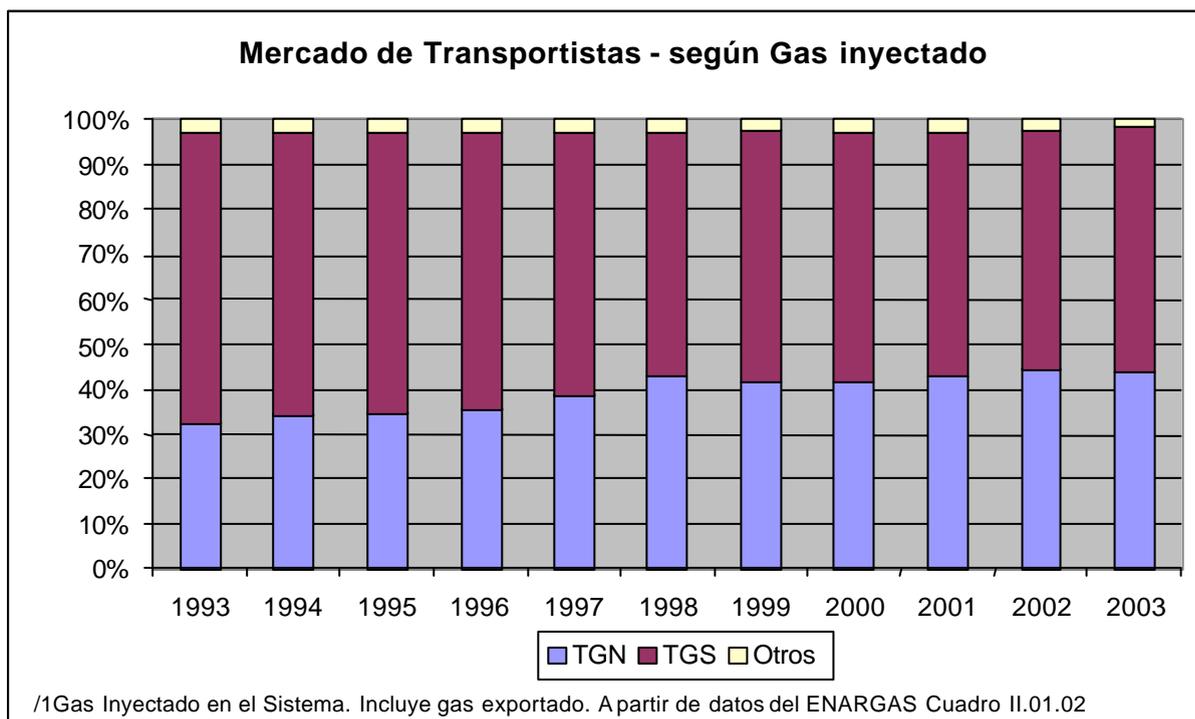
15.2.2 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN LA ARGENTINA

En primer lugar, se muestra la evolución de la demanda total del sistema, excluyendo los consumos directos de yacimientos (internos y exportación). El crecimiento observado es del 61% desde 1993 hasta 2003, es decir, 4,9% anual acumulativo.



La caída en la inyección de los años 2001 y 2002 fue del 1,8% y 1,2% con respecto al año anterior y del 3% si se compara el año 2002 con el año 2000. El incremento registrado en 2003 refleja un aumento del 13,6% con respecto al 2002 y del 10% si se lo compara con el 2000.

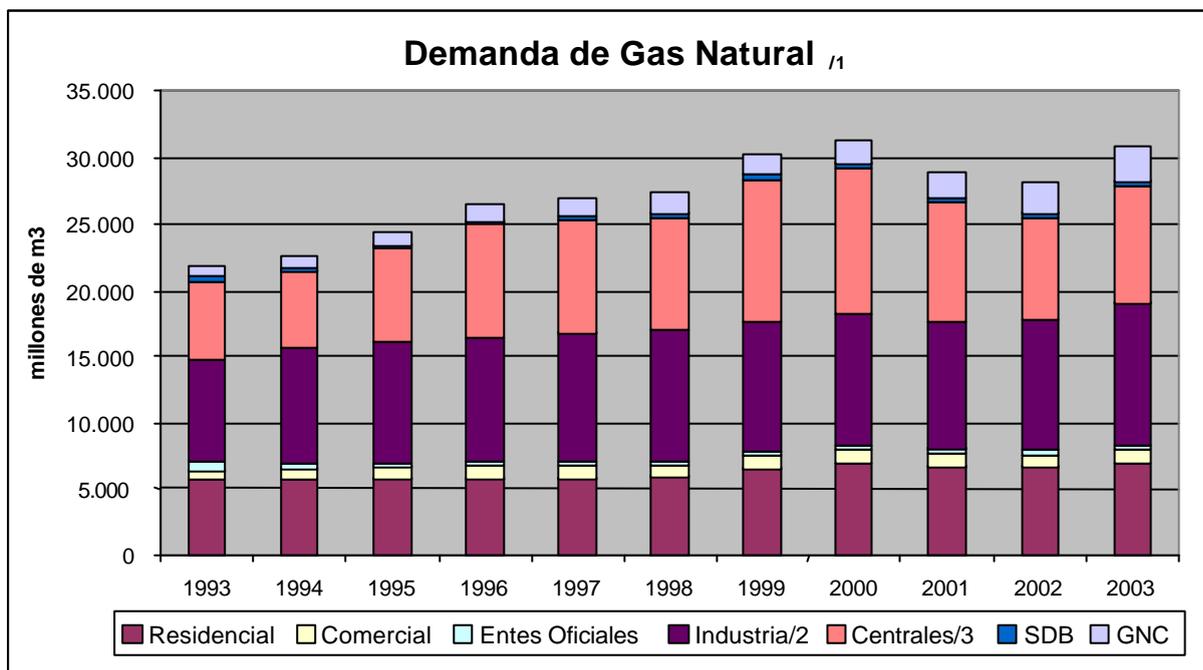
A partir de los datos anteriores se puede inferir la participación de las 2 transportistas (TGN y TGS) del total de gas transportado hacia el mercado interno y externo.





Es destacable el incremento de la participación en el mercado de TGN, que creció un 36%, llegando al 44% del mercado en 2003.

La demanda de Gas Natural por parte de usuarios nacionales (incluyendo los consumos en boca de pozo) creció desde 1993 hasta 2003 un 41%, aún considerando la fuerte disminución de la demanda producida durante el año 2001 y 2002 (8% y 3% comparando 2000/2001 y 2001/2002, respectivamente).



¹ Total gas entregado a usuarios finales (incluye usuarios de distribución, by pass comercial, by pass físicos, RTP Cerri y usuarios en boca de pozo), no incluye otras plantas de separación de líquidos ni exportaciones.

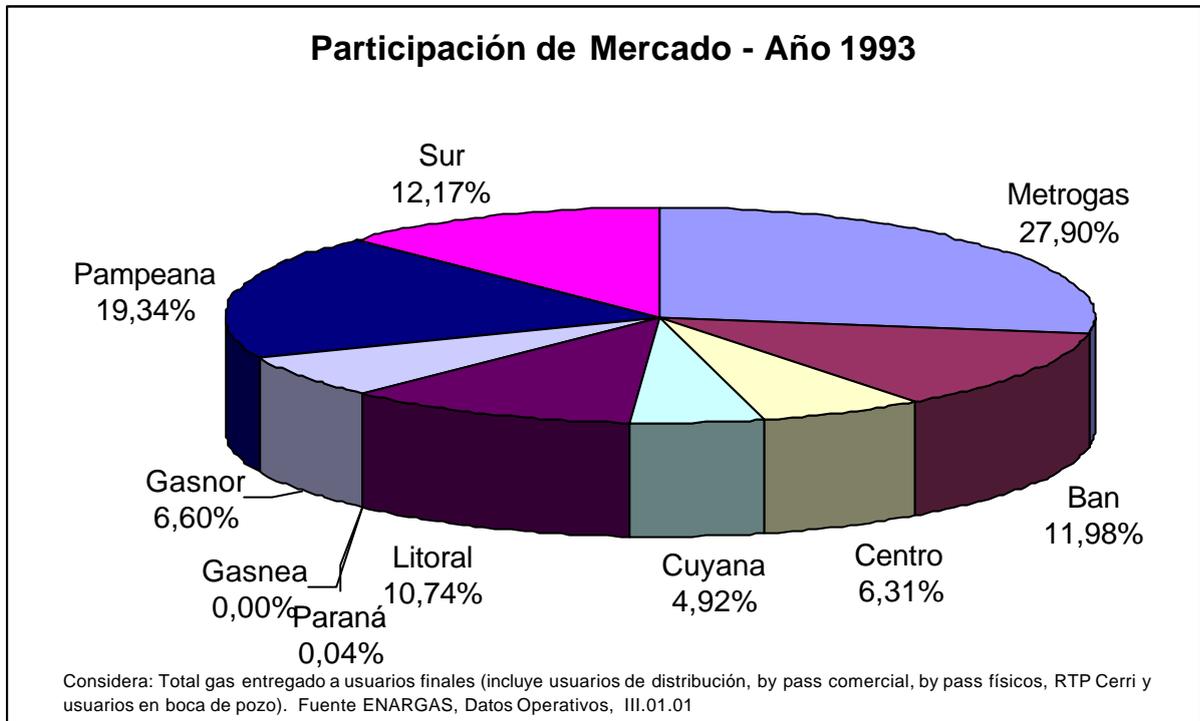
² Incluye RTP-Cerri

³ Incluye consumos de gas en boca de pozo.

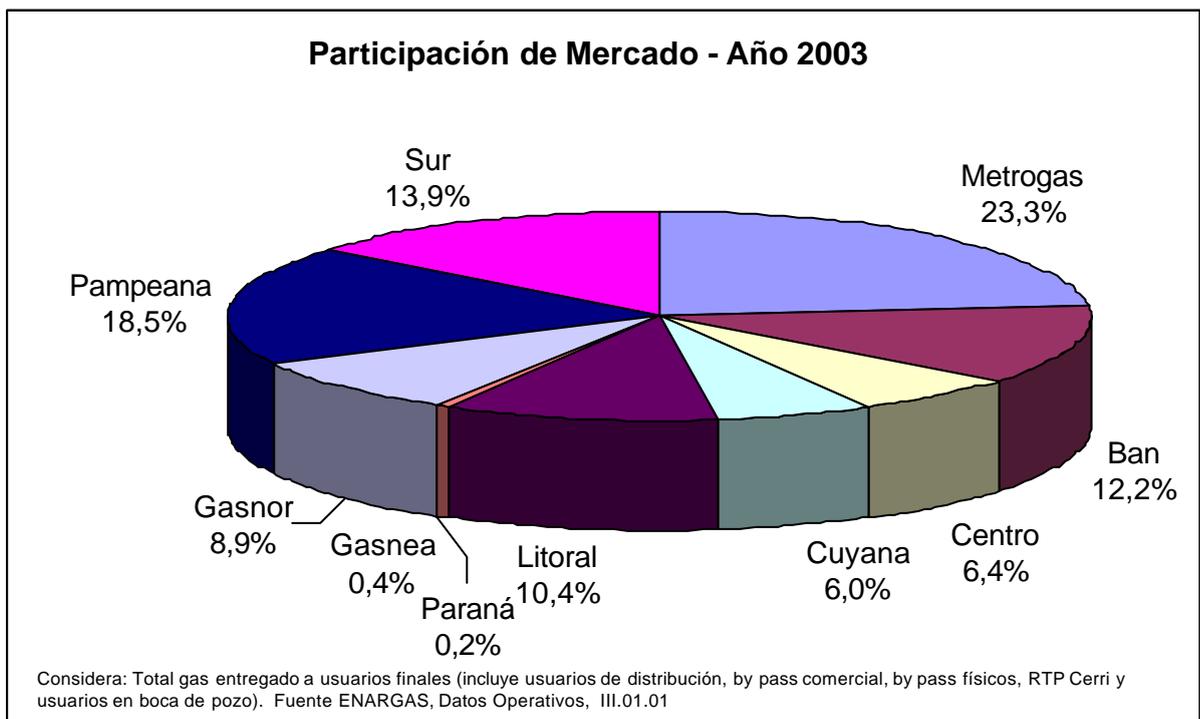
FUENTE: ENARGAS, en base a datos de las Licenciatarias de Gas y Usuarios en boca de pozo. Cuadro III.02

Sin embargo, la demanda a las 9 Distribuidoras de Gas Natural en la Argentina durante el período de operación de las licenciatarias privadas tuvo un crecimiento de aproximadamente un 26%, durante el período 1993-2003. Esta diferencia (unos 5.2 Millones de m³) se debe básicamente a consumos en plantas que se conectan directamente a los yacimientos o a las redes de transporte y que no son clientes de las empresas distribuidoras.

La participación en el mercado de cada una de Licenciatarias, al año de iniciar sus operaciones, posicionaba a Metrogas en la primera posición, seguida por Camuzzi Pampeana, Camuzzi Sur y Gas Natural BAN.



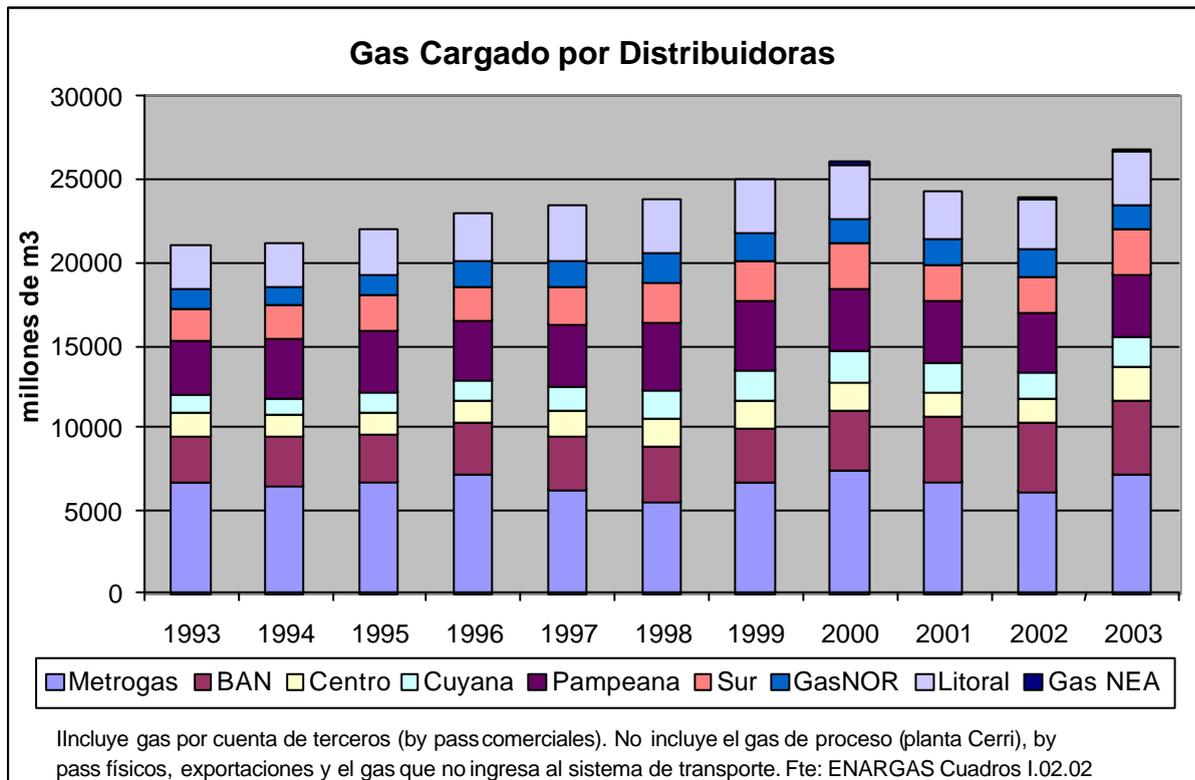
Actualmente, el líder del mercado en ventas continúa siendo Metrogas con una participación del 23% en las ventas totales. Y le siguen Camuzzi Pampeana con un 18% y Camuzzi Sur con 14%. Se puede notar lo estático de las posiciones de liderazgo, pero su menor participación porcentual.





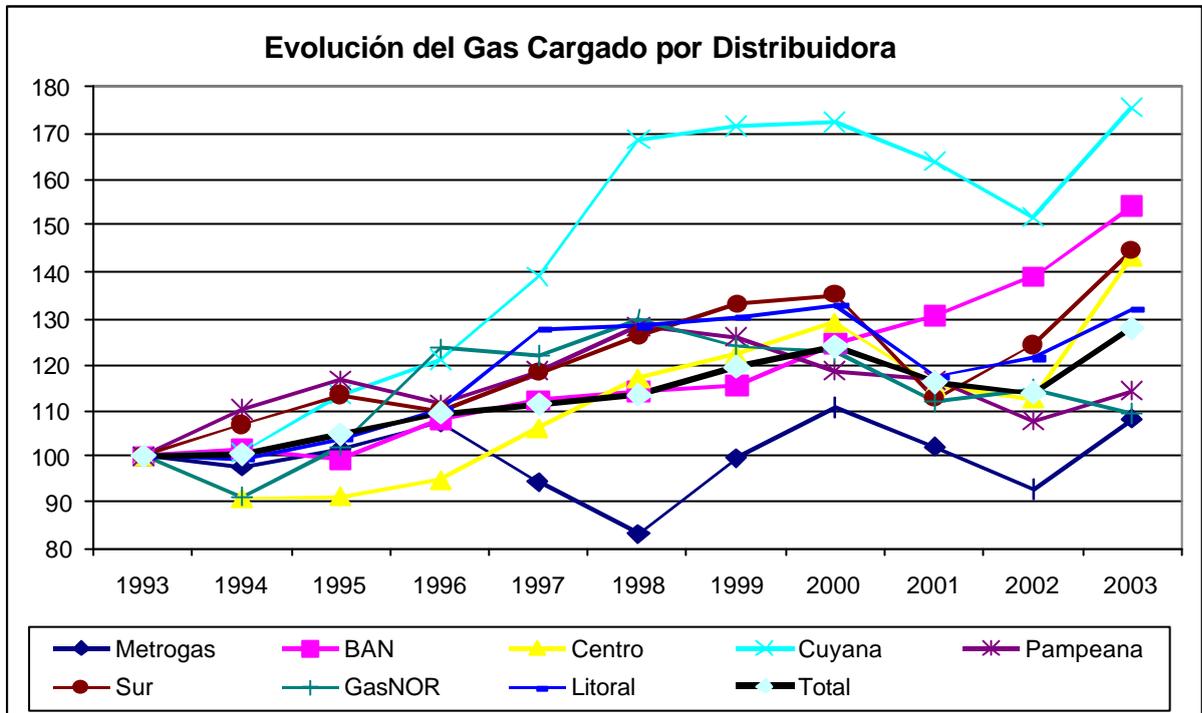
15.2.3 EVOLUCIÓN DE LAS COMPRAS DE LAS COMPAÑÍAS

La evolución de las compras de gas por las distribuidoras y sus clientes con by pass comercial (compran directamente el gas a los productores) puede observarse en el siguiente gráfico:



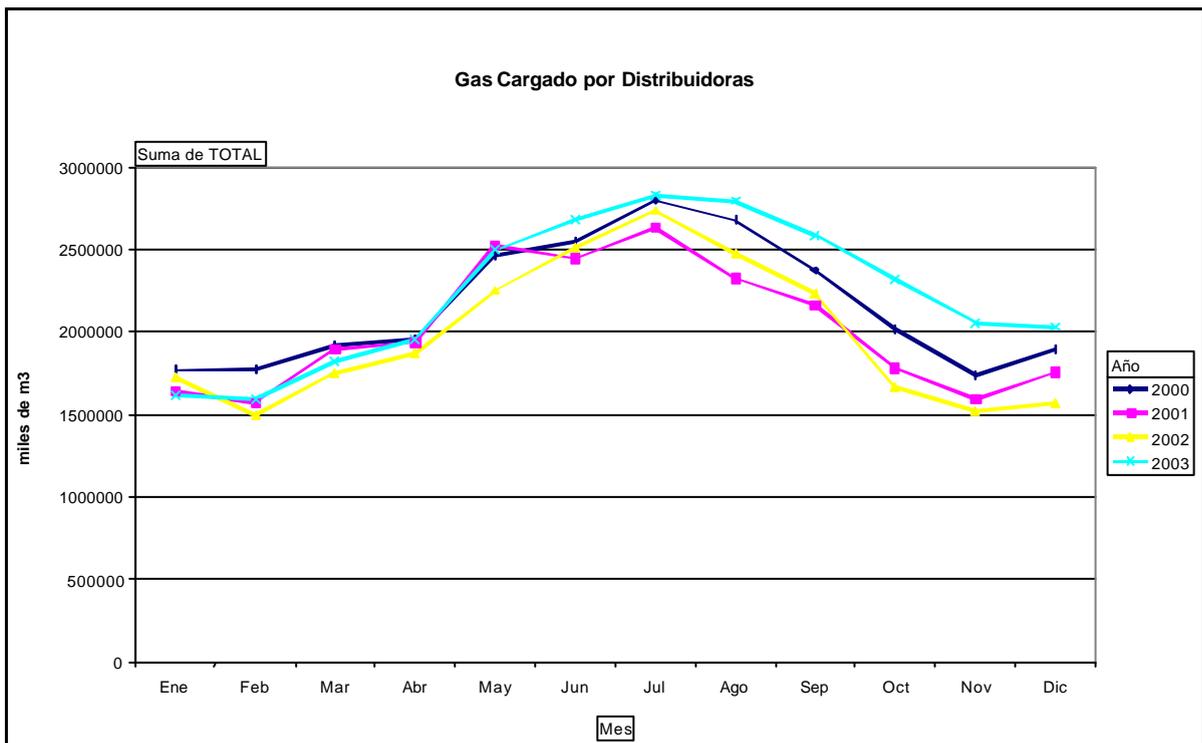
El crecimiento registrado es del 29%, considerando la fuerte caída registrada en los períodos 2001 y 2002.

En base a la información presentada en el gráfico anterior, se muestra la evolución por empresa en siguiente gráfico (Base 100=Gas Cargado en 1993 en m3).



Cabe destacar que en los gráficos anteriores no se incluyen los clientes que han realizado un by pass físico, o sea, que dejaron de estar conectados a la red de la distribuidora.

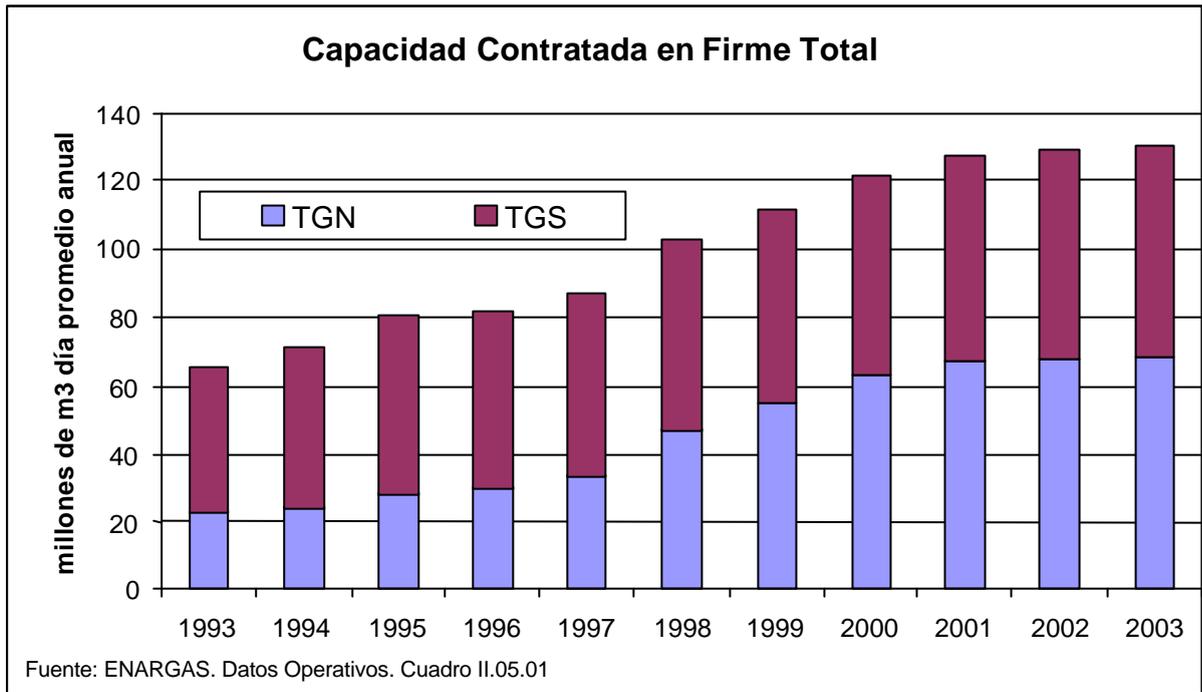
A continuación se muestra la evolución mensual del gas cargado por las distribuidoras en los años 2000 a 2003.



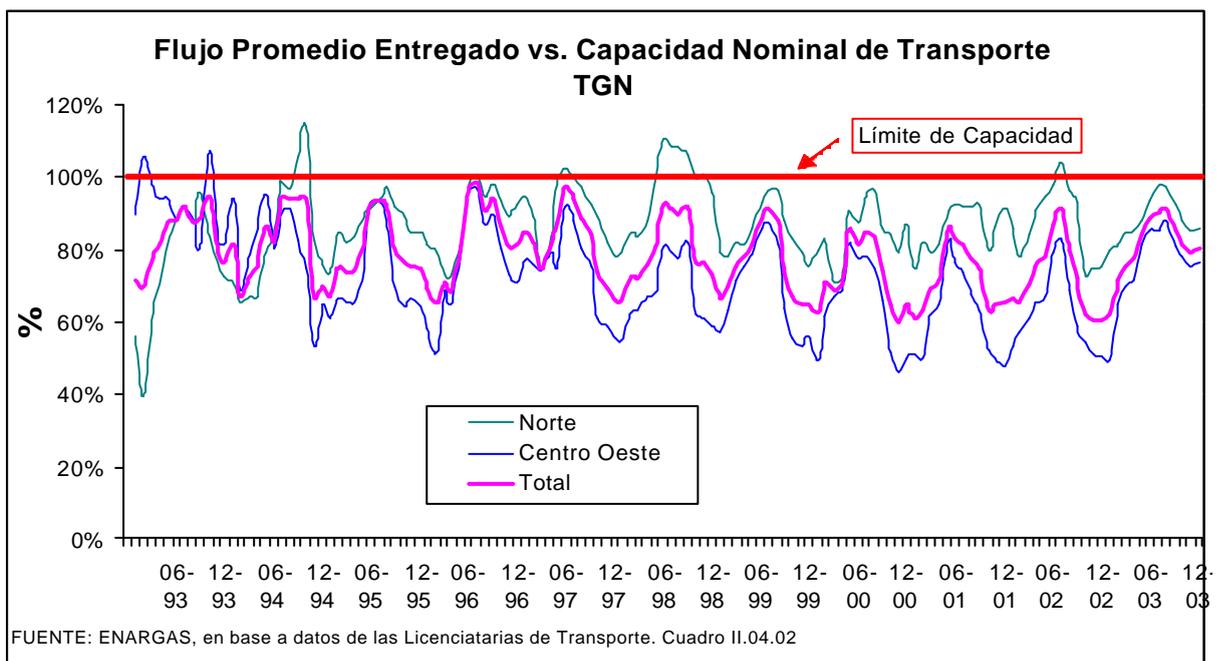


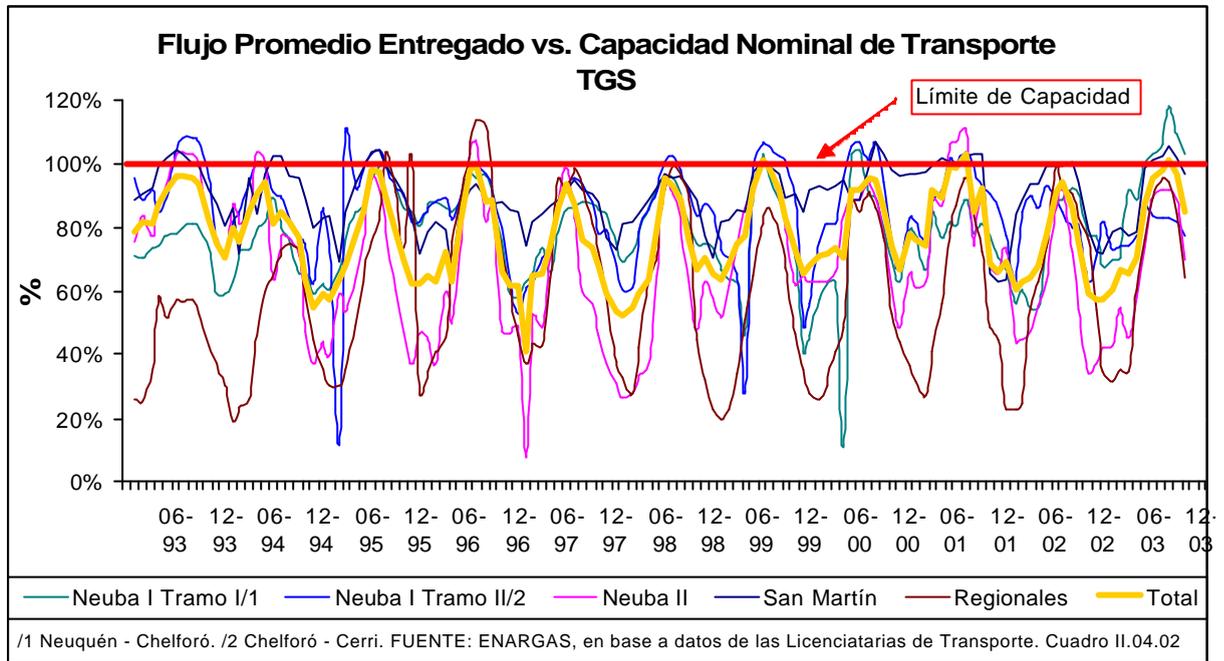
Se puede observar claramente que el año 2003 ha marcado la recuperación clara de la demanda de las distribuidoras, principalmente a partir de junio.

Otro punto hace la capacidad de transporte contratada en firme las transportistas:



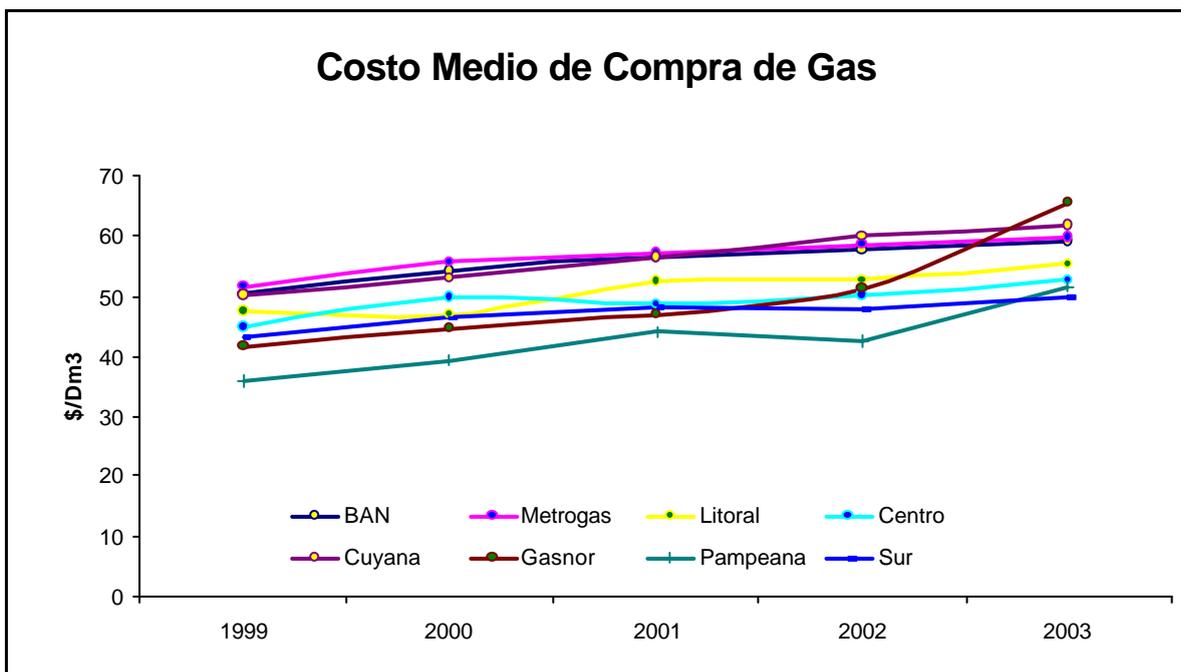
A continuación se muestra el factor teórico de utilización de los Gasoductos en función del flujo promedio entregado y su capacidad.





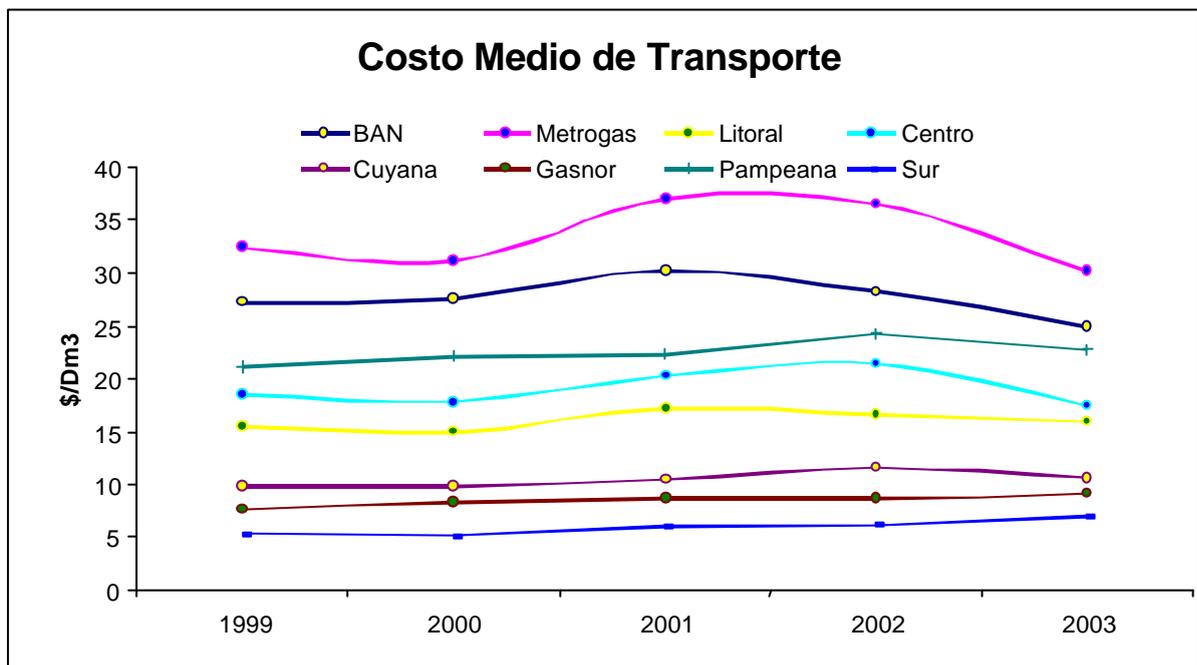
15.2.4 COSTO MEDIO DE COMPRA DE GAS Y TRANSPORTE

A continuación se muestra la evolución 1999-2003 del costo medio de compra de gas de las distribuidoras, teniendo en cuenta solamente las ventas a usuarios propios (excluye by pass comercial).



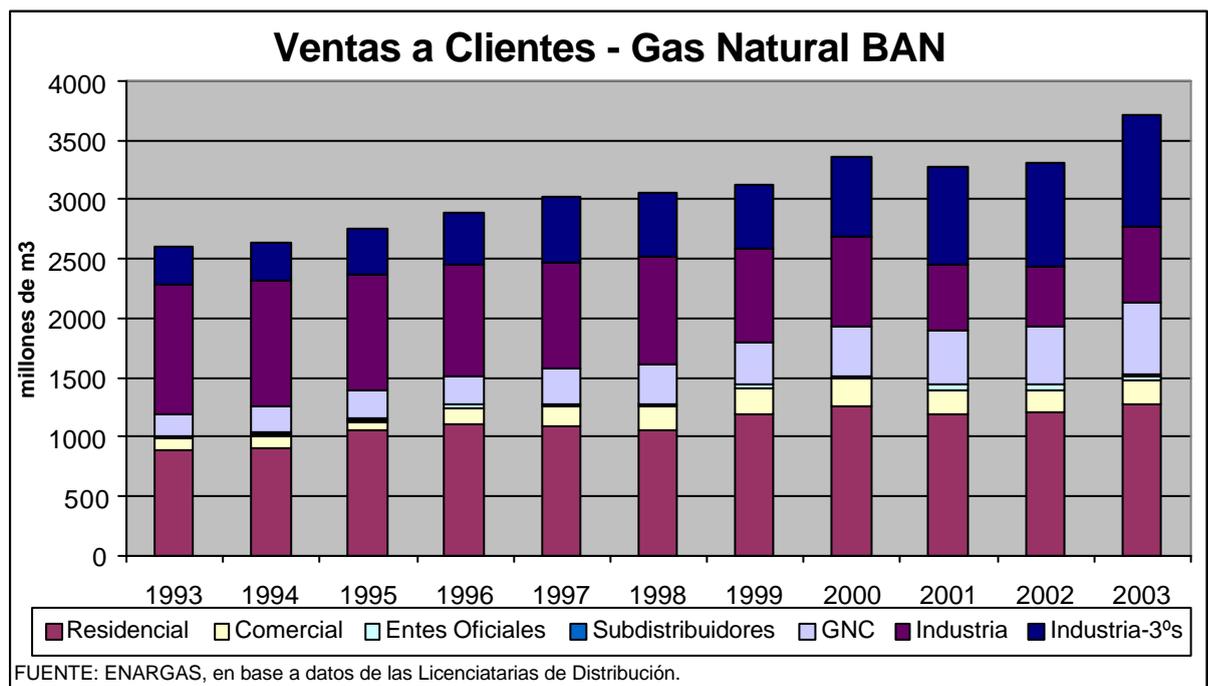
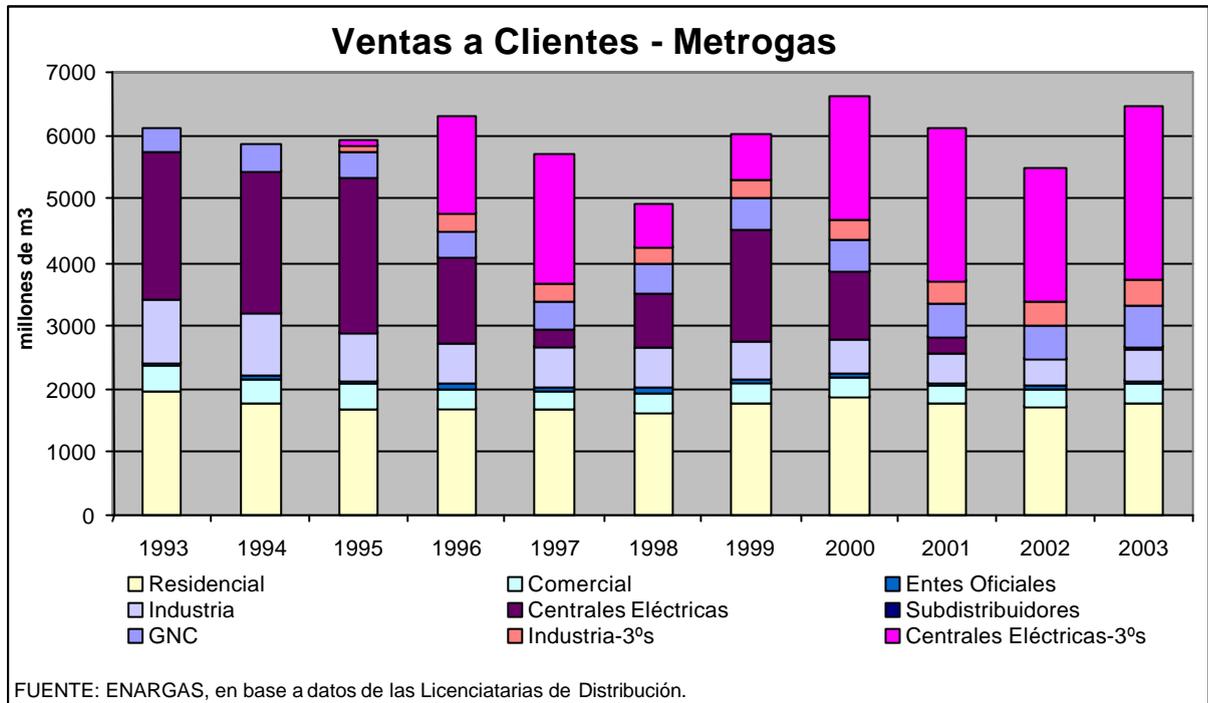


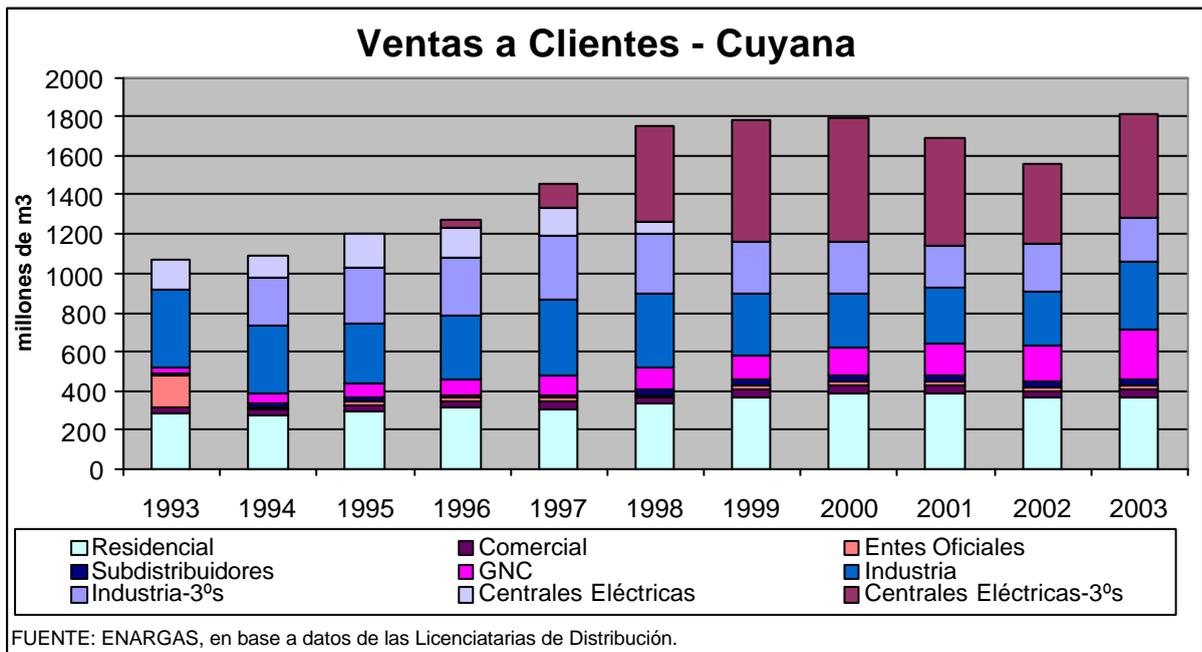
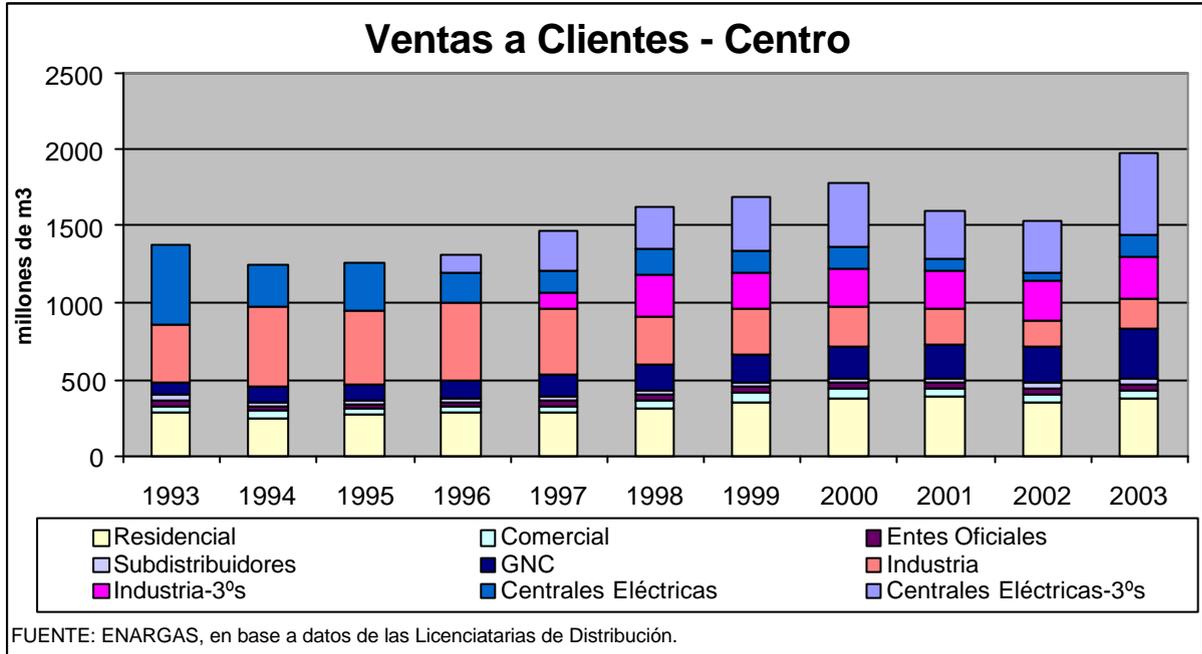
El Costo Medio de Transporte se ha calculado teniendo en cuenta las ventas totales de las distribuidoras (incluyendo by pass comercial) y los costos totales de transporte (no incluye los costos de gasoductos de transporte propios de ECOGAS Cuyana y Sur). Puede observarse que el costo medio disminuyó en varios casos durante 2003, presumiblemente debido a que se vendió mayor cantidad de gas con la misma capacidad contratada, especialmente en los meses de septiembre a diciembre (ver gráfico Gas cargado por Distribuidoras).

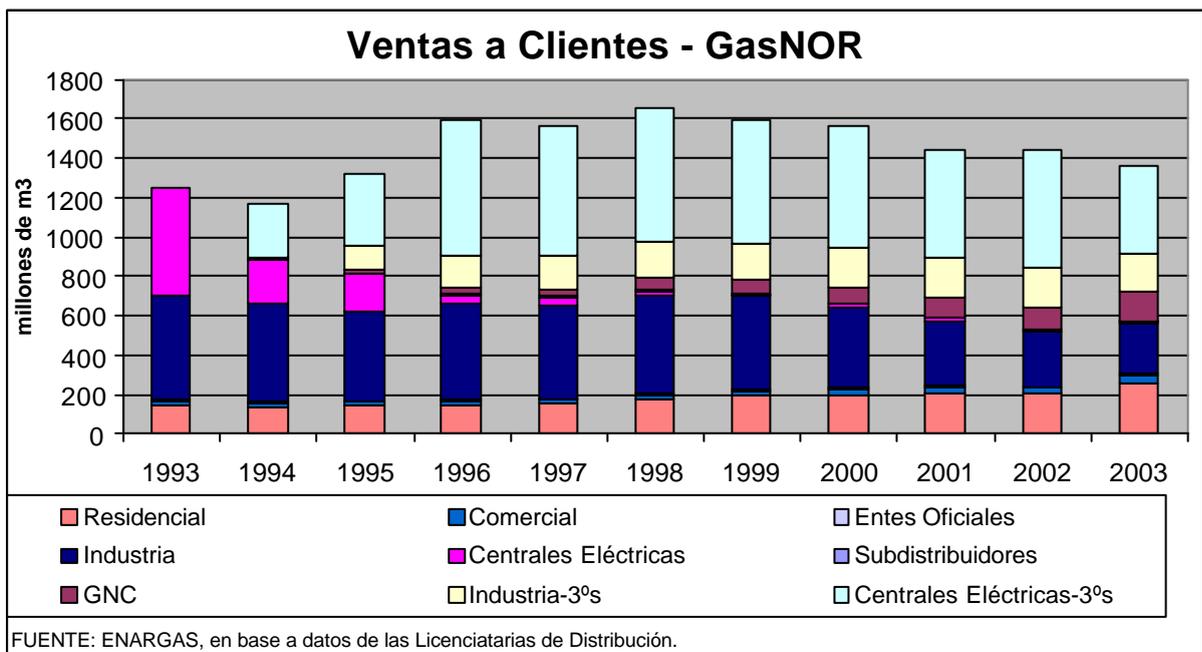
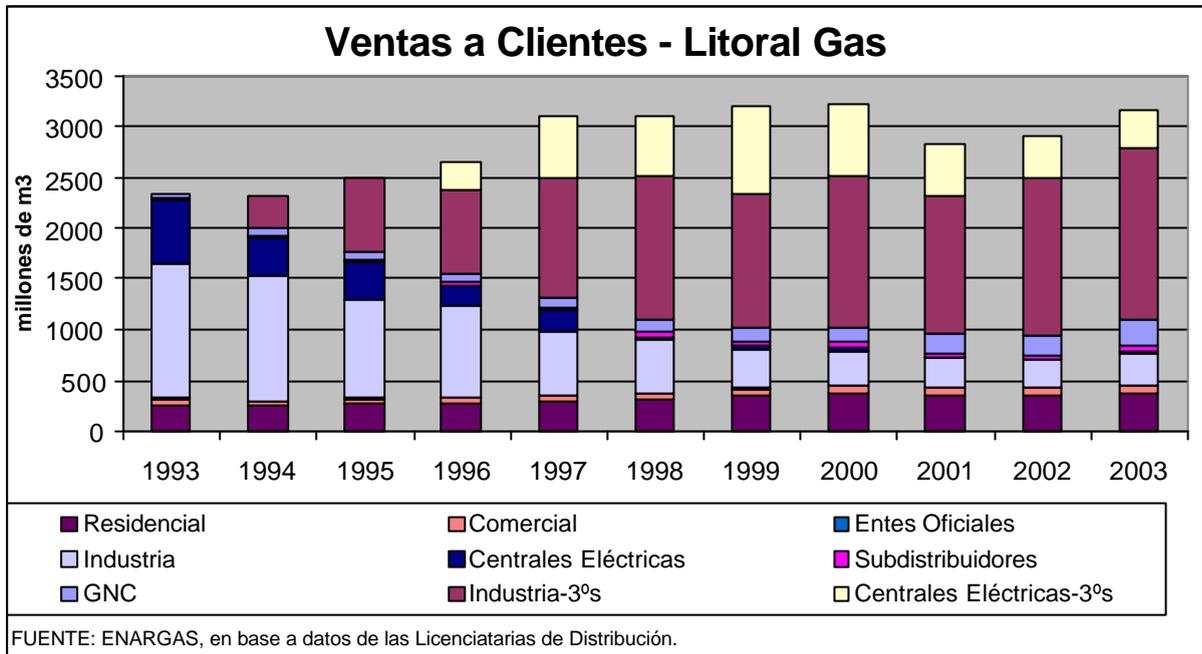


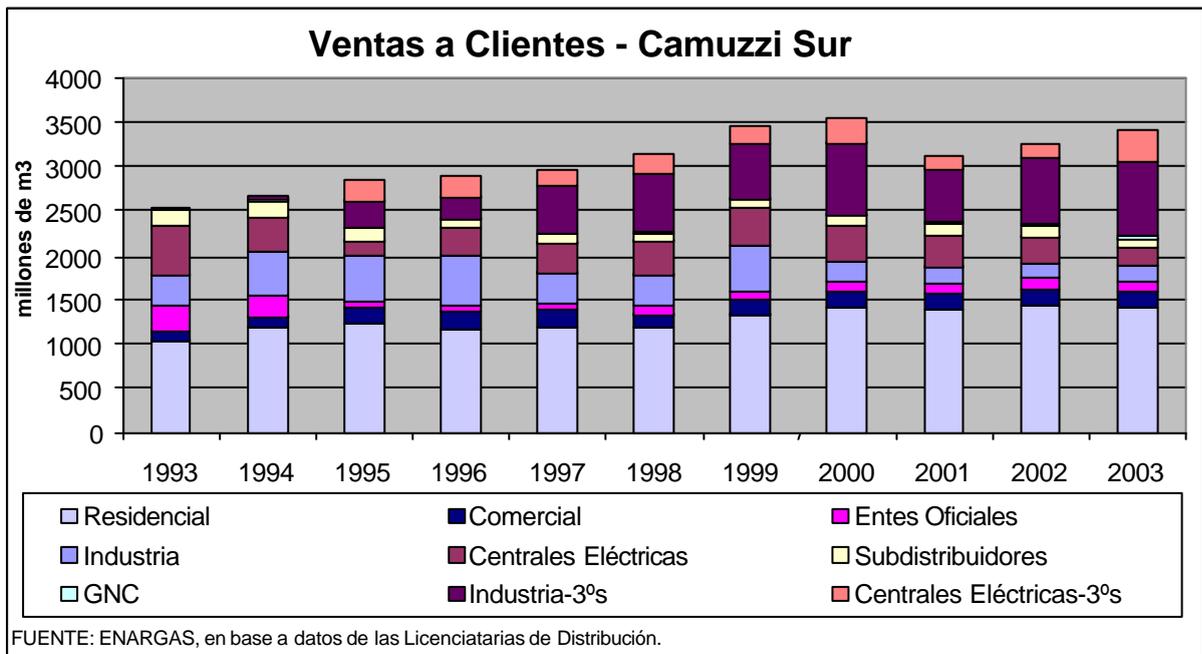
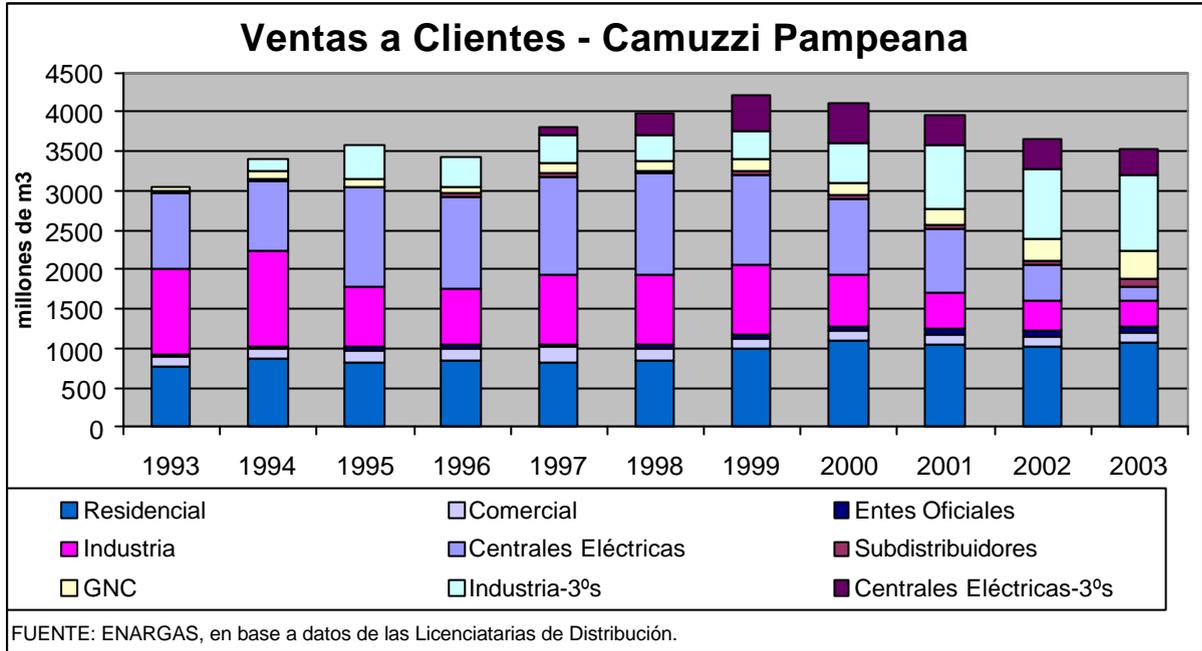
15.2.5 EVOLUCIÓN DEL FACTURADO

A continuación se muestra la evolución de las ventas de gas a clientes, incluyendo la capacidad vendida a clientes con by pass comercial (indicados como Industria-3^{os} y Centrales Eléctricas-3^{os}).





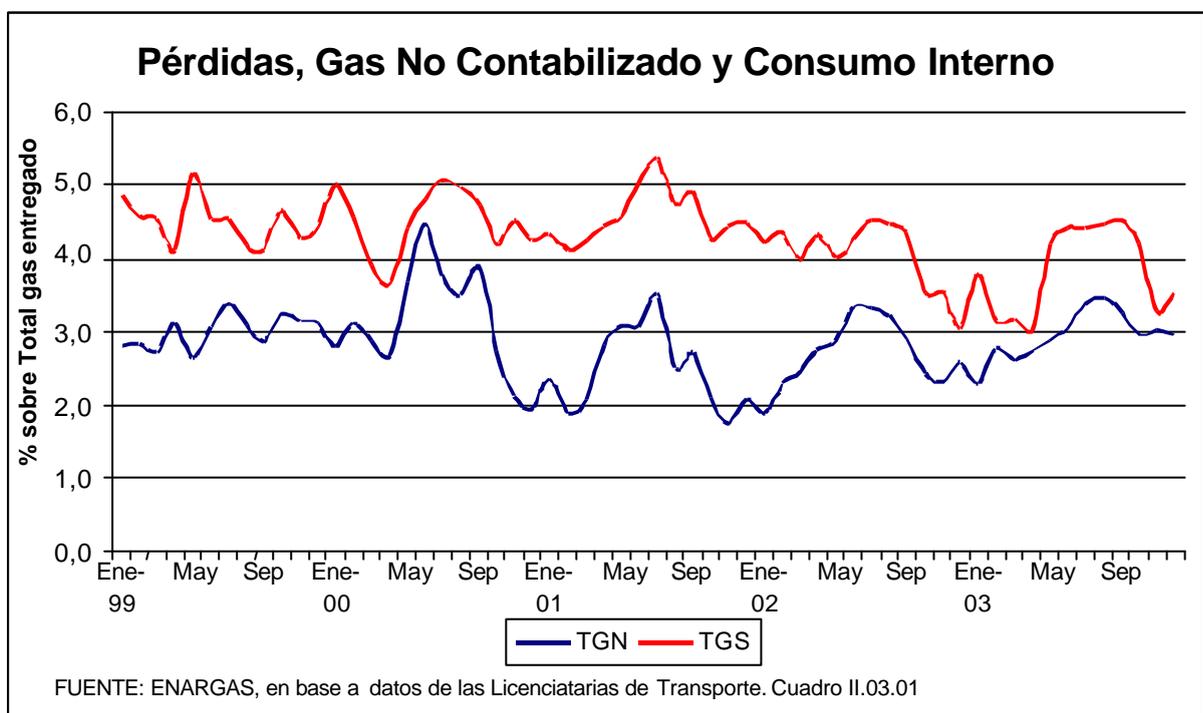






15.2.6 EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS

El siguiente gráfico muestra la evolución de las pérdidas de las dos empresas Transportistas de gas, desde 1999. Cabe señalar que no se incluyen los datos desde el inicio de la actividad privada, con lo cual, no se muestran las mejoras de eficiencia que se hayan logrado en el periodo 1992 – 1998.



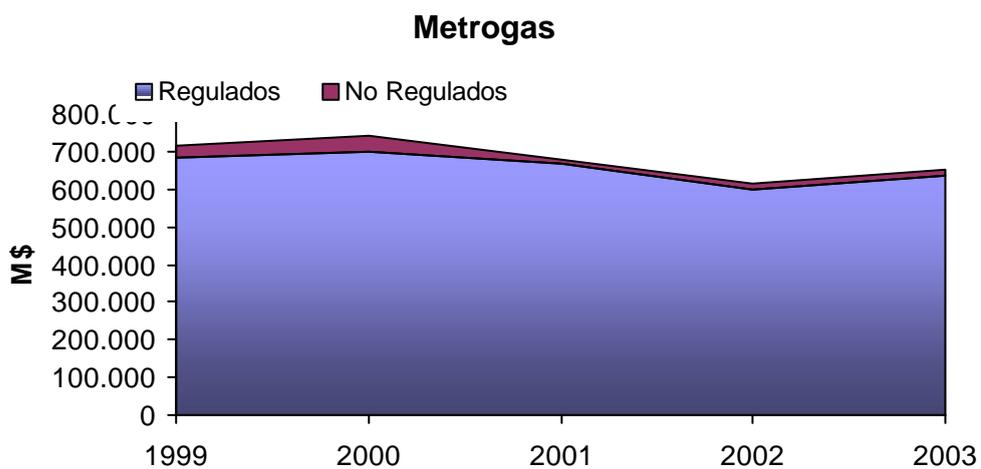
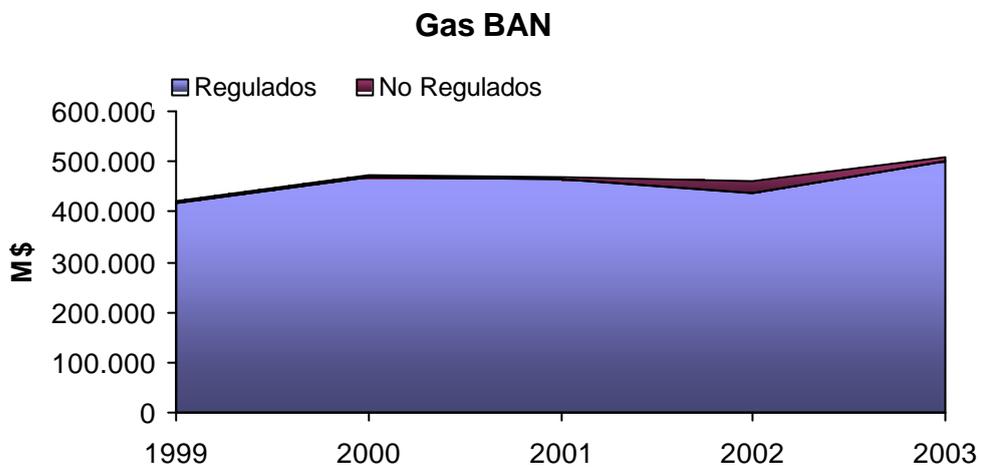
15.3 EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS

La información contenida en este punto fue extraída de los Balances de publicación de cada una de las empresas para el periodo 1993-2001 y los Balances especiales a moneda heterogénea (sin ajuste por inflación) para los periodos 2002-2003. Asimismo, se ha recopilado información histórica disponible tanto en la UNIREN como en los Entes Reguladores.



15.3.1 INGRESOS REGULADOS Y NO REGULADOS

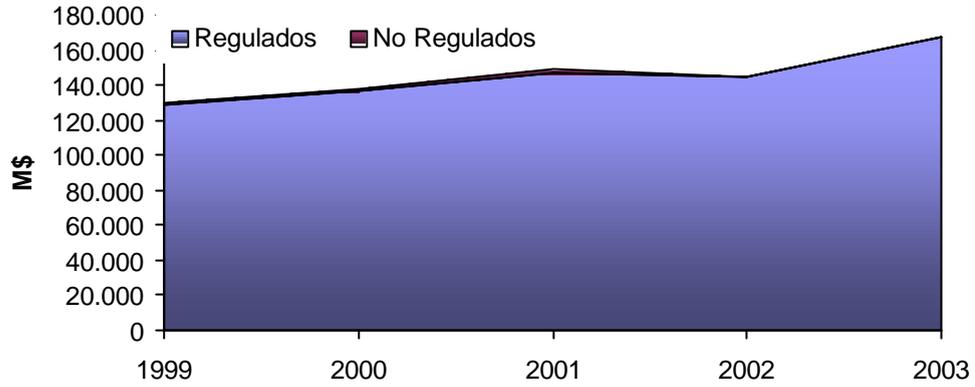
Los siguientes gráficos muestran los montos percibidos por las licenciatarias en concepto de ventas por la prestación del servicio regulado e ingresos por otras actividades no reguladas. Los ingresos son brutos de Impuesto a los Ingresos Brutos y deudores incobrables.



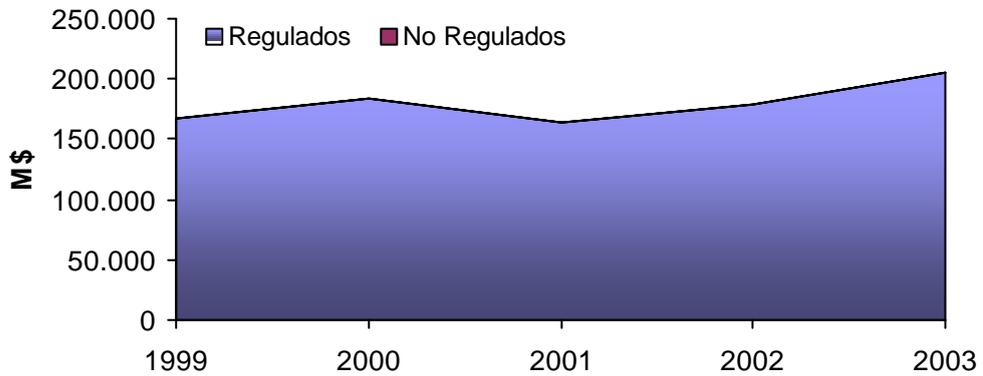


Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

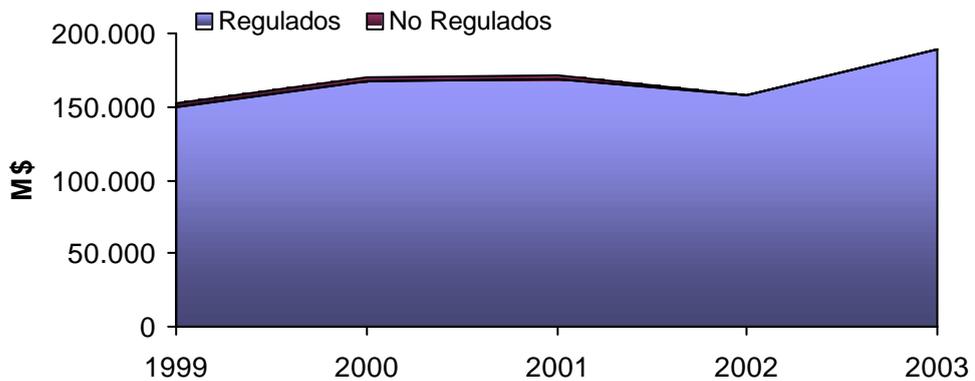
Cuyana



Litoral



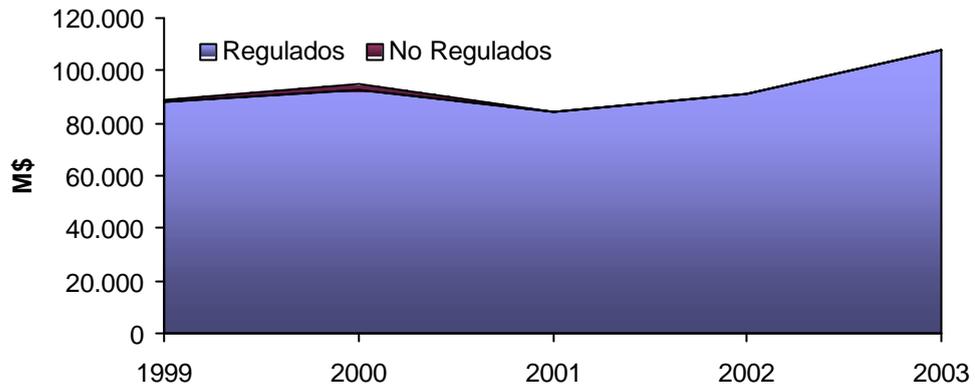
Centro



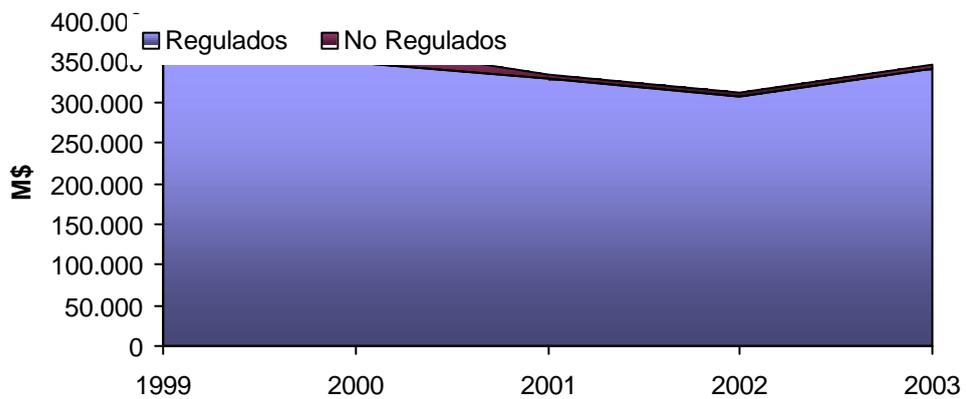


Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

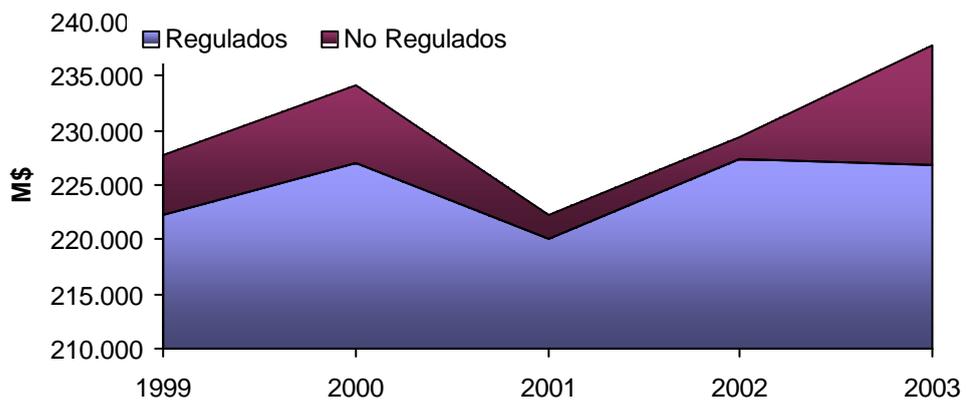
Gasnor

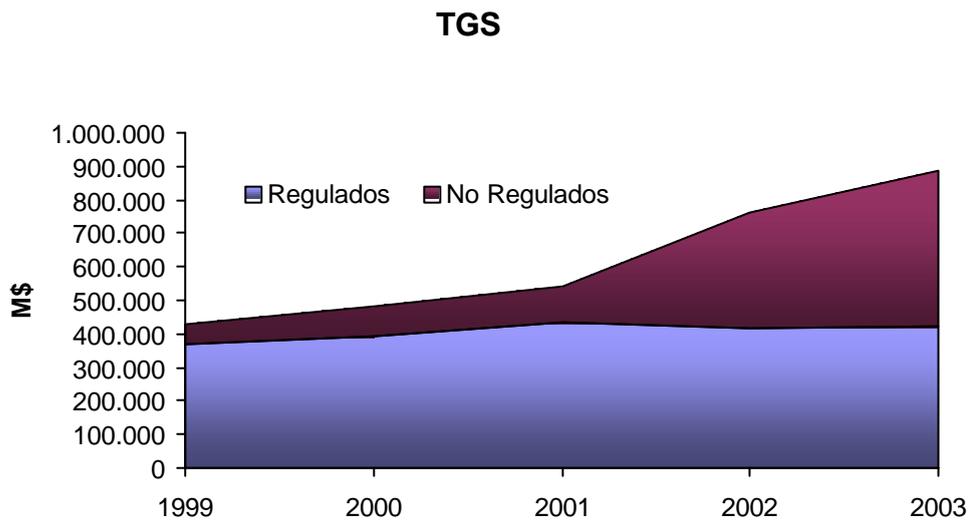
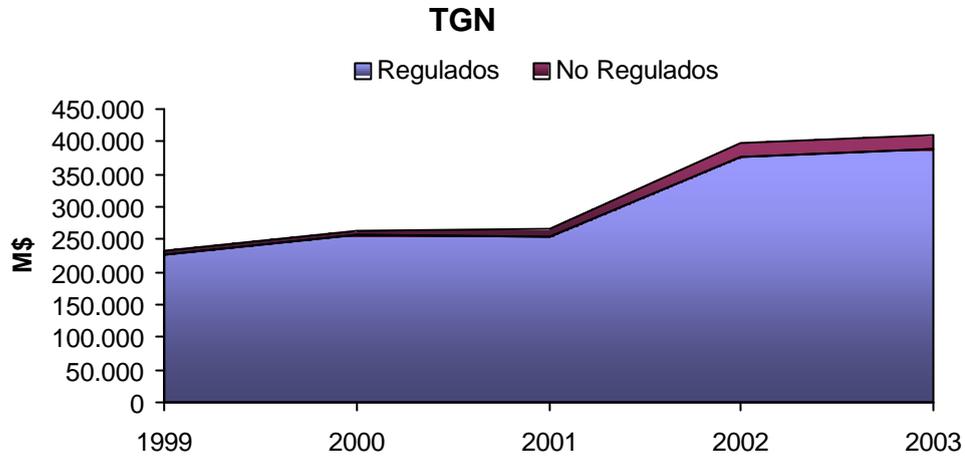


Pampeana



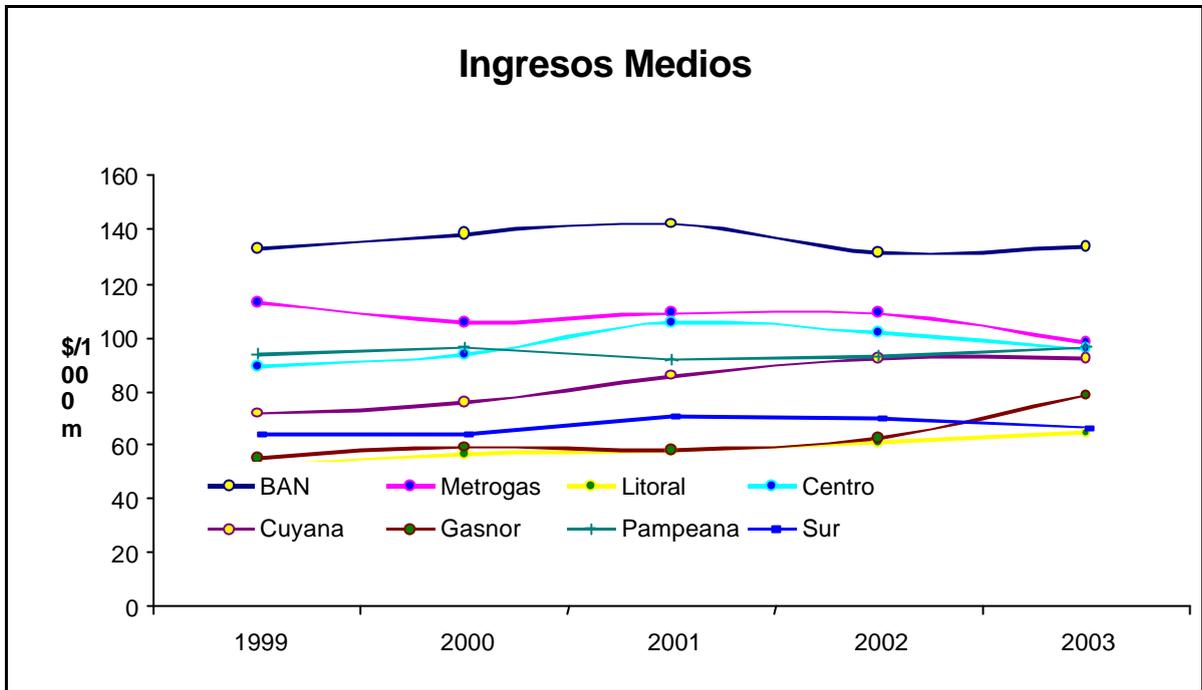
Sur





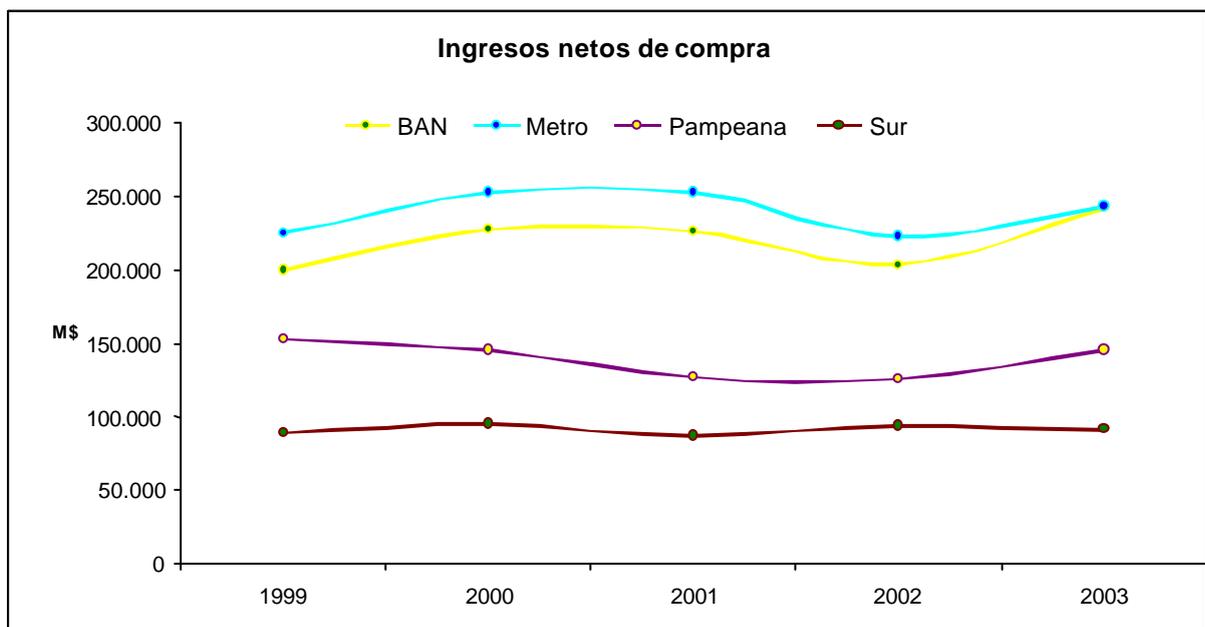
15.3.2 EVOLUCIÓN DE LA TARIFA MEDIA

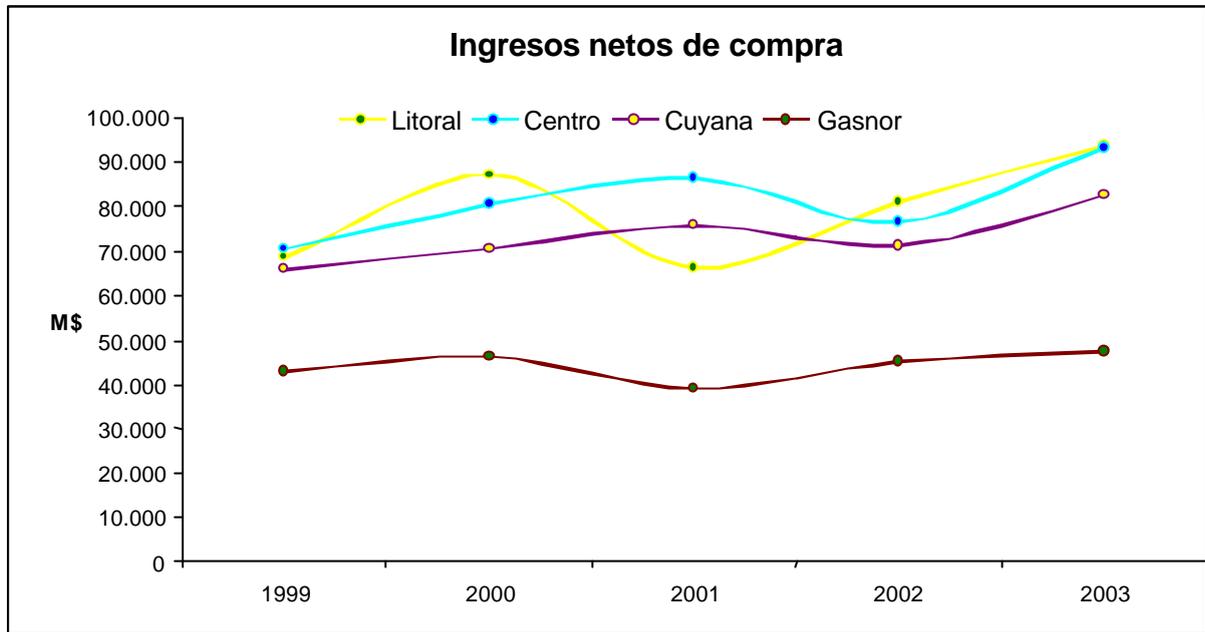
El gráfico que sigue muestra la tarifa media cobrada por las Distribuidoras al total de sus usuarios. Cabe destacar el cálculo se realizó considerando los ingresos totales de la empresa y las ventas totales, incluyendo las realizadas a usuarios con by pass comercial. Asimismo, como se trata de tarifas medias finales, están influidas por los costos de la compra de gas y transporte.



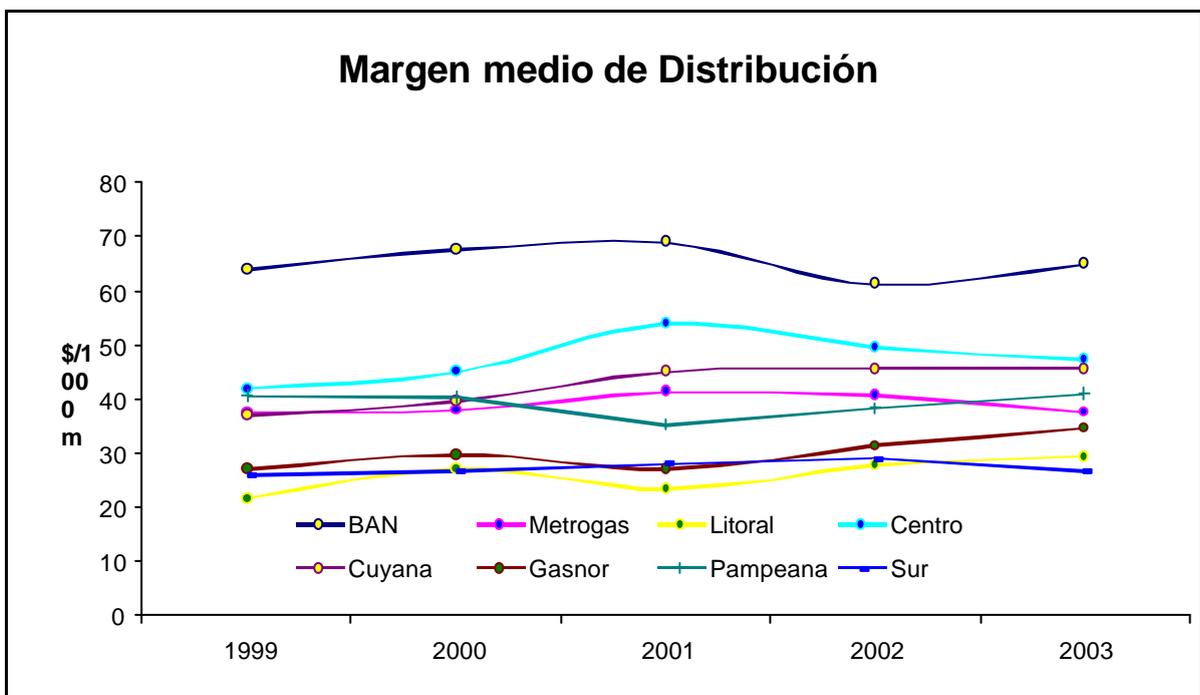
15.3.3 INGRESOS NETOS DE COMPRA DE GAS Y TRANSPORTE (MARGEN DE DISTRIBUCIÓN)

Los siguientes gráficos muestran la evolución total de los márgenes de distribución de las empresas distribuidoras, en miles de pesos, desde 1999 hasta la fecha, según información contable.





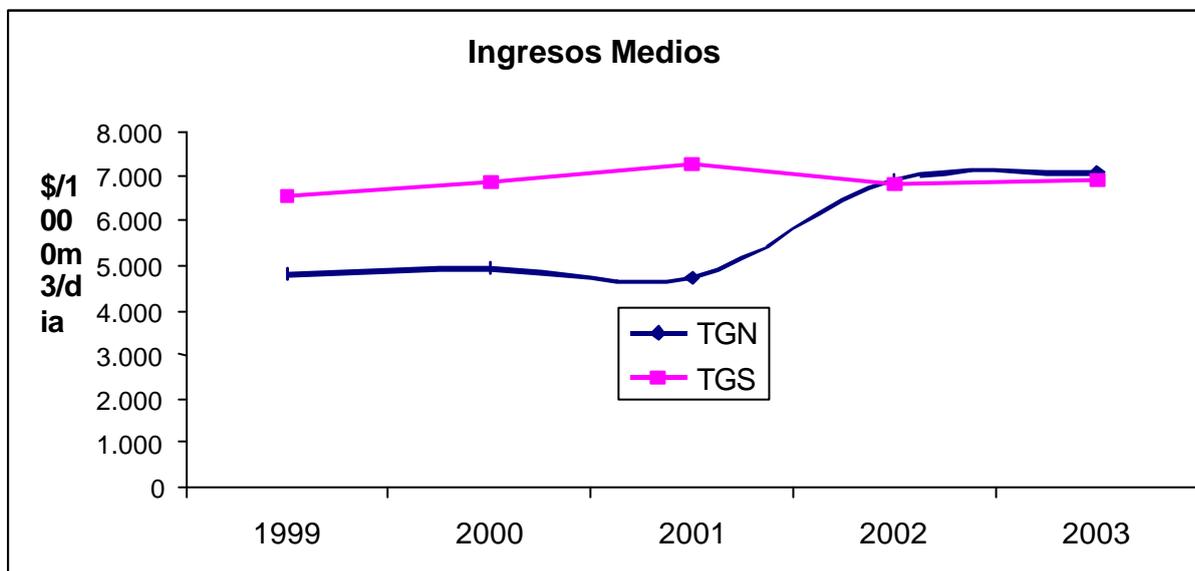
Teniendo en cuenta las ventas totales en miles de metros cúbicos (incluyendo usuarios con by pass comercial), se presenta el Margen medio de Distribución, o sea, la contribución marginal unitaria.





Cabe señalar que en el margen de distribución se incluyen impuestos municipales por lo que cualquier diferencia en las tasas en las diferentes empresas puede hacer variar sustancialmente el margen medio.

Para el caso de las transportistas, se calculó el ingreso medio en función a la capacidad de transporte contratada en firme. Cabe señalar que la diferencia entre ambas transportistas se debe, básicamente para los años 1999 a 2001, a la ubicación geográfica de los clientes. A partir de 2002, los ingresos medios se igualan debido al transporte con destino para la exportación que realiza especialmente TGN.



15.4 EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS

La información contenida en este punto fue extraída de los Balances de publicación de cada una de las empresas para el periodo 1993-2001 y los Balances especiales a moneda heterogénea (sin ajuste por inflación) para los periodos 2002-2003. Asimismo, se ha recopilado información histórica disponible tanto en la UNIREN como en los Entes Reguladores. Los valores consignados en este informe no han sido auditados por la UNIREN, por lo cual no se puede emitir juicios sobre la validez de los mismos.

15.4.1 COSTOS TOTALES, EROGABLES Y NO EROGABLES

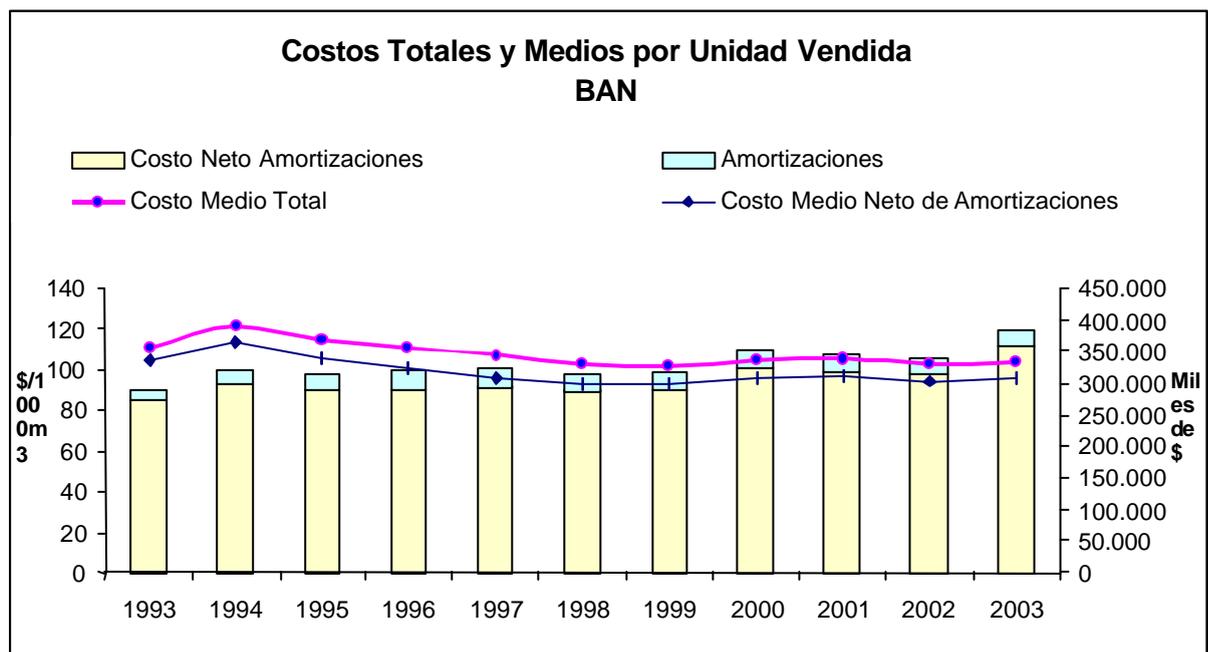
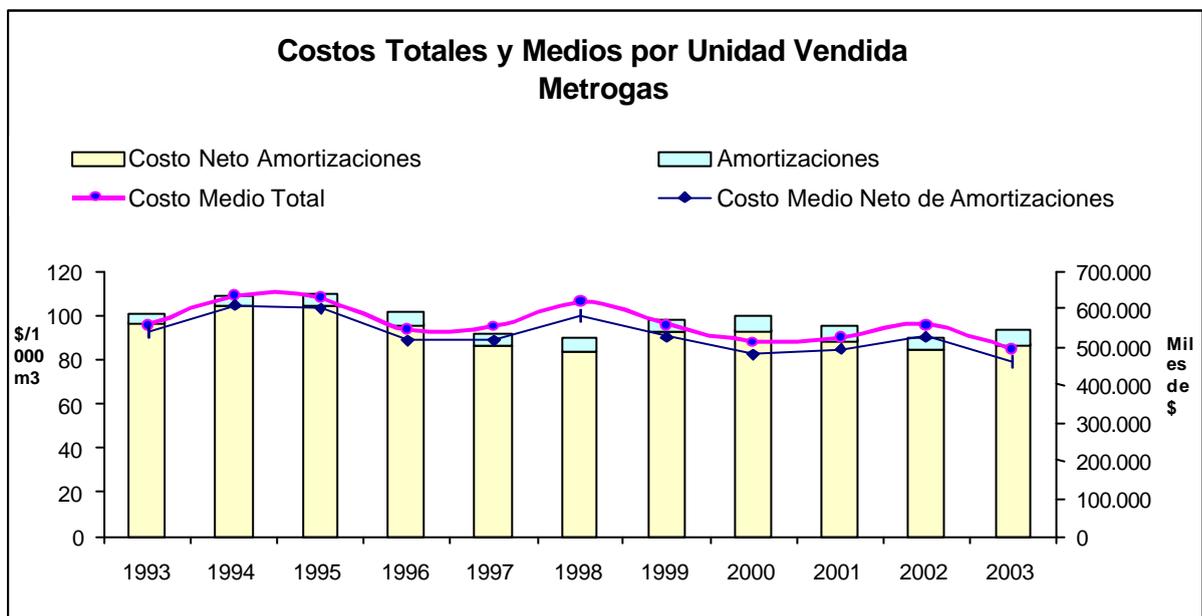
Los gráficos que siguen muestran la evolución por empresa de sus costos totales, discriminando las amortizaciones, en montos globales y por unidad vendida, incluyendo usuarios con by pass comercial. También se incluyen los costos de compra de gas y transporte. Se han considerado las

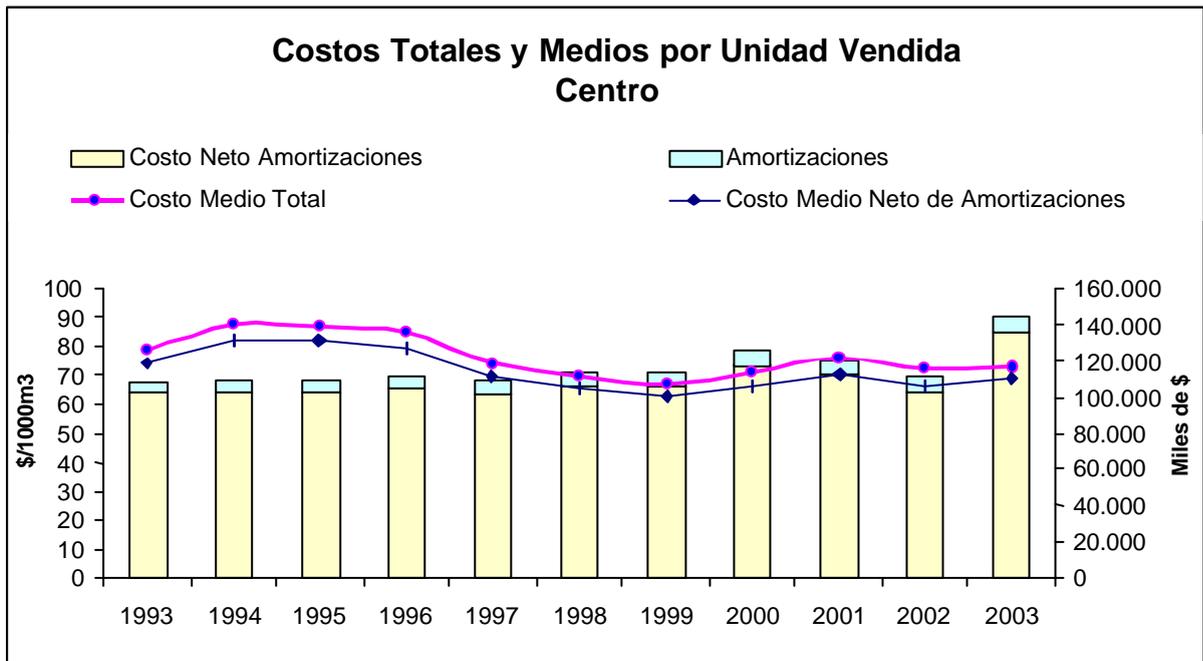
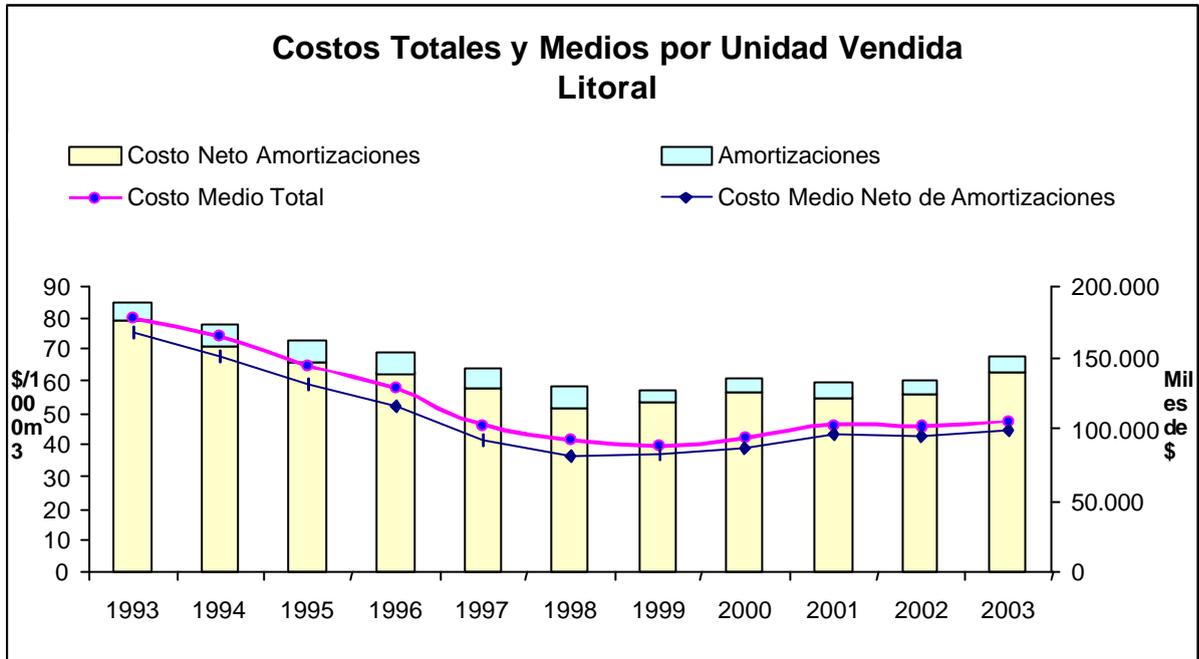


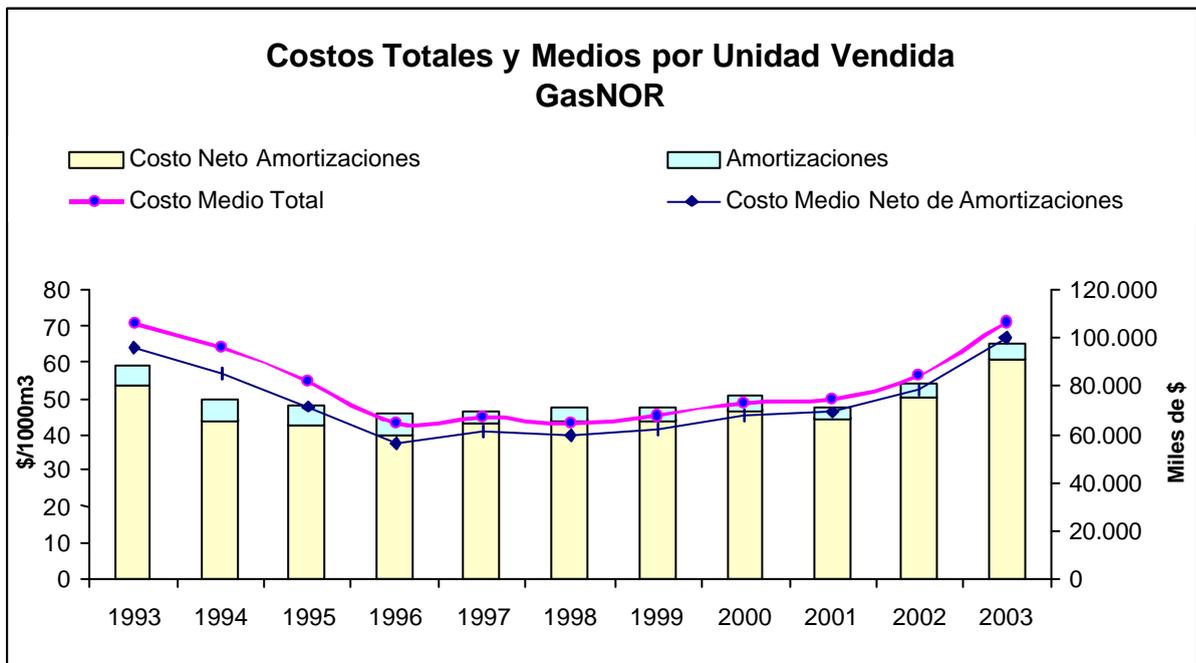
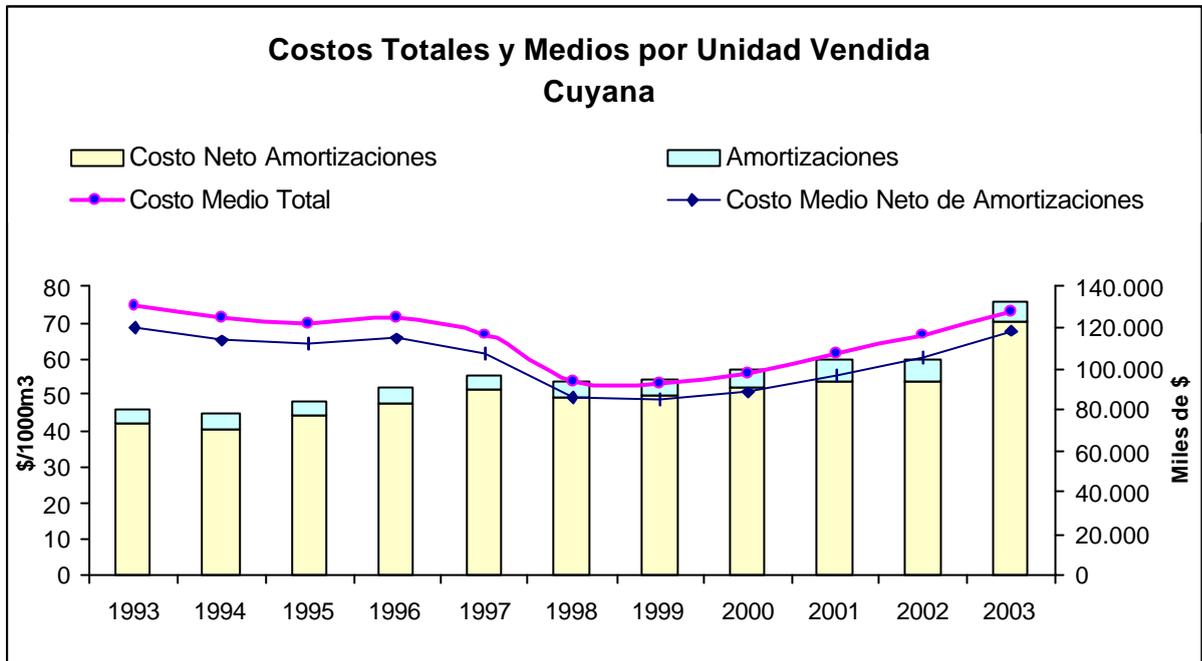
amortizaciones de Bienes de Uso e Intangibles como parte de los costos, en línea con el criterio de exposición del Cuadro de Resultados en los Estados Contables establecidos por las normas profesionales.

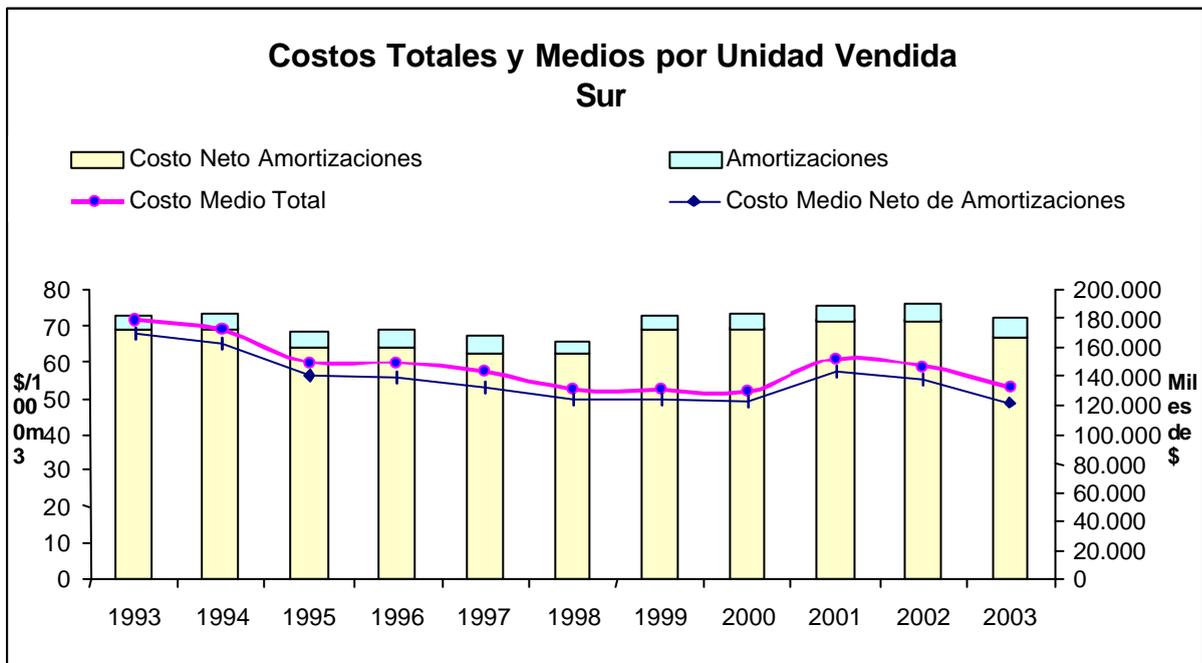
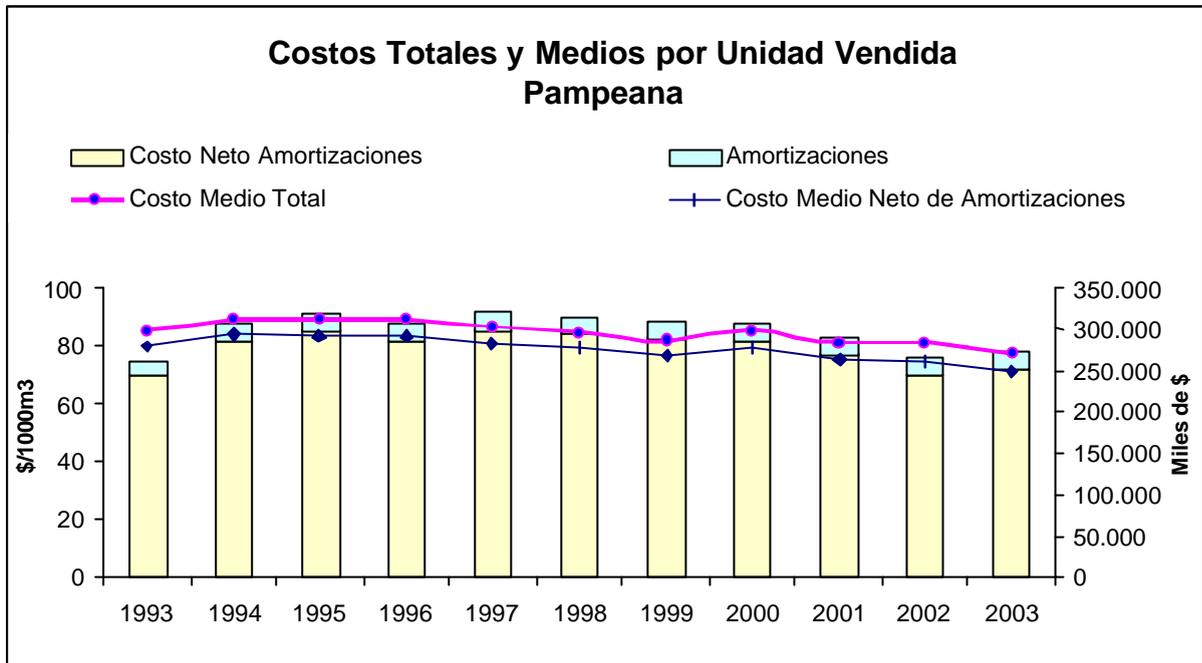
La diferencia de mercados y áreas servidas por las empresas hacen difícil la comparación de los valores entre empresas.

No se puede establecer una única tendencia, pero se puede observar que los costos totales han disminuido a lo largo de tiempo, especialmente hasta 2001.





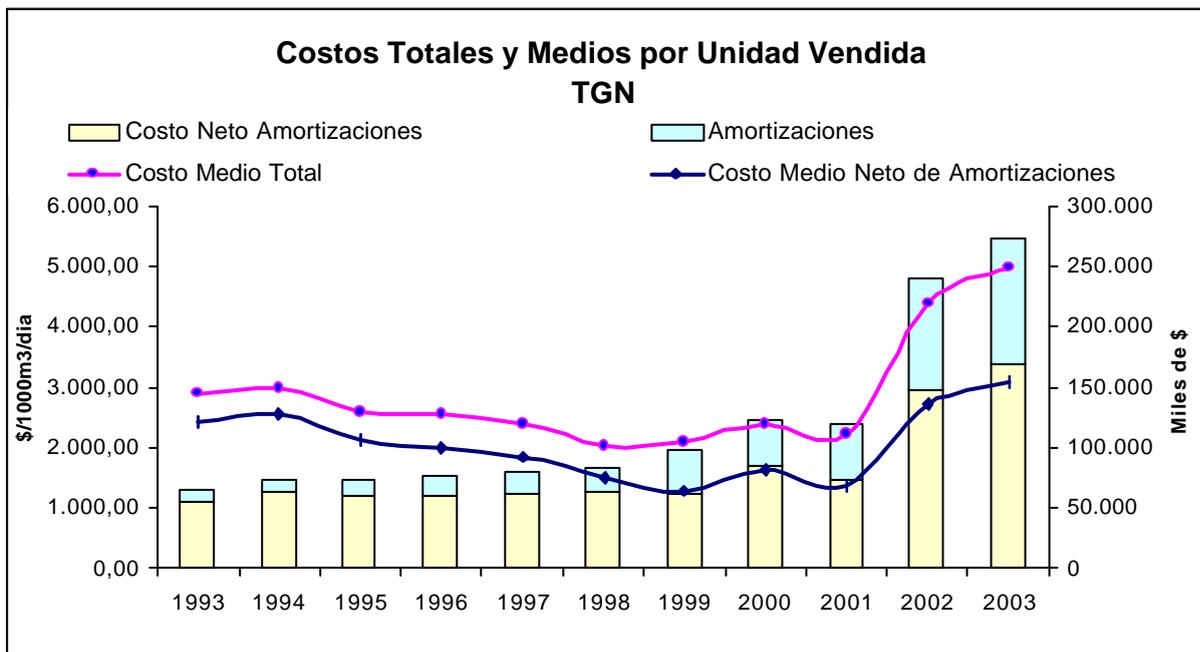
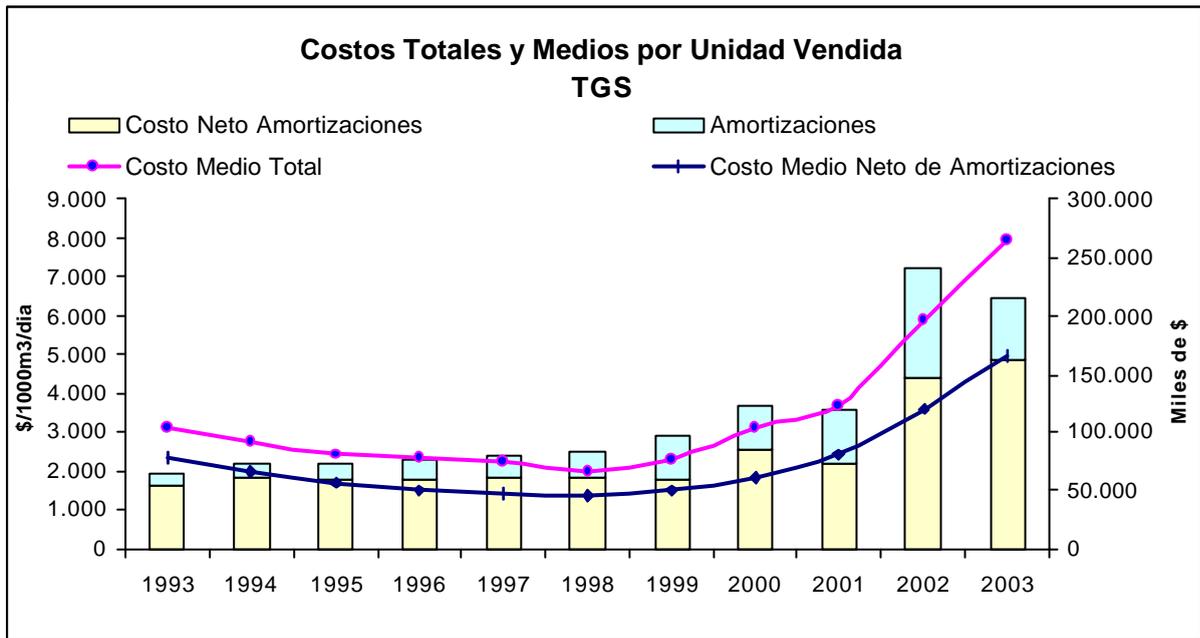




A continuación se muestra la información de las empresas transportistas. En el caso de TGS se han considerado los valores totales de la compañía, incluyendo actividades reguladas y no



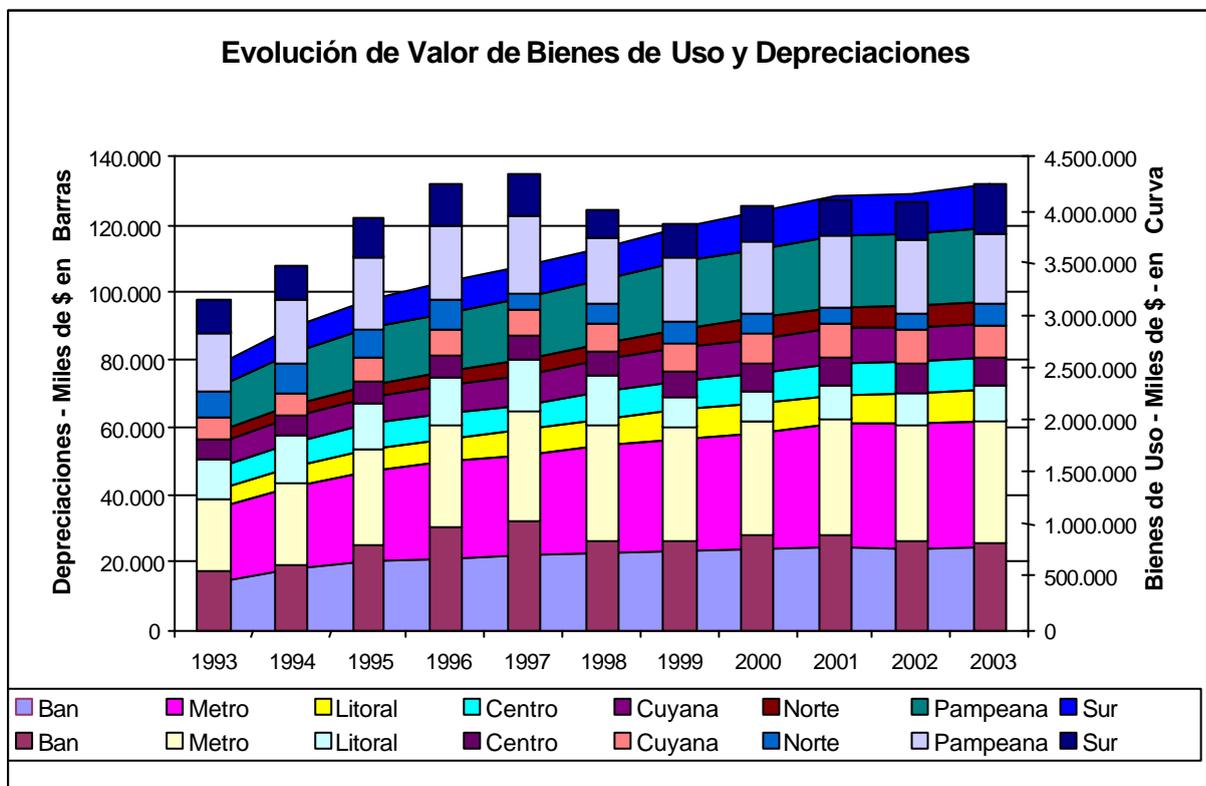
reguladas, dado que en los primeros años no se realizaron distinciones y se priorizó mantener la homogeneidad de la información. En ambos casos, el fuerte incremento a valores históricos de las amortizaciones se debe a la activación de la diferencia de cambio, según lo autorizado por la Comisión Nacional de Valores (Resolución General N° 398/02). Asimismo, se ha anulado, a fines de evitar distorsiones, la Previsión para Juicios de TGN, que ascendía a \$ 32 Millones y \$ 9.9 Millones para 2002 y 2003 respectivamente.



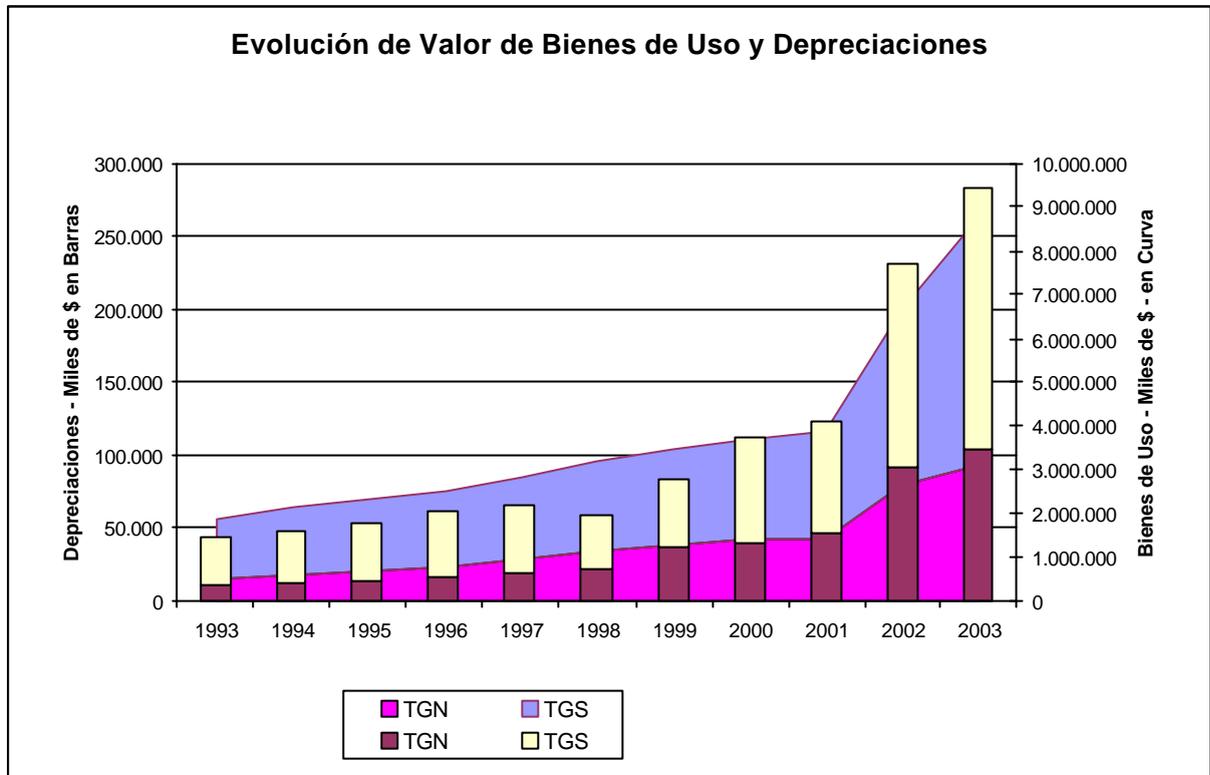


15.4.2 DEPRECIACIONES

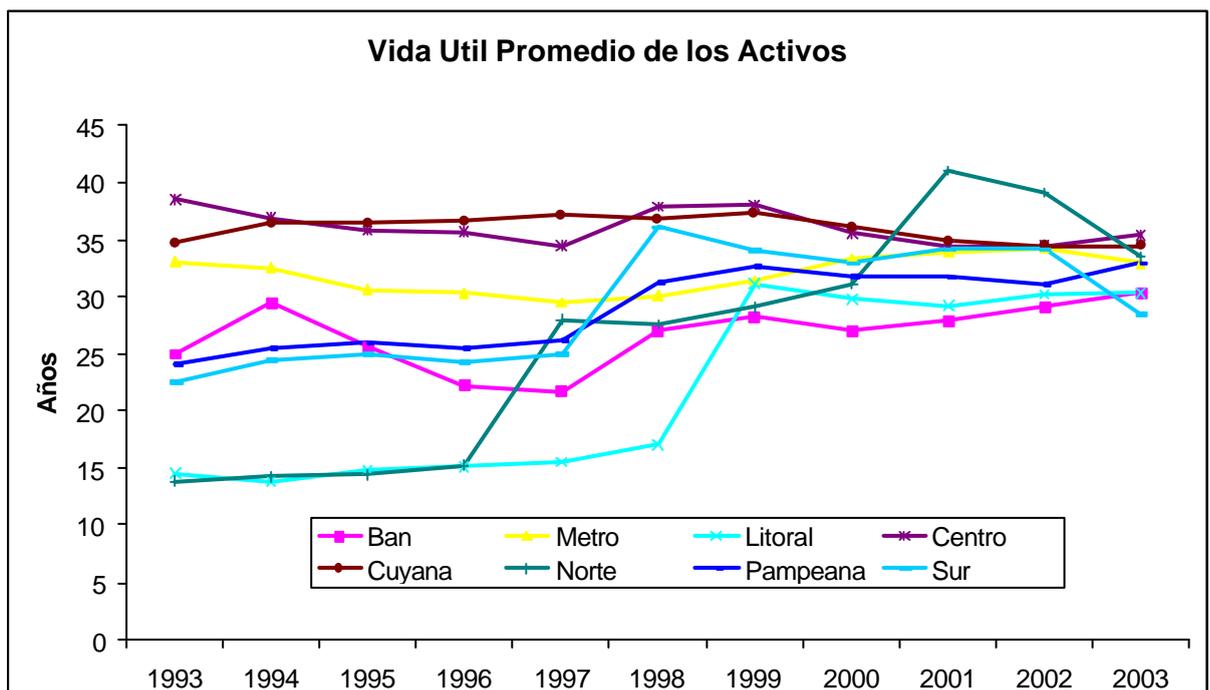
El siguiente gráfico muestra la evolución de las depreciaciones de Bienes de Uso que han registrado las empresas en el periodo de la licencia. Cabe destacar que en el año 2000 entró en vigencia el Plan de Cuentas que fijó el ENARGAS con el fin de homogeneizar la práctica contable en todas las empresas. Es por ello que se modifican las pautas de depreciación y, a partir de 2001, las empresas presentan ratios de vida útil promedio de bienes de uso más parecidos.

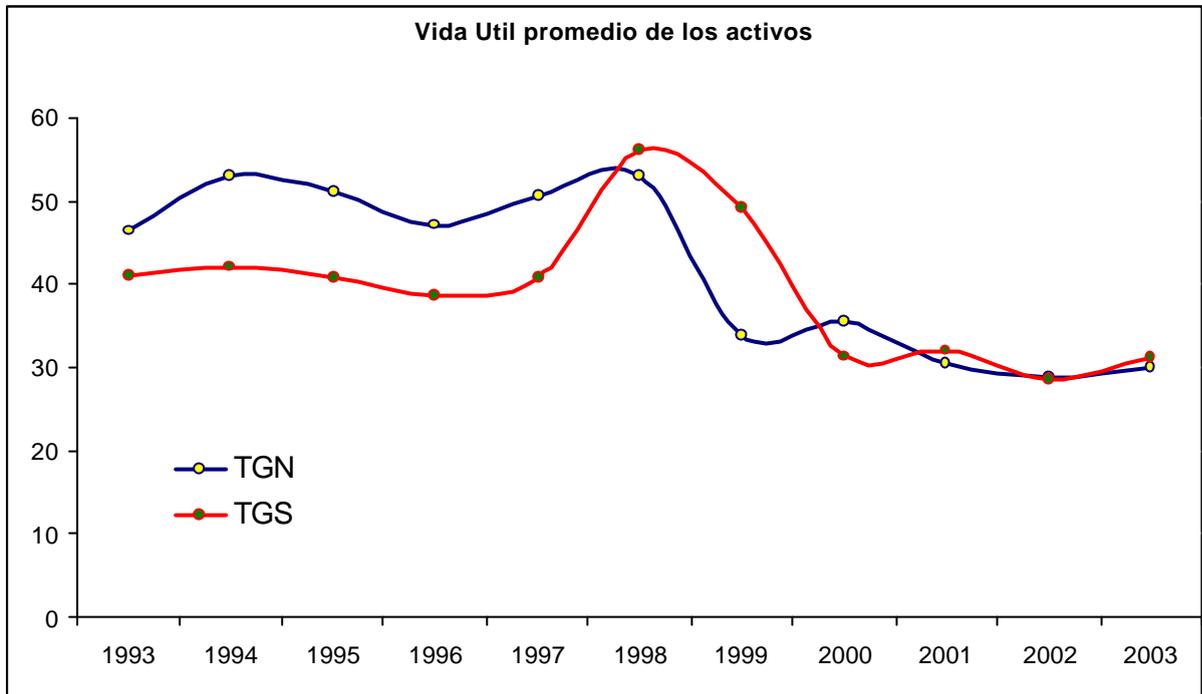


En el caso de las transportistas, para los años 2002 y 2003 se incluyen las diferencias de cambio activadas según la Resolución de la Comisión Nacional de Valores N° 398/02, por lo que la mayor parte incremento registrado no se debe a inversiones (\$ 1456 Millones para TGS y \$ 1242 Millones para TGN en 2002).



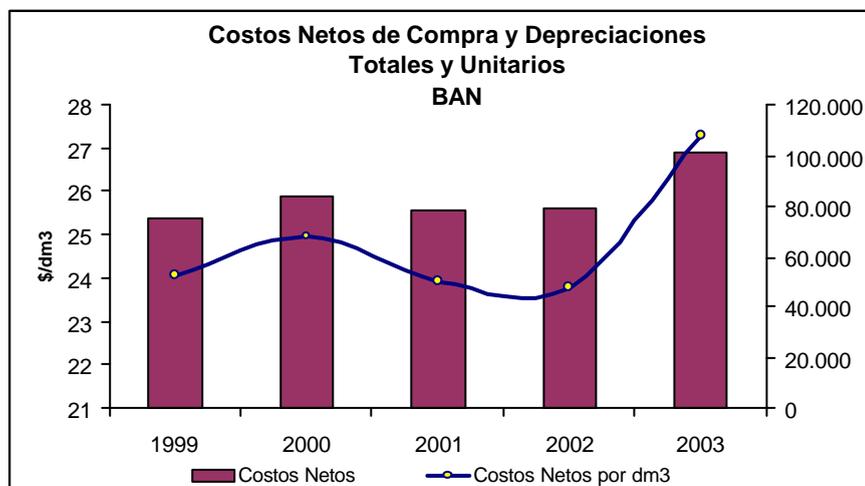
- Relación con los Bienes de Uso para ver cambios (eventuales) en la política de depreciación.

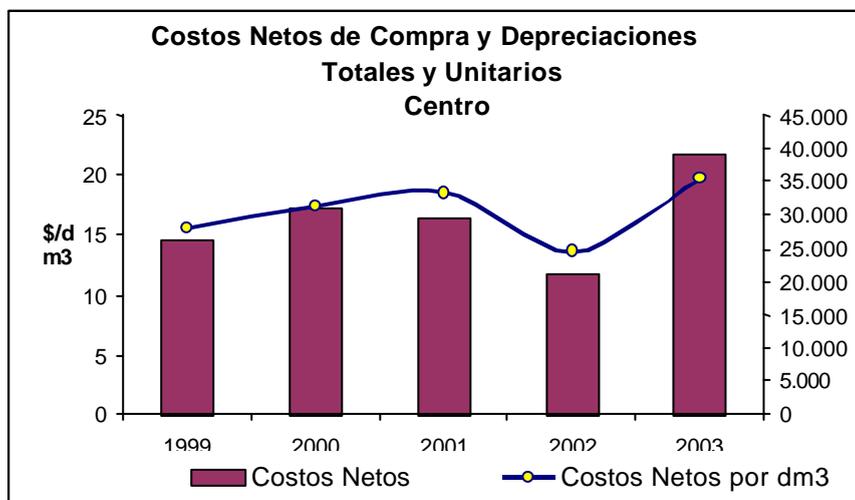
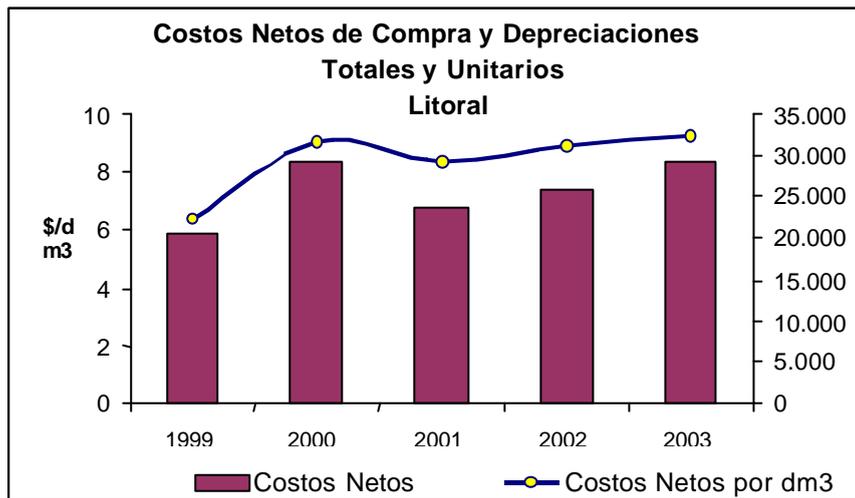
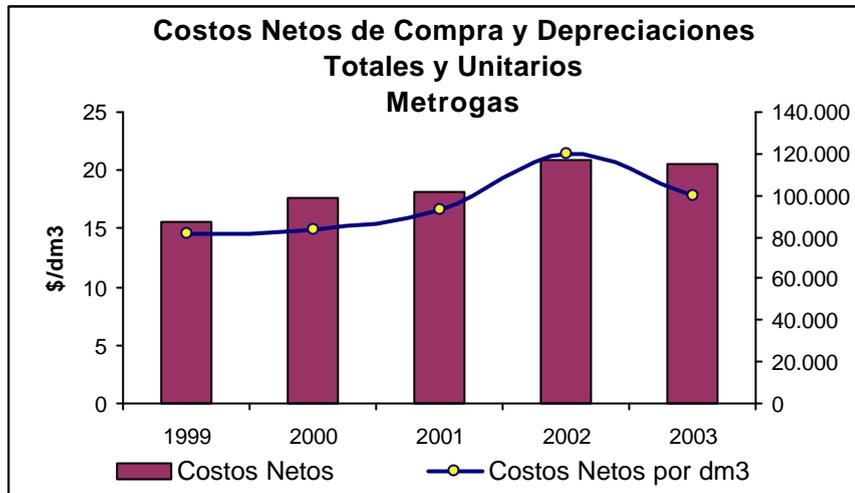


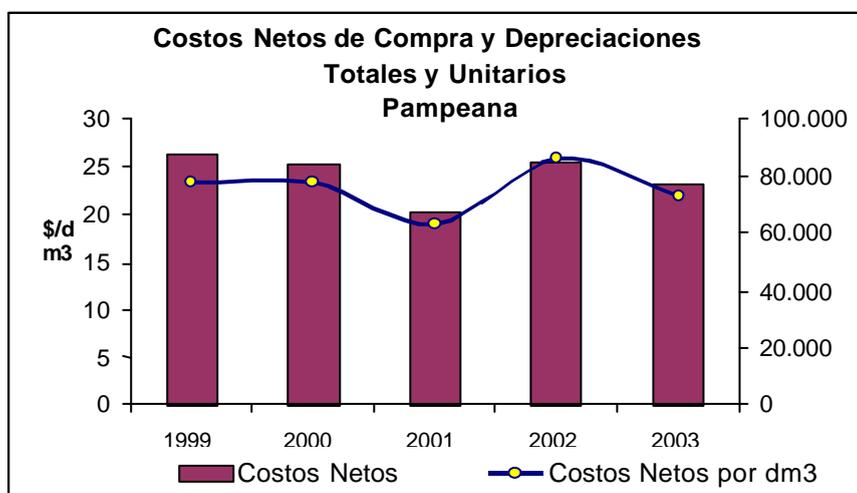
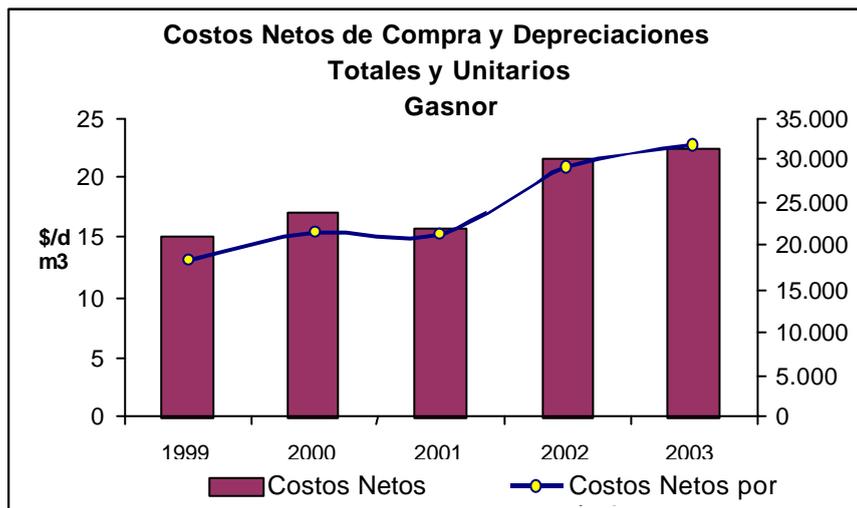
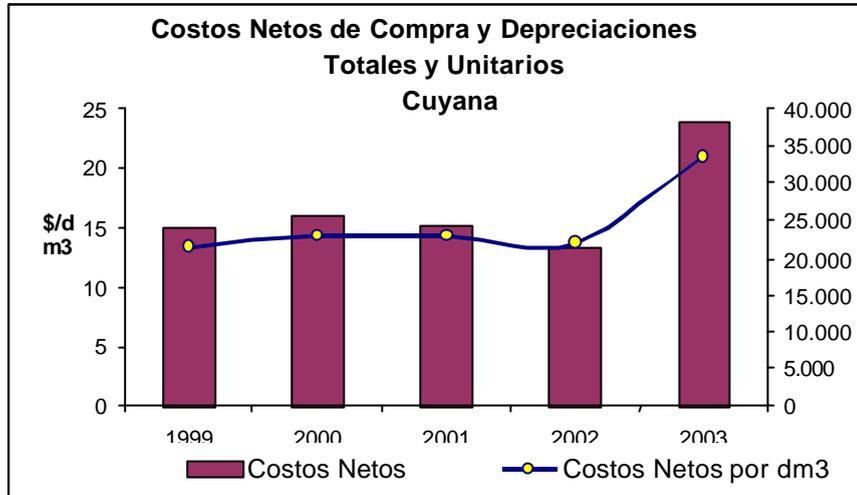


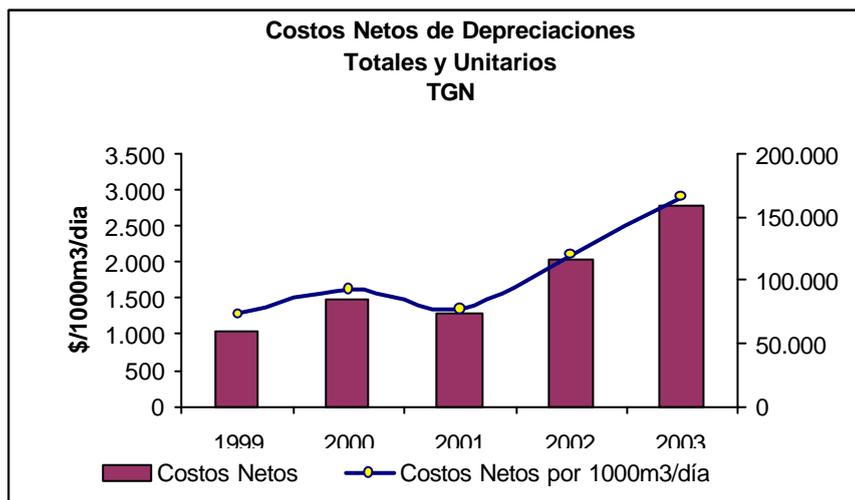
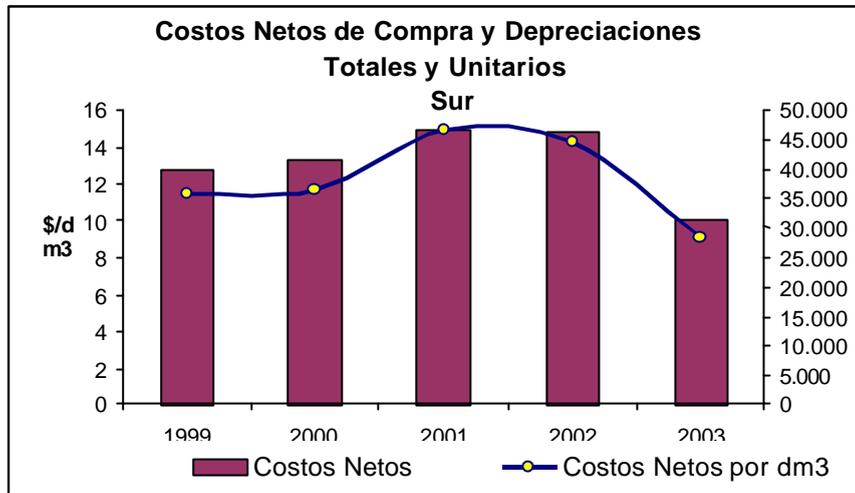
15.4.3 COSTOS TOTALES NETO DE PERSONAL Y DEPRECIACIONES

Los siguientes gráficos muestran los costos totales de las empresas, deduciendo las depreciaciones. Asimismo, se los relacionó con las unidades vendidas (gas o capacidad vendida a clientes totales).

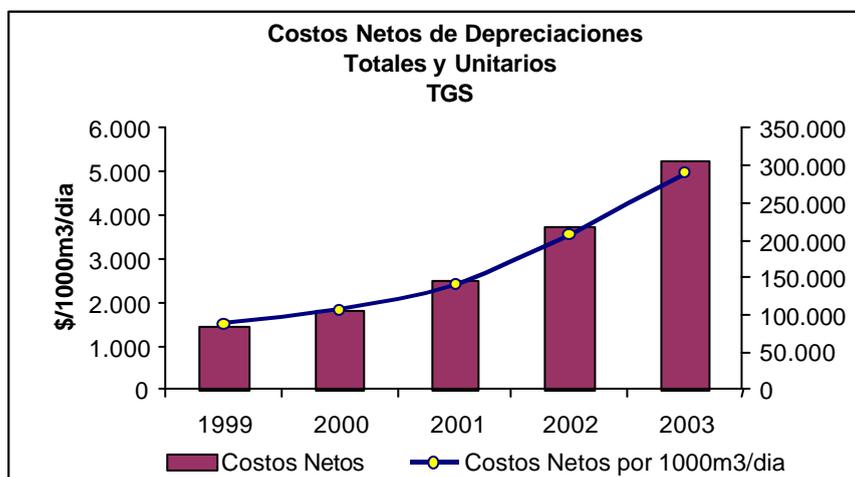








Se ha anulado, a fines de evitar distorsiones, la Previsión para Juicios de TGN, que ascendía a \$ 32 Millones y \$ 9.9 Millones para 2002 y 2003 respectivamente.





15.5 INFORMACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA HASTA 2003

15.5.1 EVOLUCIÓN DE LAS UTILIDADES

La evolución de las utilidades de las licenciatarias ha sido medida según una serie de indicadores que relacionan magnitudes de variables stock (Activos y Patrimonio Neto), con variables flujo del periodo (Resultado Neto, Intereses y Costos del Operador Técnico).

De esta manera, se han calculado tres indicadores de rentabilidad, acordes con el tipo de empresas que se trata:

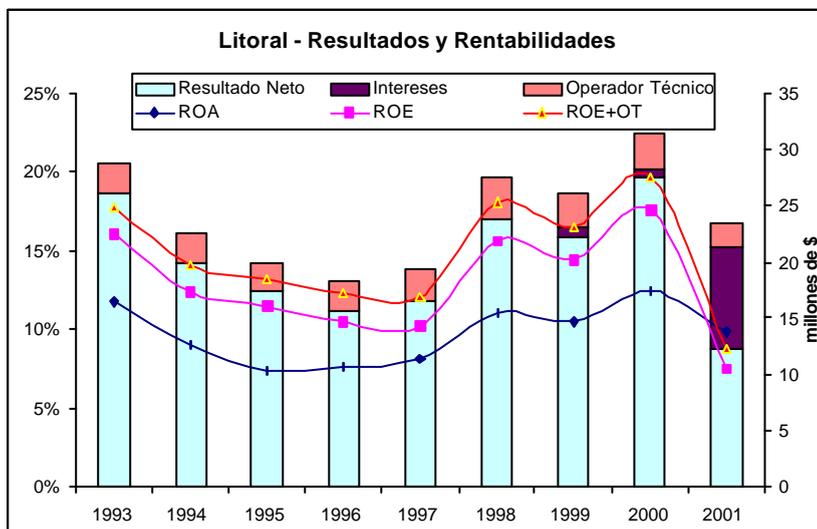
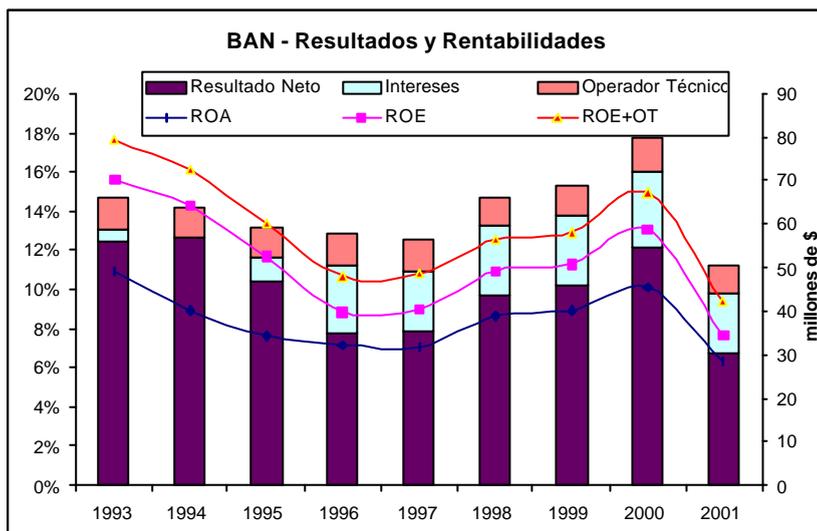
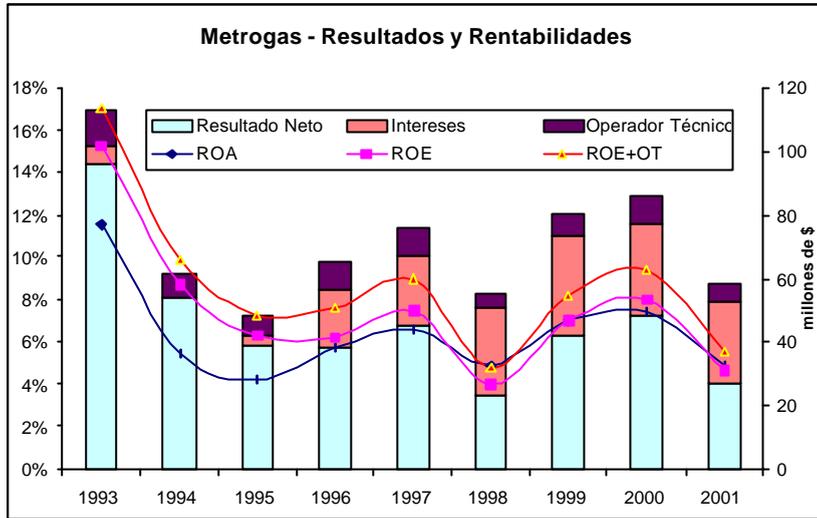
- **Rentabilidad sobre el Patrimonio (ROE):** es la relación entre el Resultado Neto después de Impuestos y el Patrimonio Neto. Muestra la rentabilidad del capital invertido por los accionistas en la empresa.
- **Rentabilidad sobre los Activos (ROA):** es la relación entre el Resultado Neto después de Impuestos más Gastos Financieros y el Activo. Indica la rentabilidad generada por los activos de la empresa, que servirá para afrontar los pagos de intereses (resultados para los acreedores) y dividendos (resultados para los accionistas).
- **ROE más costos del Operador Técnico:** al Resultado Neto después de Impuestos se le suman los costos del Operador Técnico, quien, en el caso de estas empresas, es uno de sus accionistas.

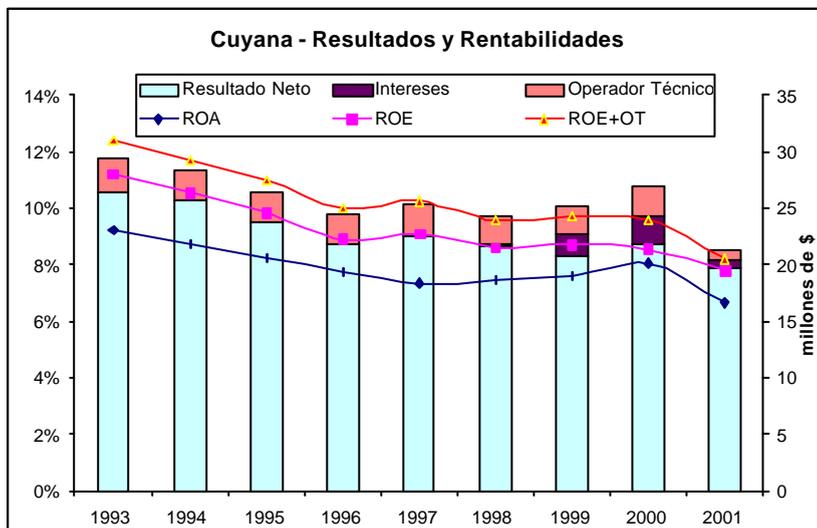
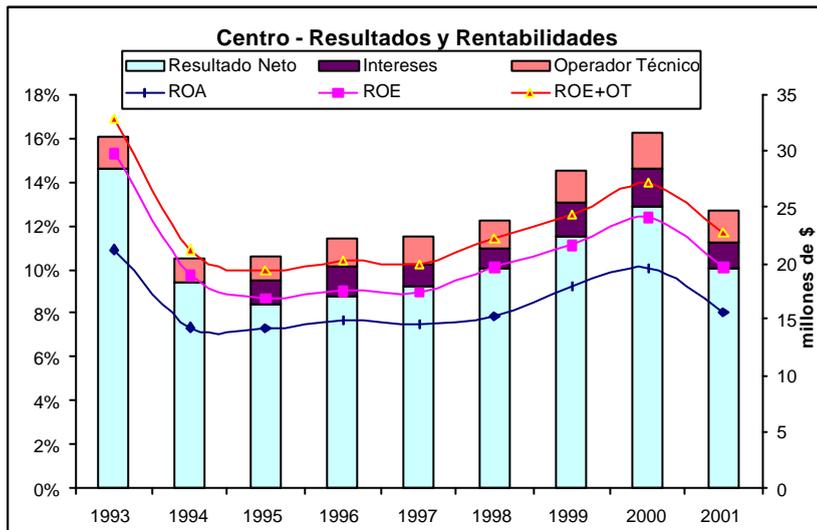
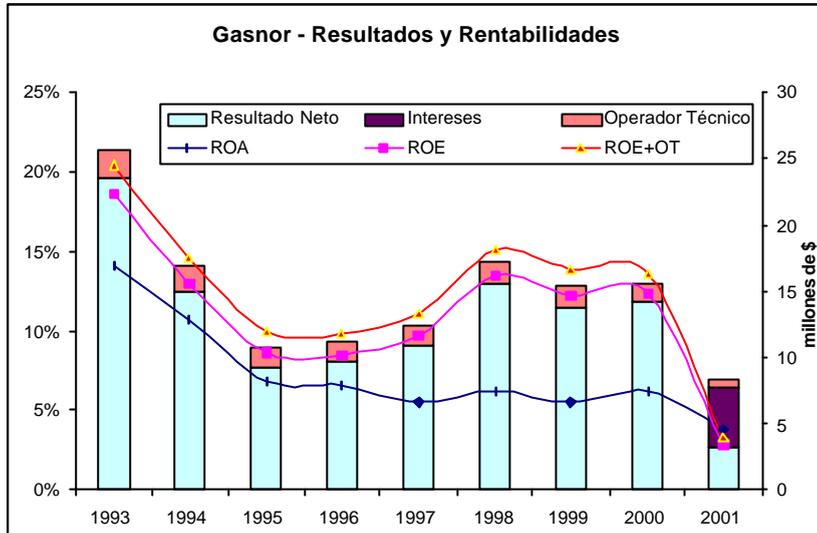
Los datos han sido extraídos de los Balances de publicación de las empresas, por lo que los Resultados y Activos corresponden tanto a los provenientes de la actividad regulada, como a las no reguladas.

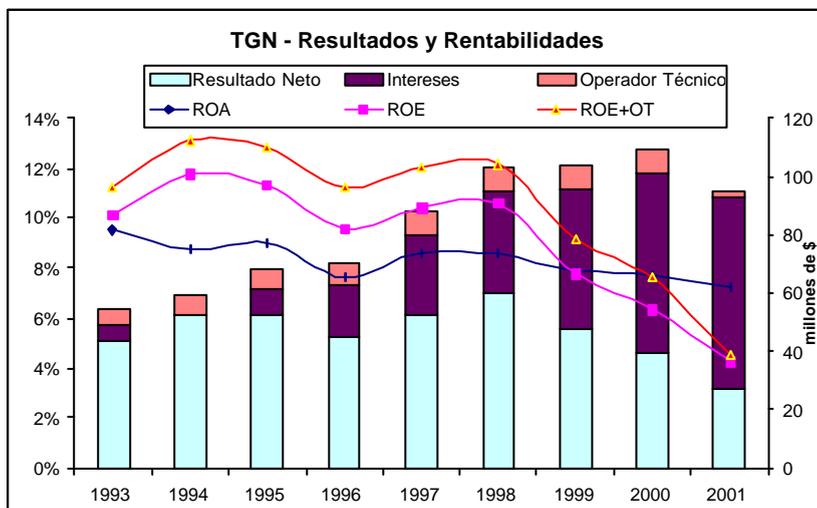
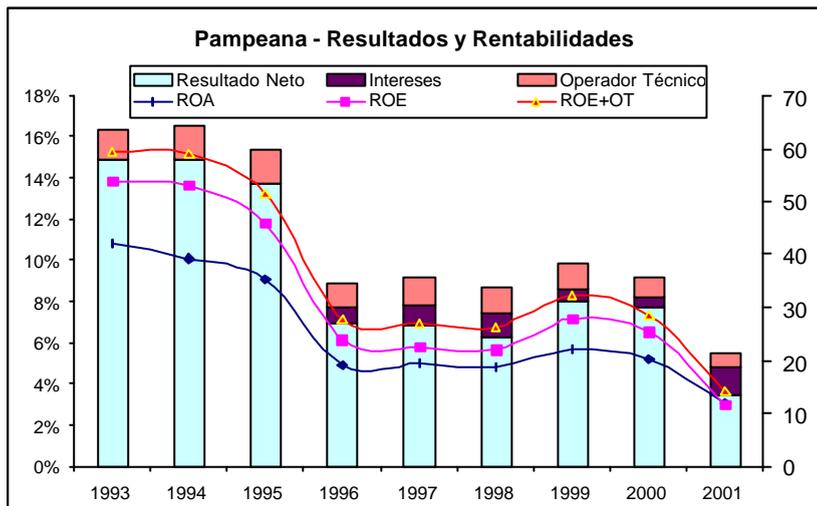
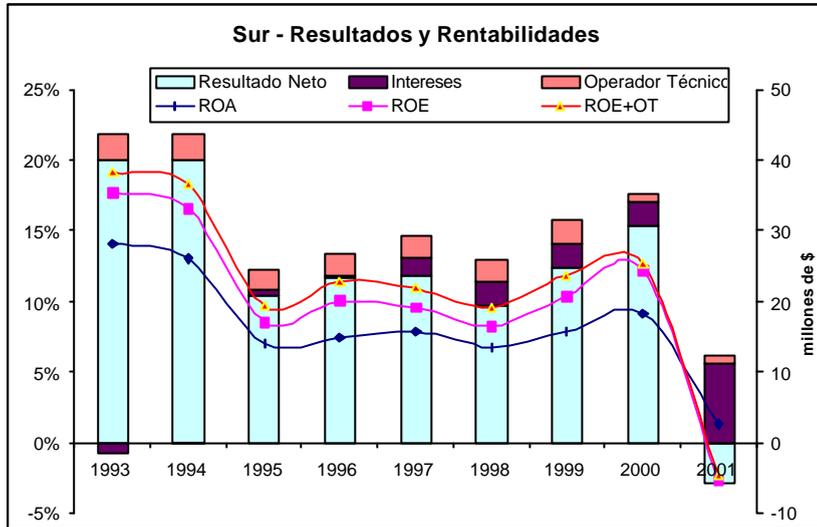
A continuación se muestra la evolución de estos tres indicadores por empresa:

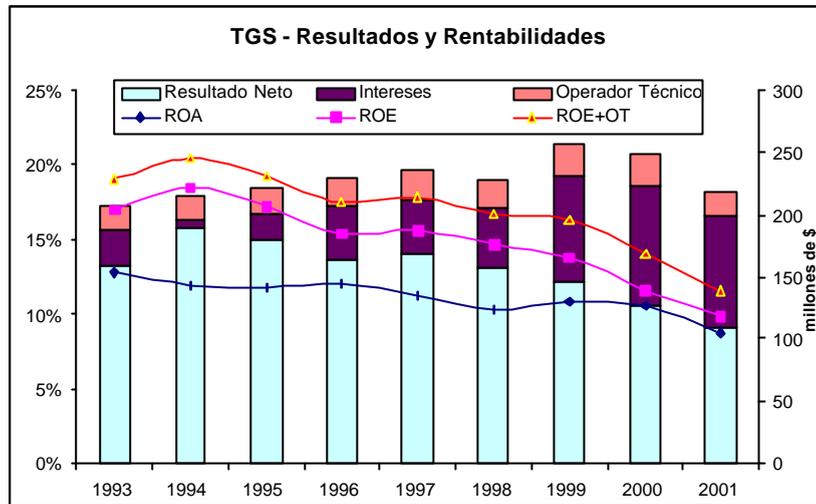


Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos









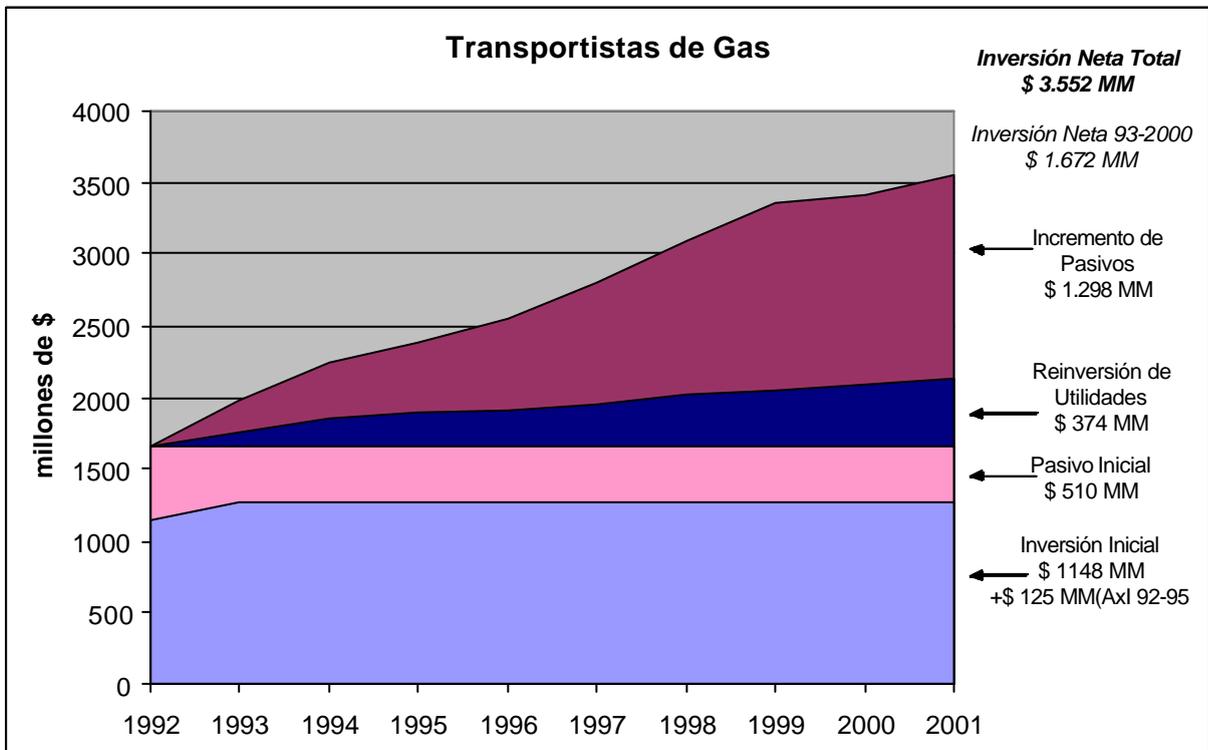
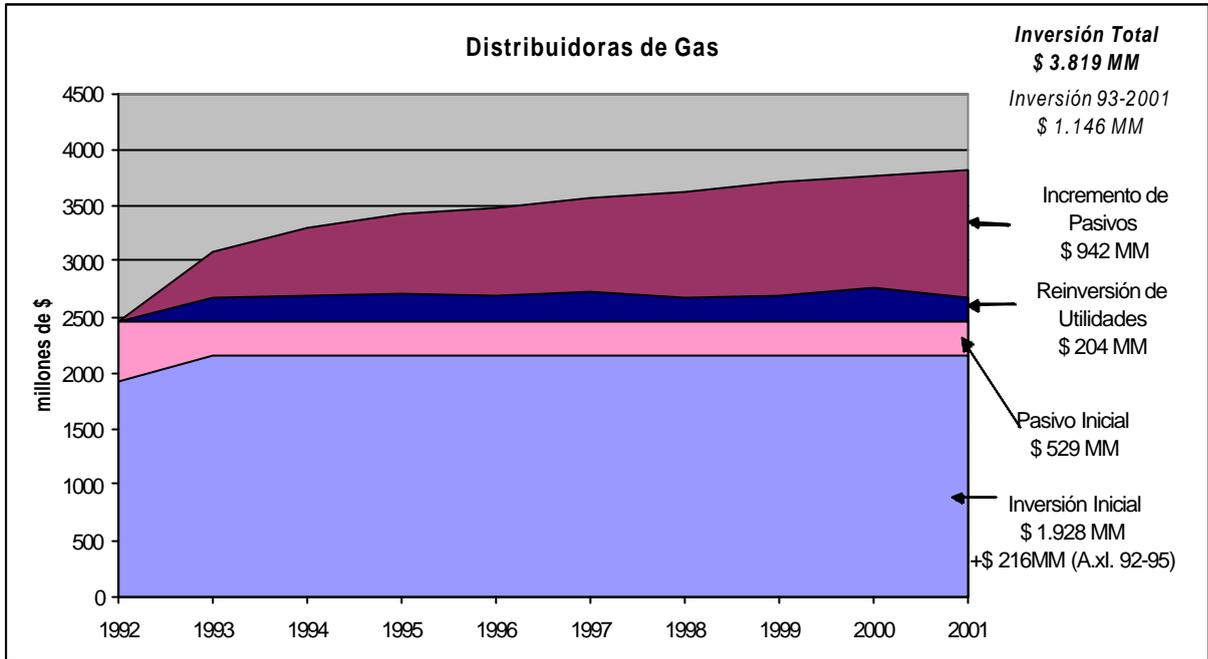
Por lo general, el ROE es superior al ROA, dado que, los accionistas, haciendo uso del apalancamiento financiero conseguido con préstamos de terceros, logran un mayor rendimiento de la inversión. Esto no sucede cuando las tasas de los préstamos superan la rentabilidad propia del accionista en el negocio. Este último efecto puede observarse en algunas empresas durante el año 2001, cuando el riesgo país aumentaba fuertemente.

15.5.2 EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN TOTAL

A los fines de los puntos que siguen, se ha considerado como Inversión Total el valor de los Activos de las licenciatarias, a Diciembre de 2001. Por otro lado, para calcular la Inversión entre 1993 y 2001, se tomó en cuenta el incremento del valor del Activo entre esos años. La Reinversión de Utilidades se calculó en base a los Resultados no distribuidos en dividendos e incluye la Reserva Legal, establecida por la Ley de Sociedad Comerciales. A la inversión inicial (Patrimonio Neto al 31/12/1992), se le sumó el Ajuste de Capital producto de la aplicación del procedimiento de ajuste por inflación practicado hasta agosto de 1995, según la normativa contable vigente hasta ese momento. El Pasivo inicial lo constituyen las deudas transferidas a las licenciatarias.

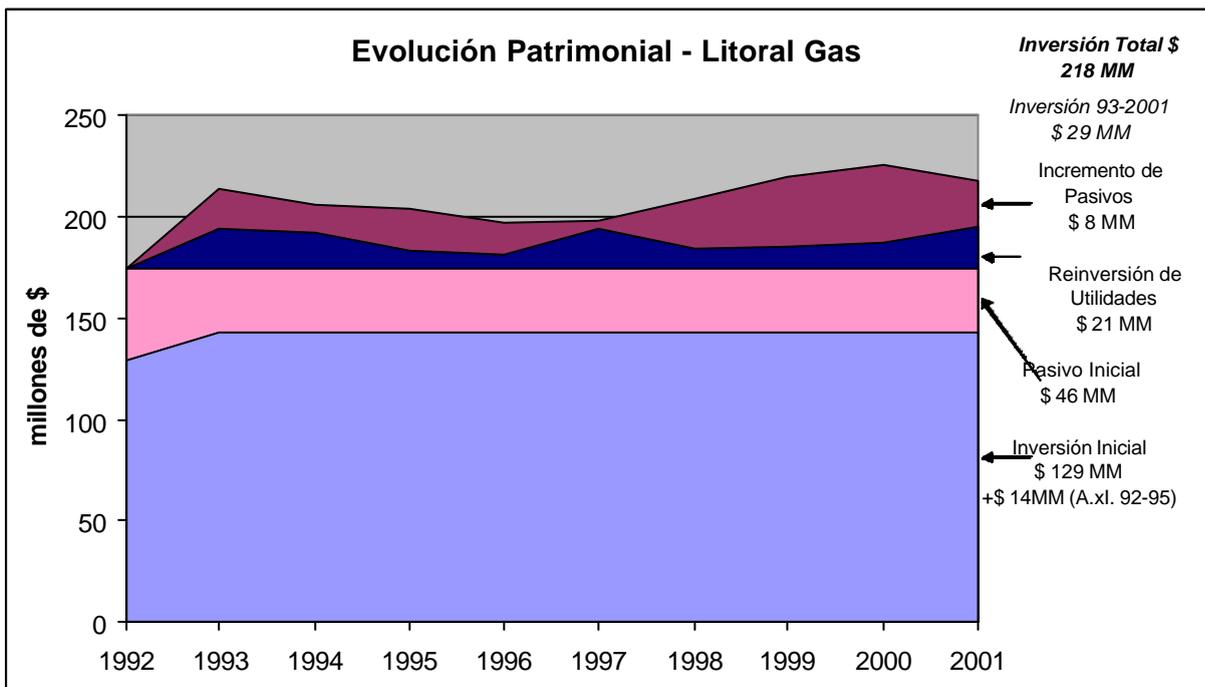
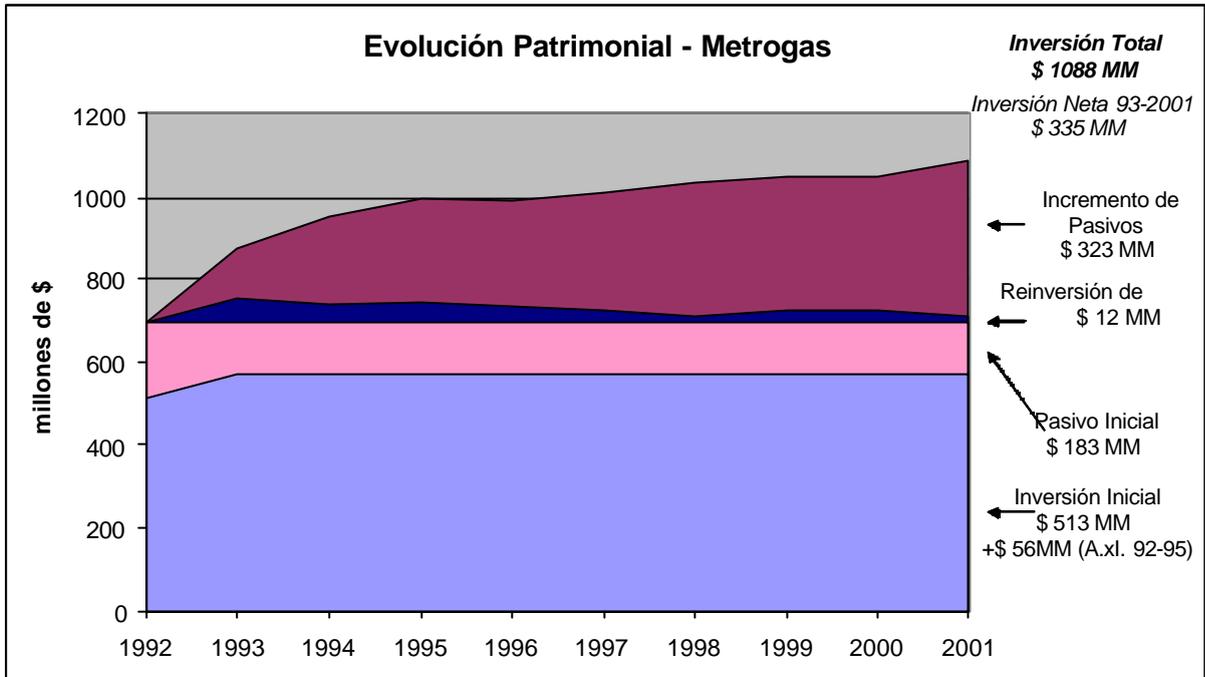
Cabe destacar que los únicos incrementos de Patrimonio Neto que se han identificada son las reinversiones de utilidades, que suman \$ 578 Millones, sobre una inversión total en el período de \$ 2.818 Millones. O sea, que los restantes \$ 2.240 Millones habrían sido aportados por terceros, o por los propios accionistas en carácter de préstamos y no como Aportes Irrevocables o Capitalizaciones.

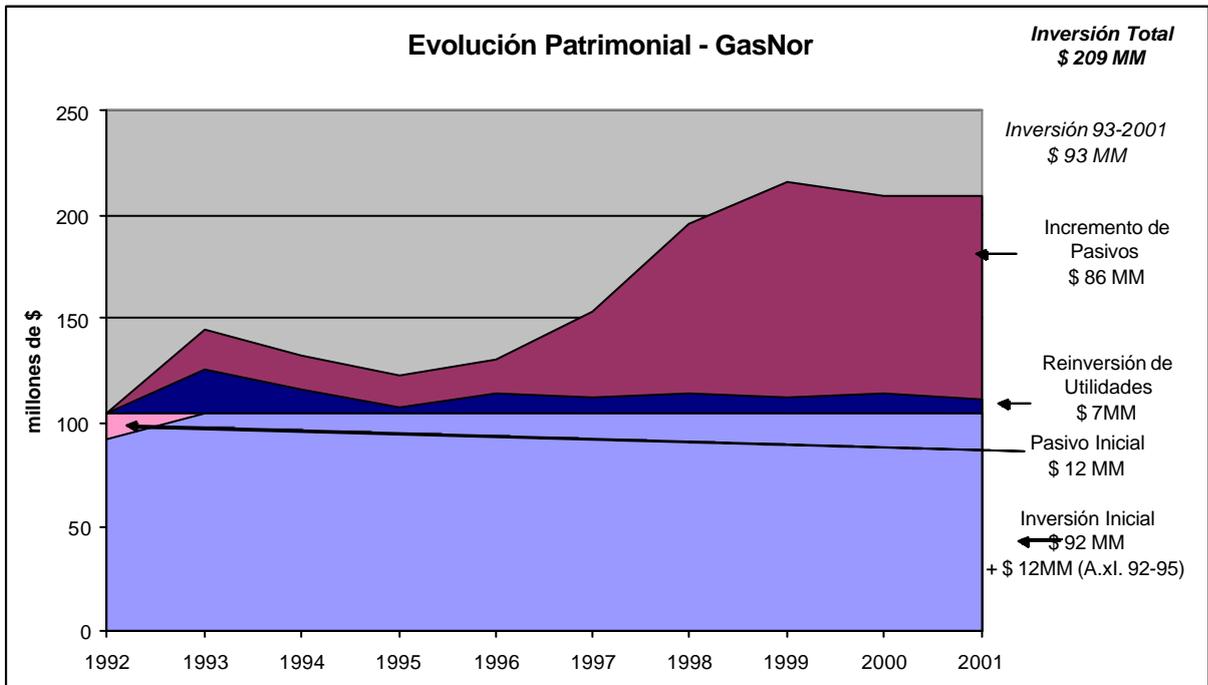
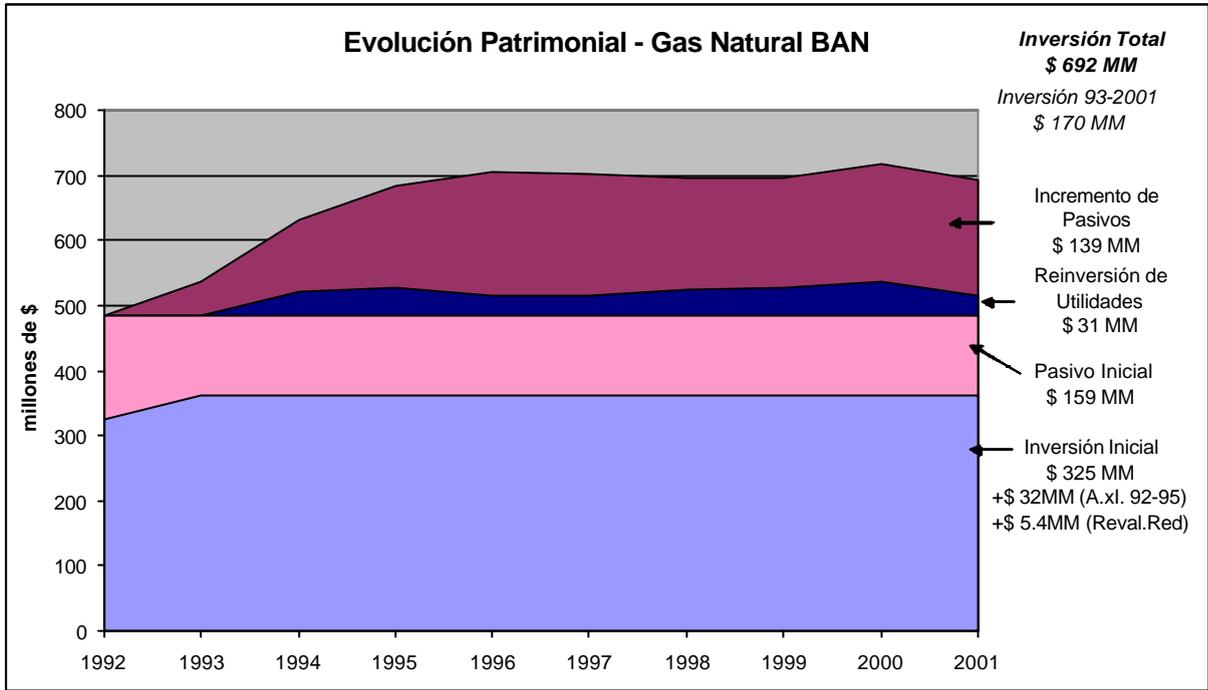
En el siguiente gráfico se puede observar la evolución agregada de las Distribuidoras de Gas y por otro lado, de las Transportistas de Gas.

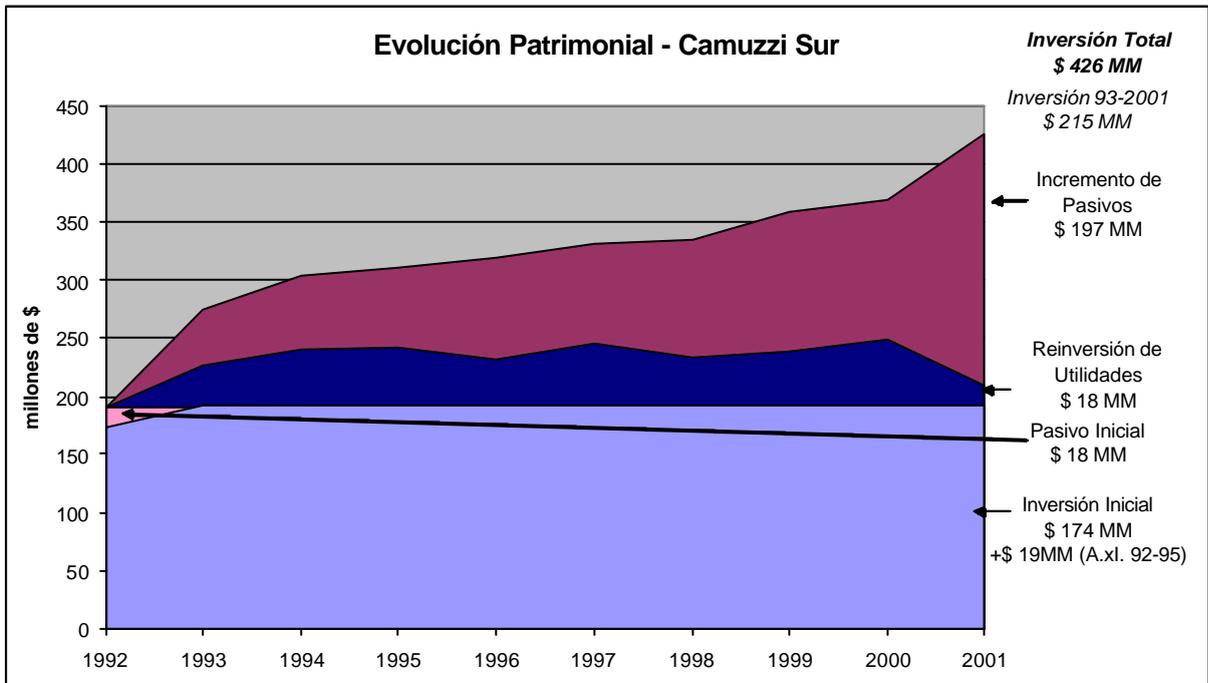
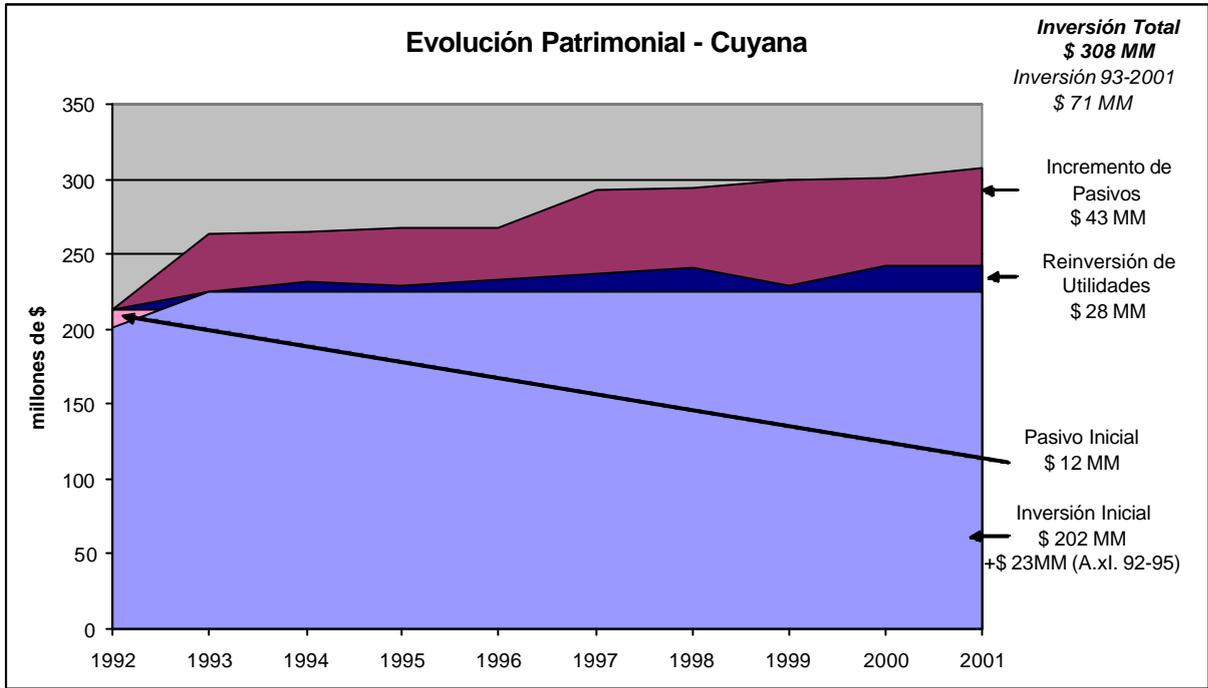


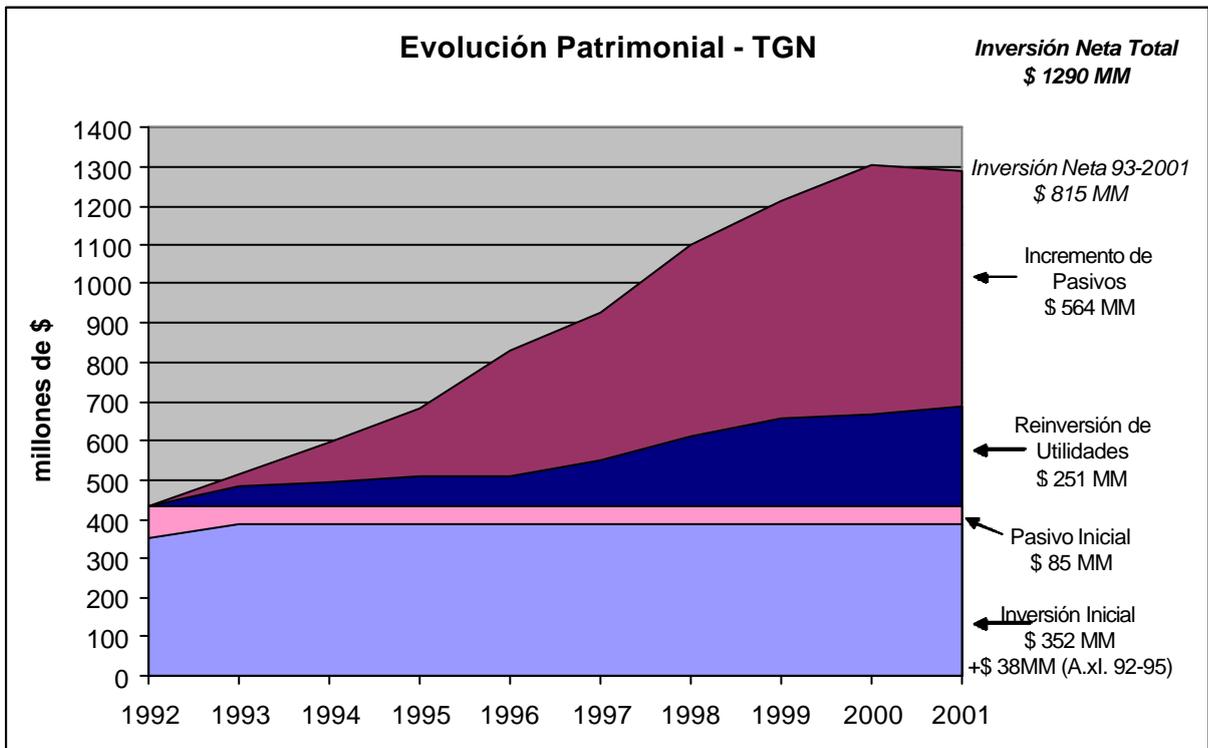
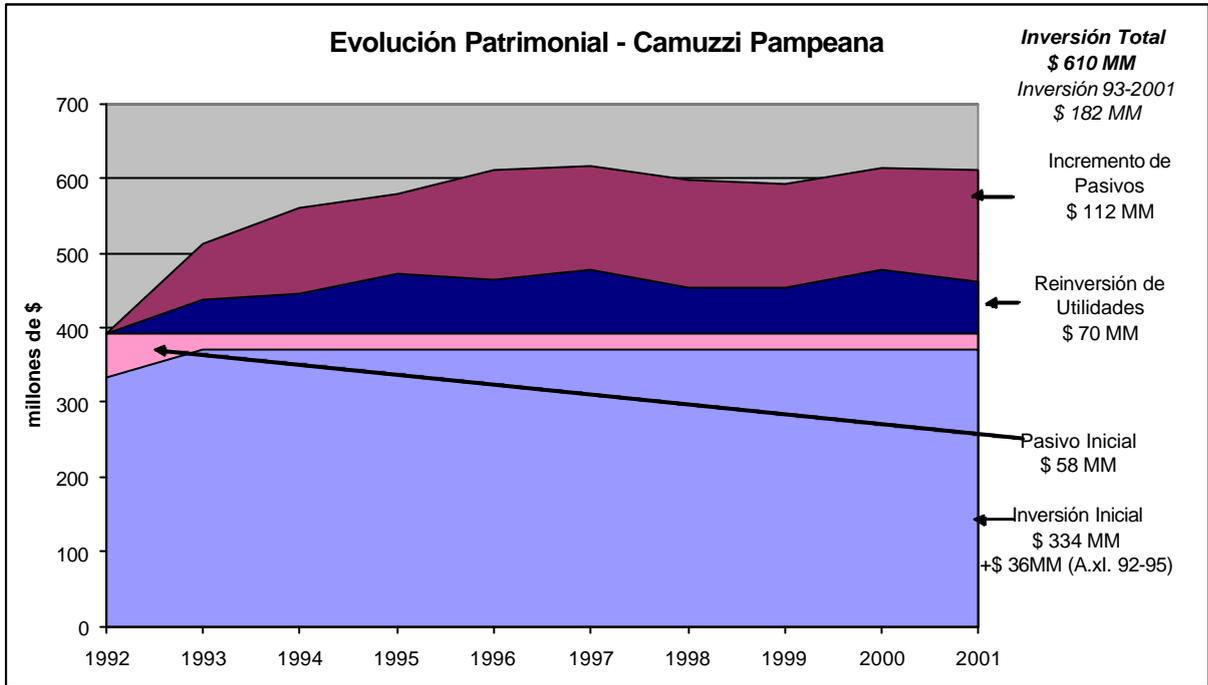


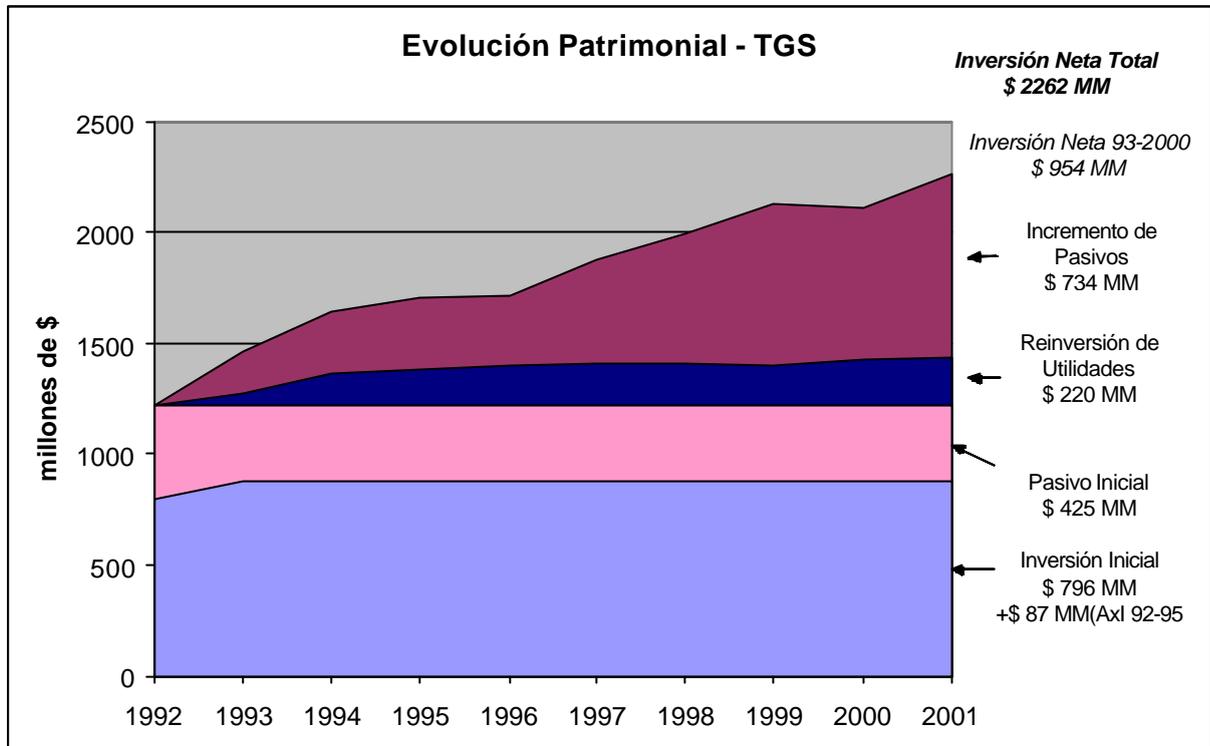
A continuación se exponen los gráficos de la evolución de cada empresa:









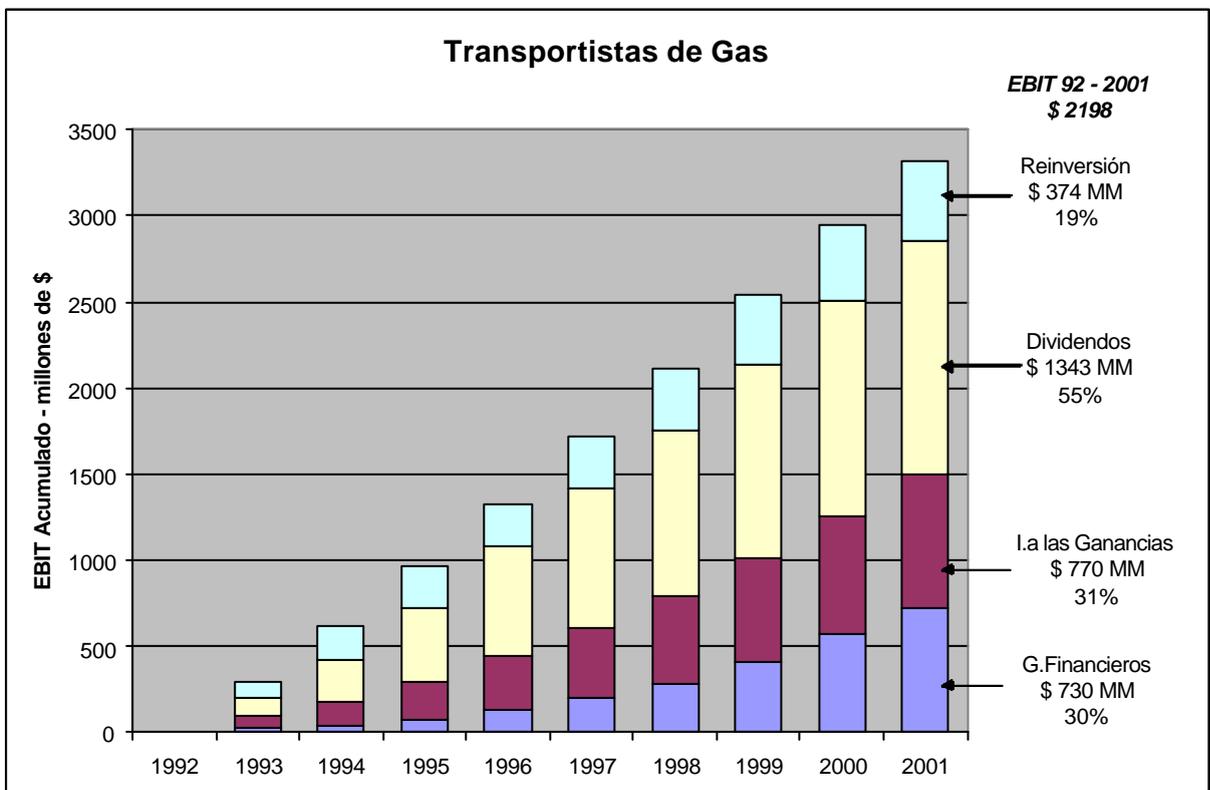
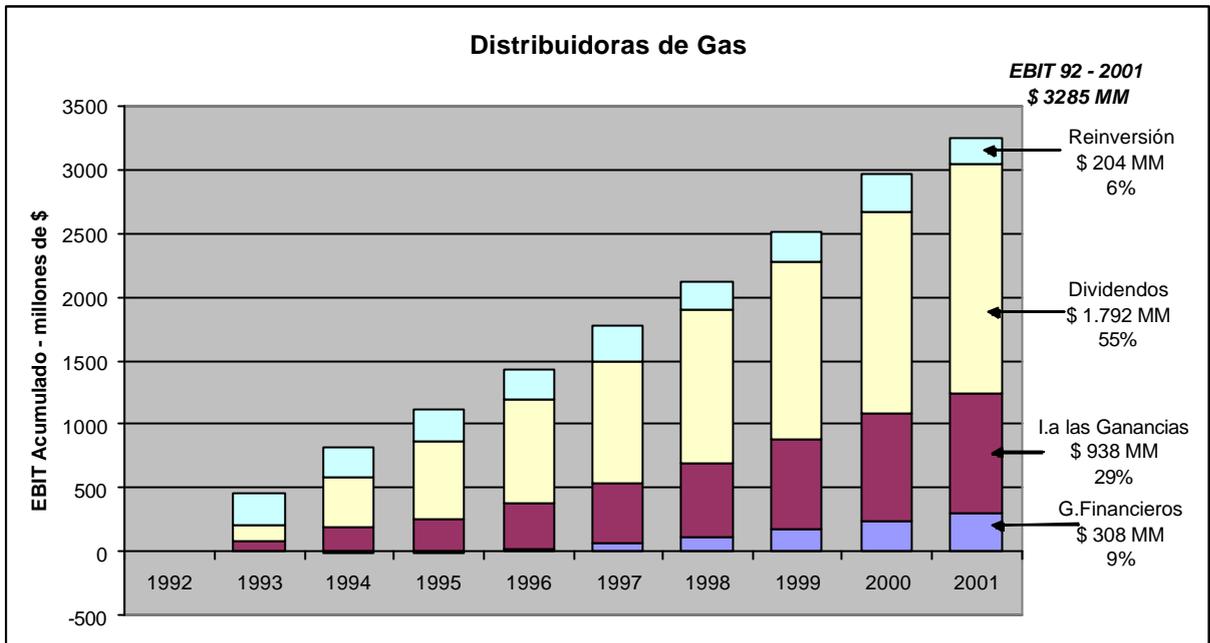


15.5.3 DESTINO DE LOS RESULTADOS ANTES DE INTERESES E IMPUESTO A LAS GANANCIAS

A los fines de explicitar el destino de las utilidades, se consideró el Resultado Neto antes de Intereses e Impuesto a las Ganancias (EBIT), y a partir de allí se identificó el destino de los resultados según hayan sido para pagar utilidades a acreedores (intereses), a accionistas (dividendos), al Estado (Impuesto a las Ganancias) y para reinvertir en la propia compañía (incluida la Reserva Legal). Este último concepto se explica en los puntos que siguen.

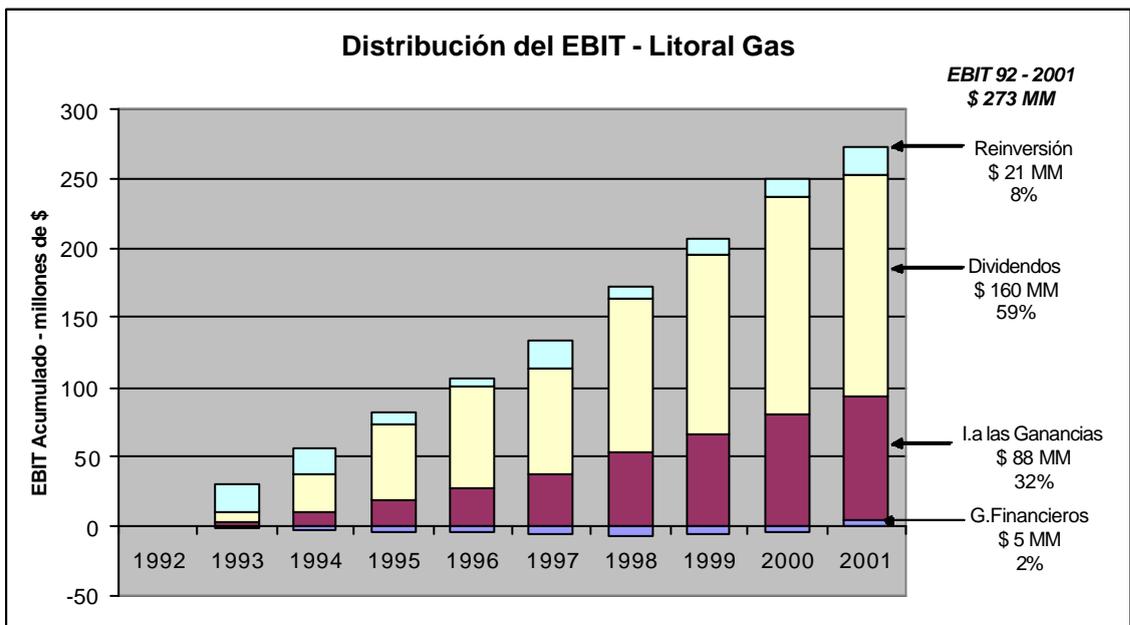
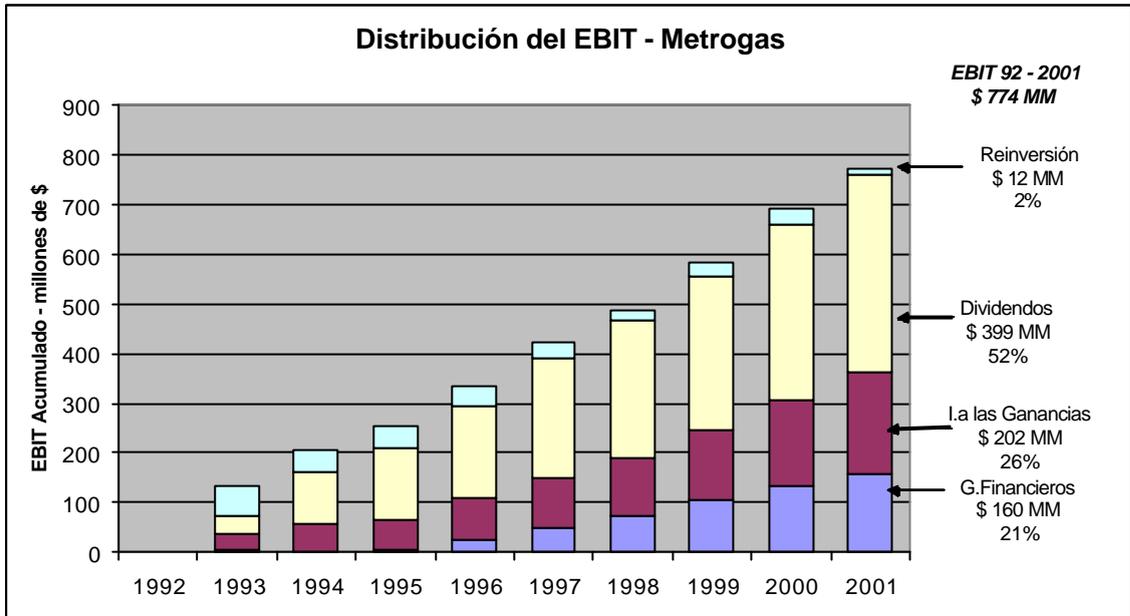
Cabe señalar que el porcentaje que se destinó al Impuesto a las Ganancias no representa la tasa real del impuesto, dado que se ha calculado sobre el total de los Resultados y no sobre el Resultado Neto Impositivo, base imponible para la determinación del Impuesto.

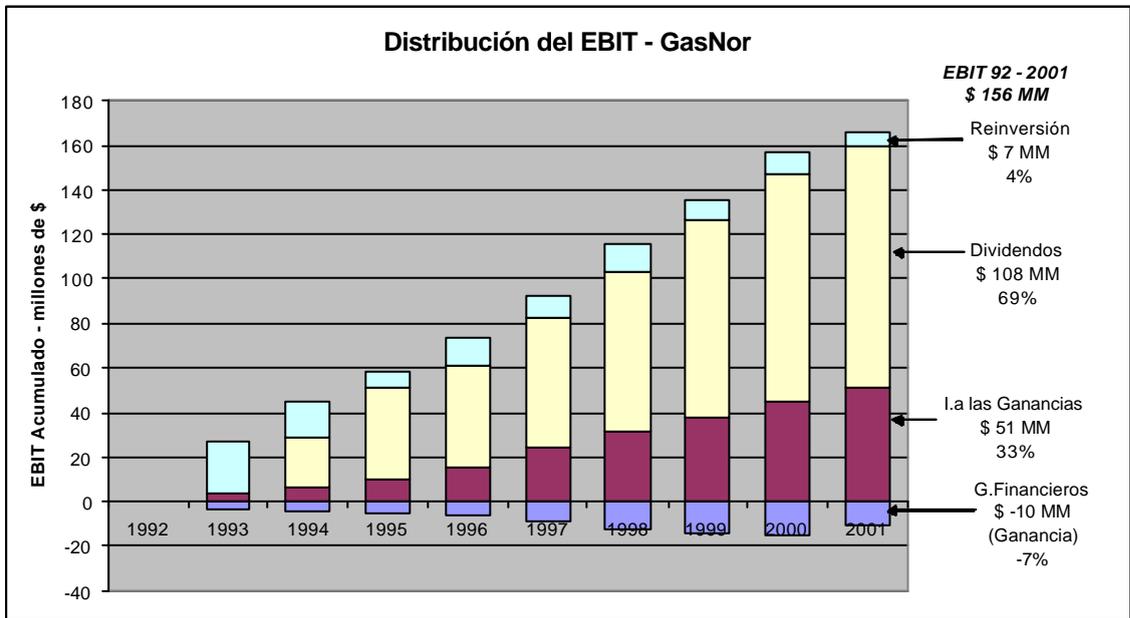
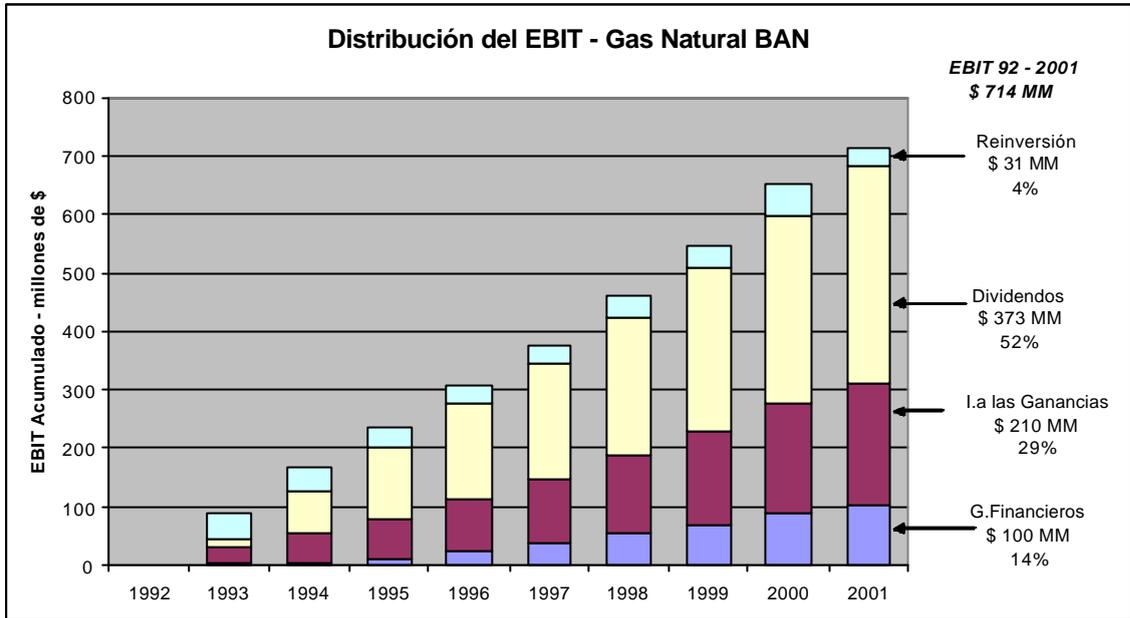
Los gráficos que se exponen a continuación muestran los montos acumulados hasta 2001 del total de las empresas:



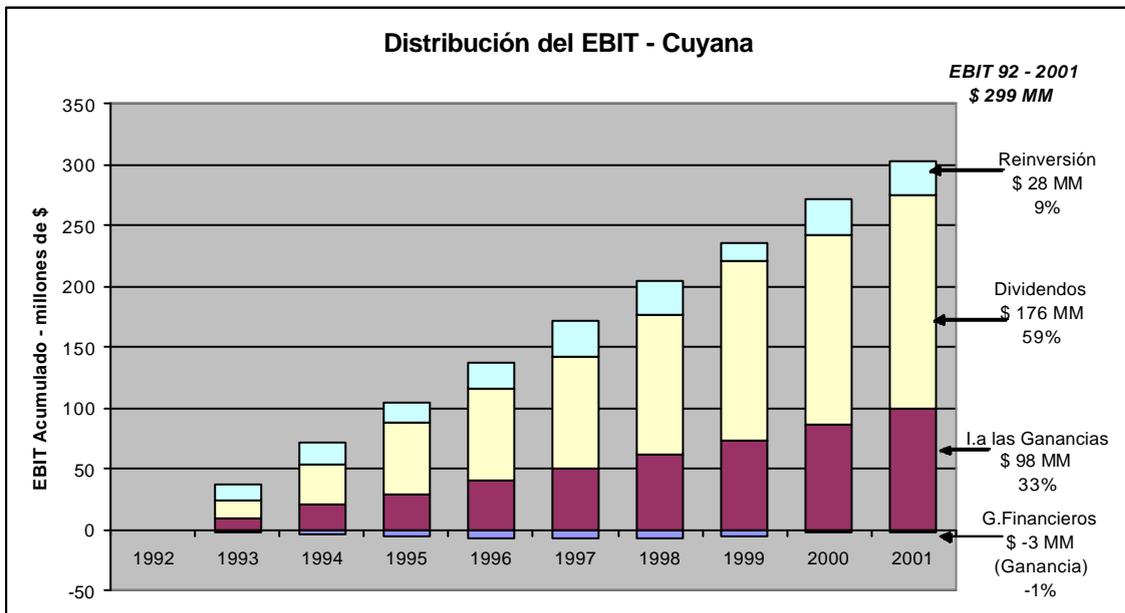
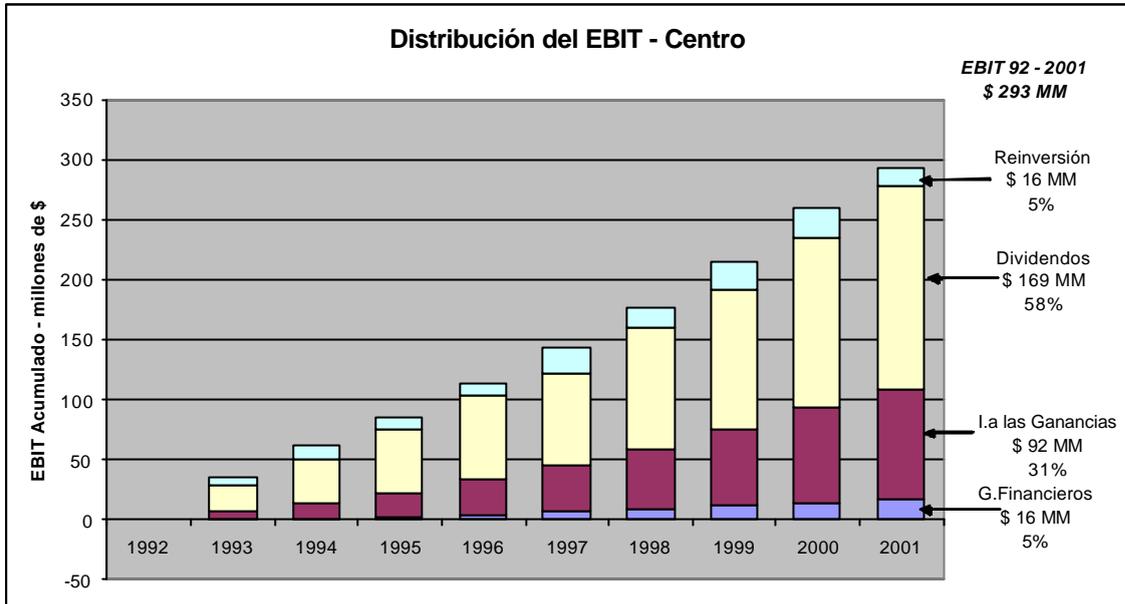


A continuación se muestran los gráficos para cada compañía:

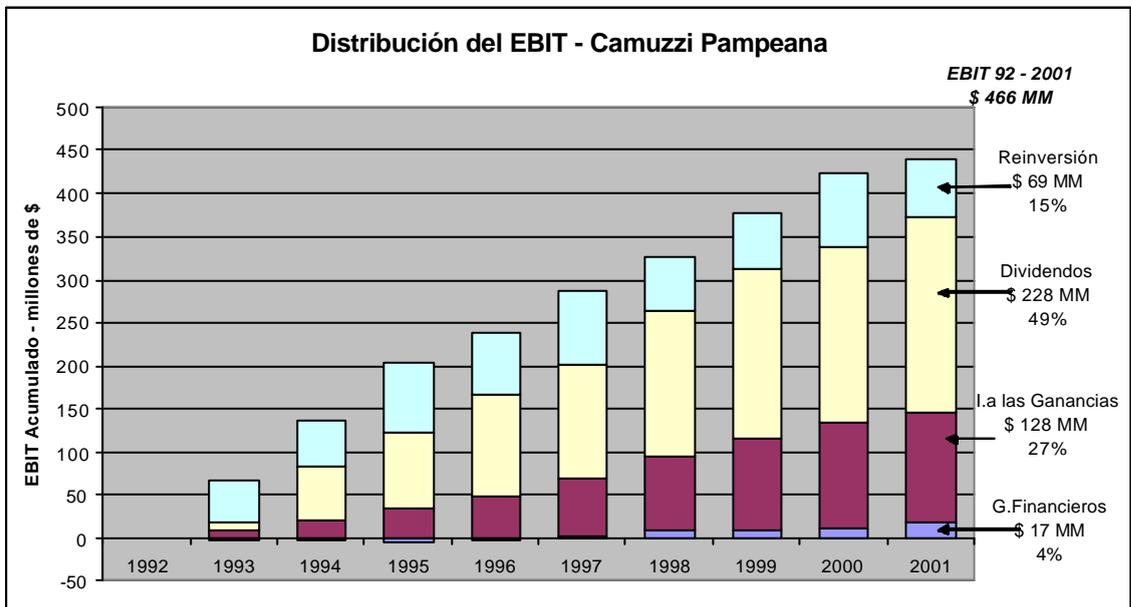
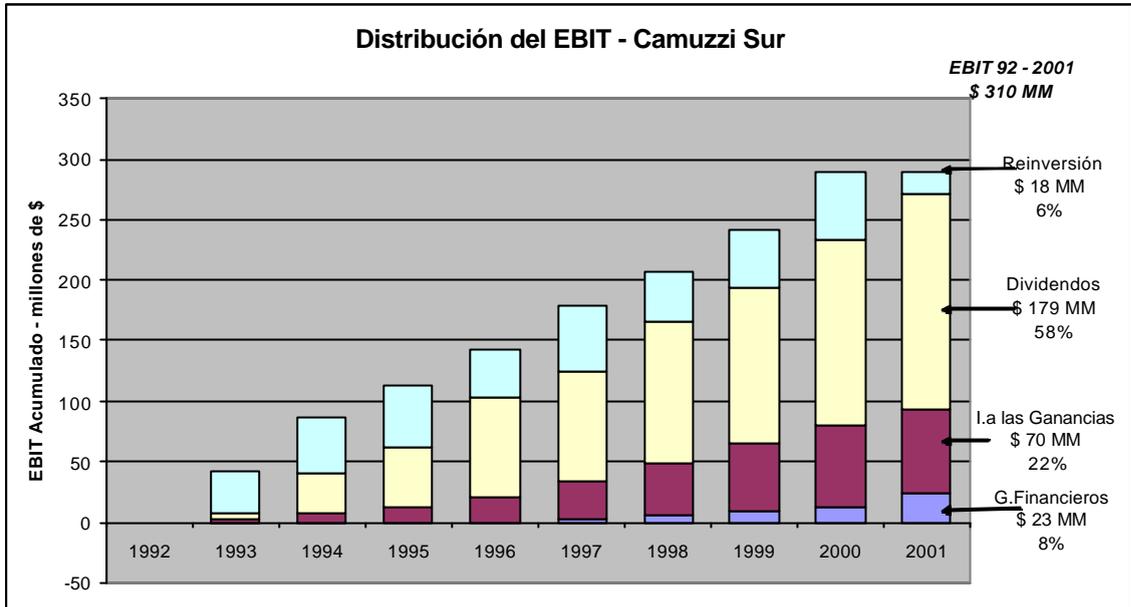


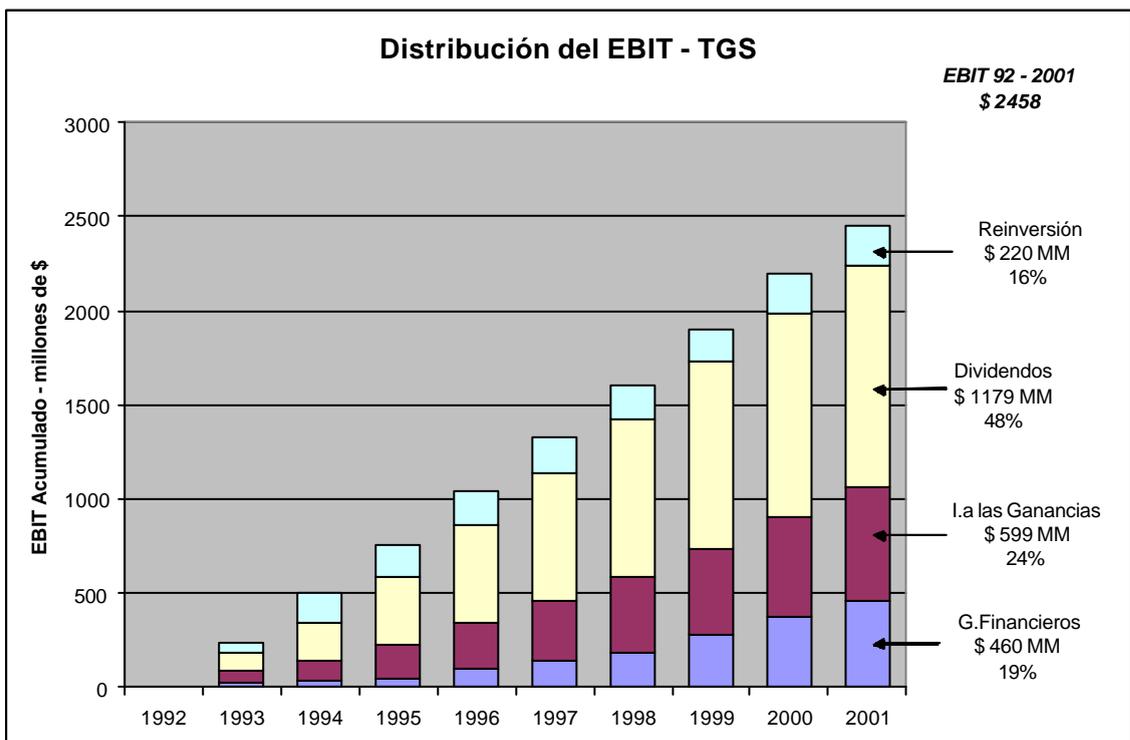
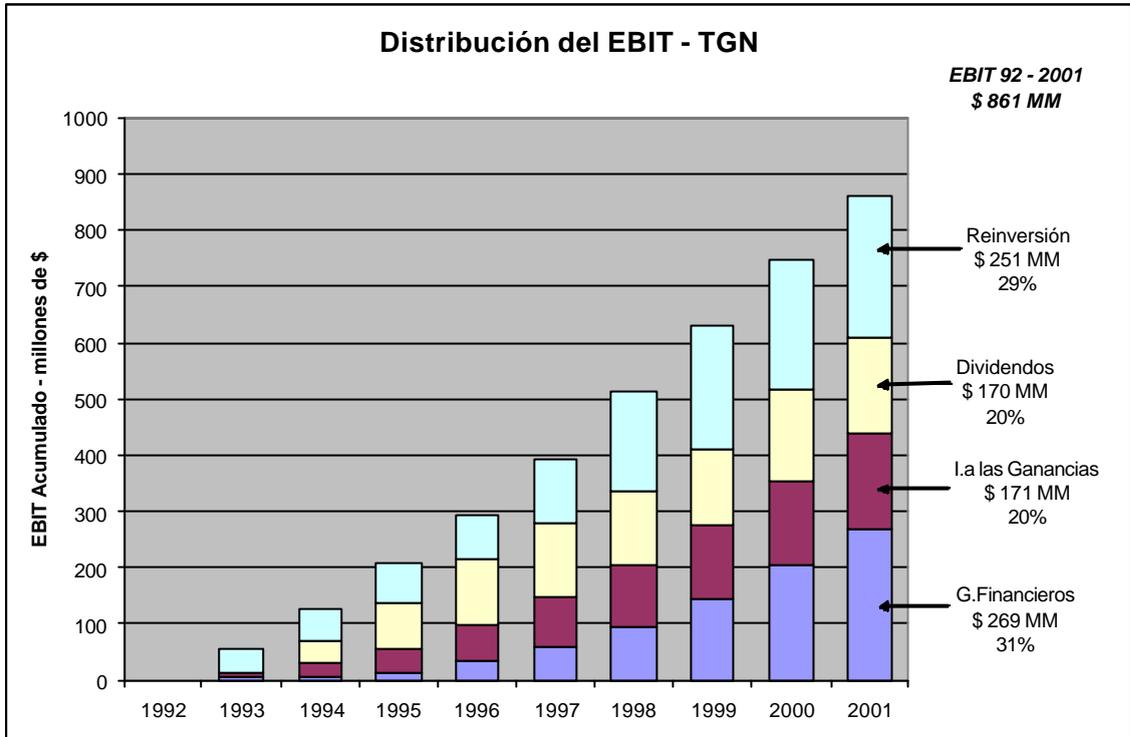


Nota: Gasnor presenta resultados financieros positivos, esto es, que los intereses ganados superan a los intereses por préstamos / proveedores.



Nota: ECOGAS Cuyana presenta resultados financieros positivos, esto es, que los intereses ganados superan a los intereses por préstamos / proveedores.

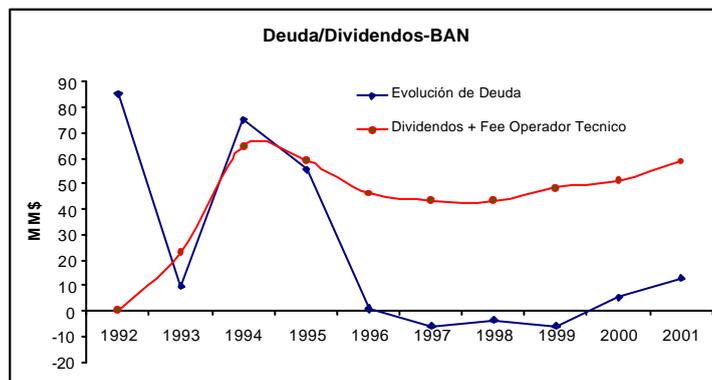
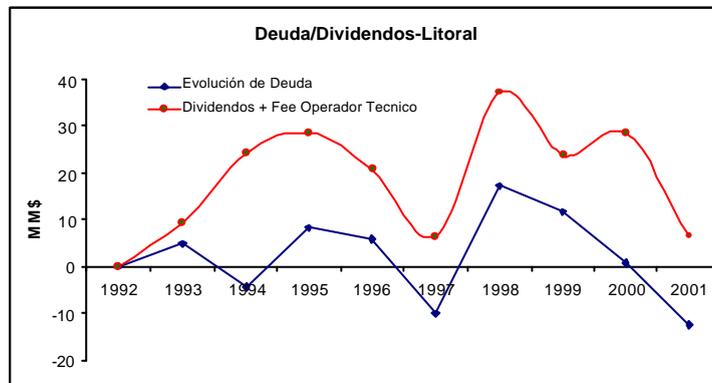
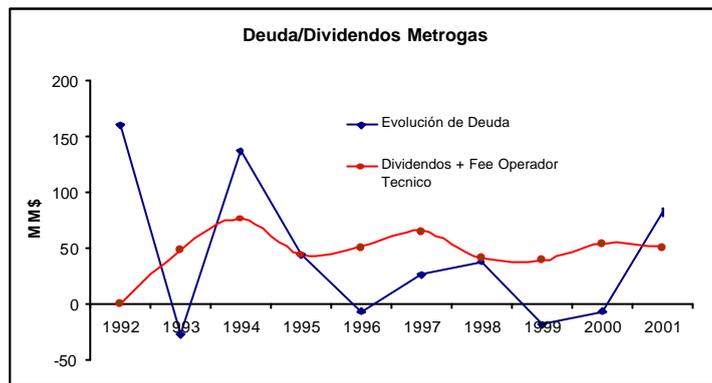






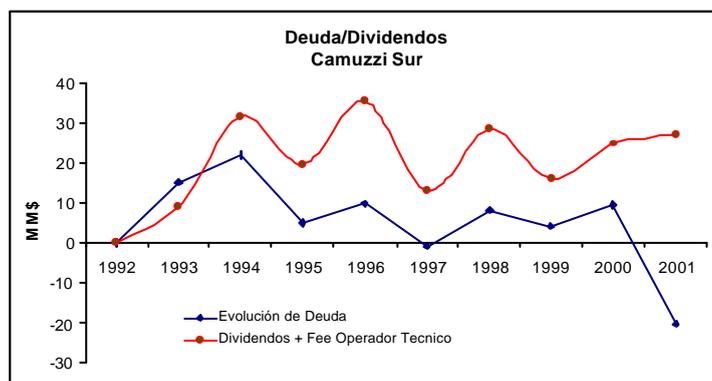
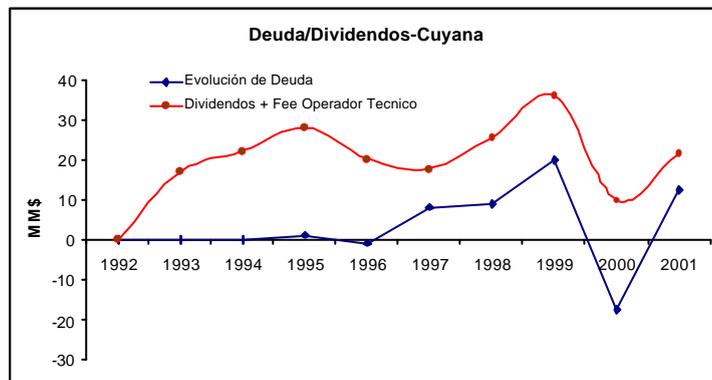
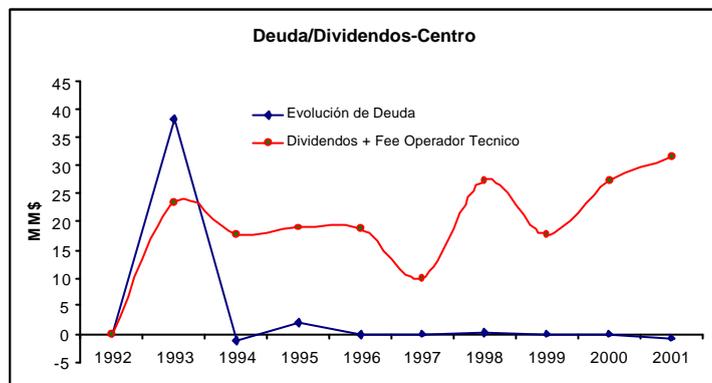
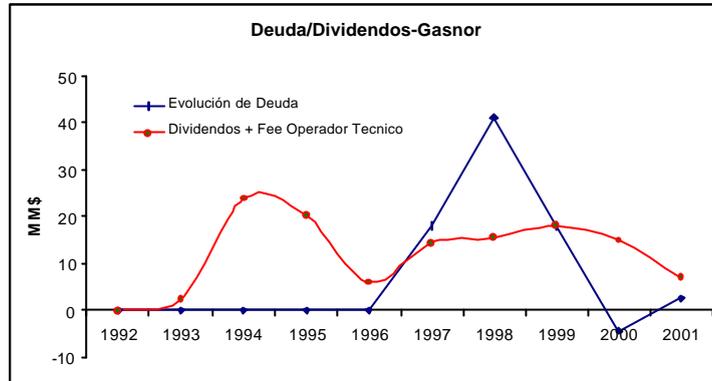
15.5.4 DIVIDENDOS, OPERADOR TÉCNICO Y DEUDAS

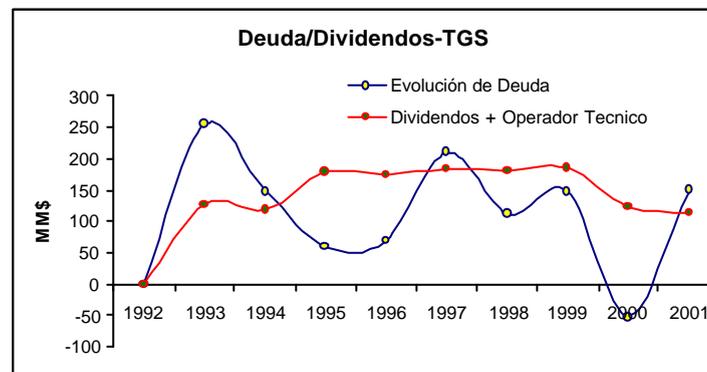
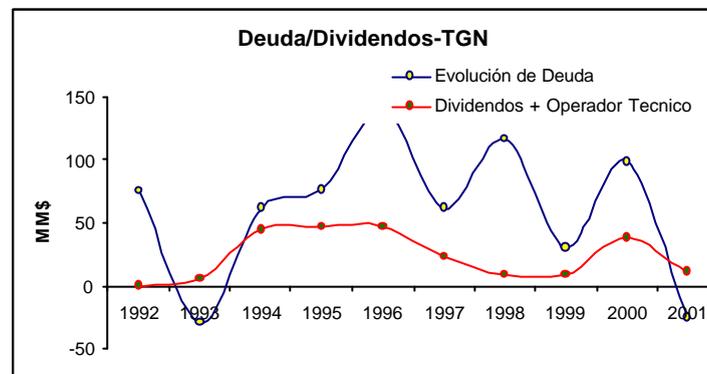
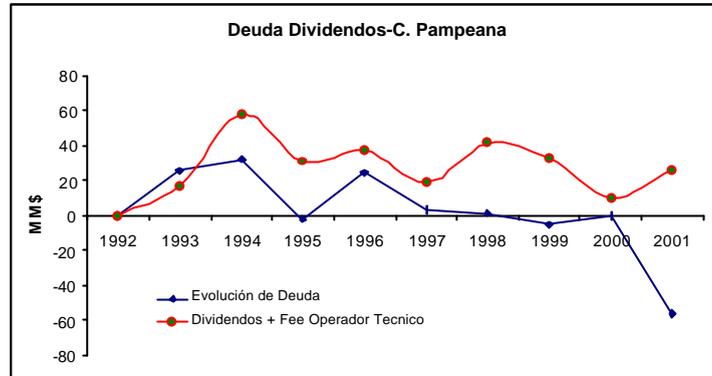
Los siguientes gráficos muestran la evolución entre 1992 y 2001 de las deudas financieras totales y el devengamiento de los cargos del Operador Técnico y el pago de Dividendos.





Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos





15.5.5 INVERSIONES EN BIENES DE USO, DEPRECIACIONES, DEUDAS Y REINVERSIÓN DE UTILIDADES

Los siguientes gráficos intentan mostrar la evolución comparada de las principales fuentes de financiamiento que se utilizaron para la inversión en Bienes de Uso en el Sector de Gas Natural.



La primera fuente es la **Depreciación de Bienes de Uso**, que se trata de un cargo (pérdida) que se registra anualmente con el fin de reflejar económicamente la pérdida de valor de los Bienes de Uso por su utilización. Esta pérdida registrada en el Estado de Resultados constituye un cargo “no erogable”, por lo que, en términos financieros, constituye una reserva de valor no distribuible en dividendos, disponible en el Activo para futuras inversiones.

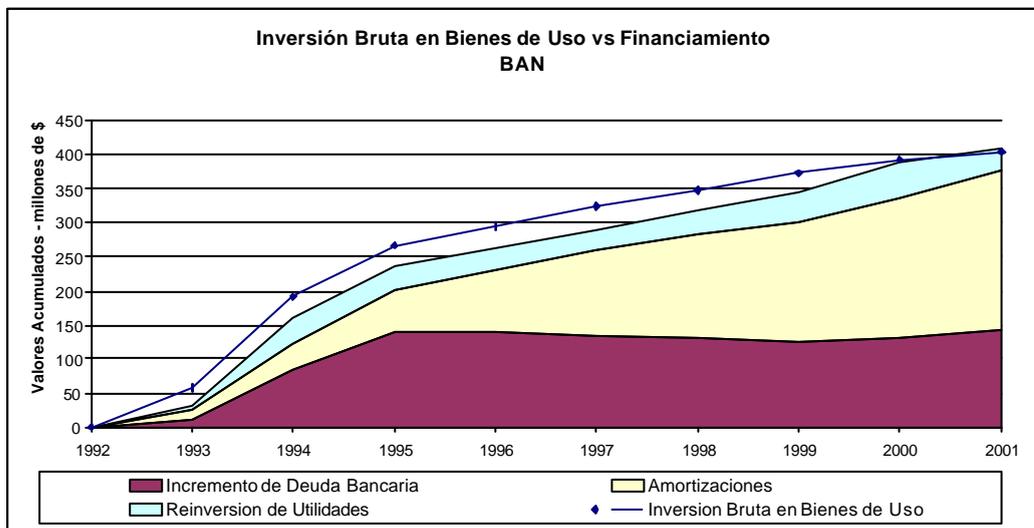
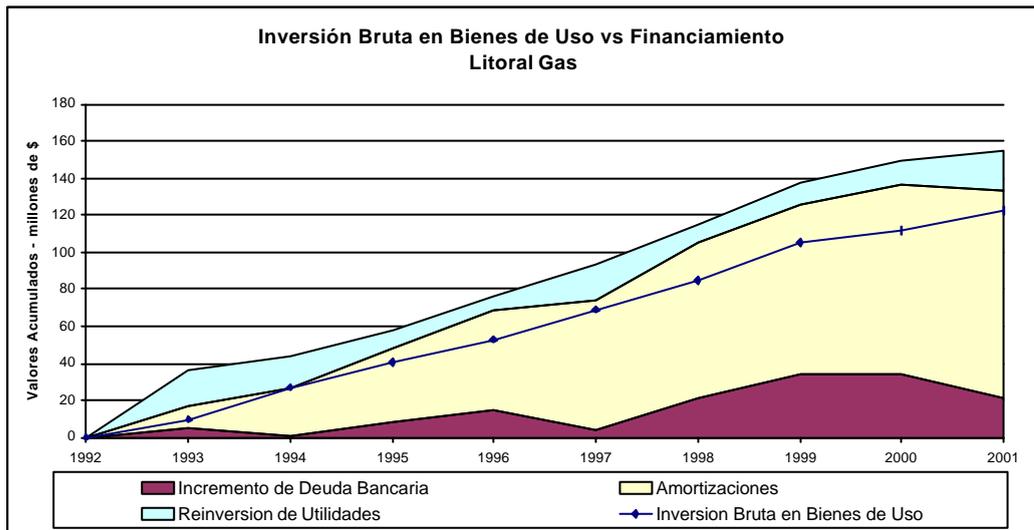
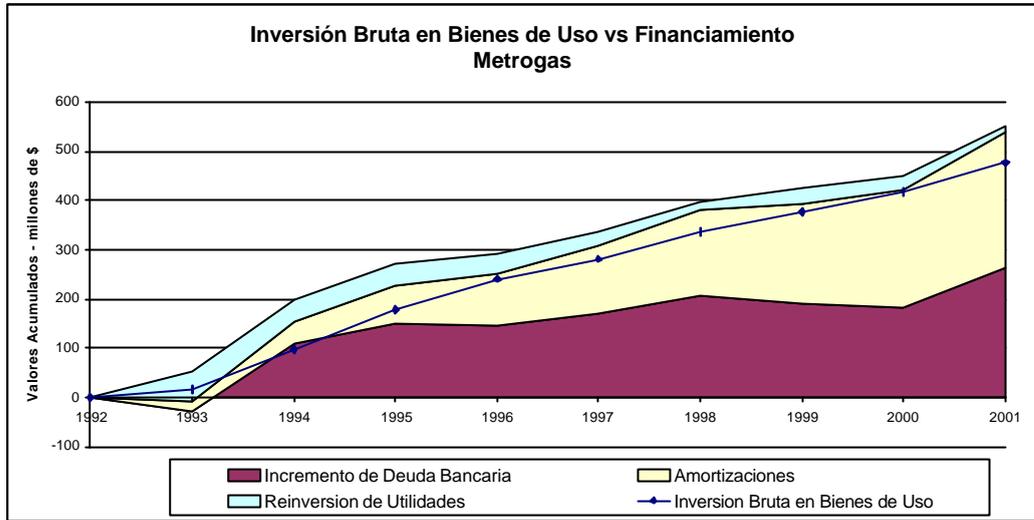
La segunda fuente es la **reversión de utilidades** por parte de los accionistas, que puede estar instrumentada de dos maneras. La primera es la constitución de Reservas de Ganancias con el fin específico de financiar la realización de inversiones en Bienes de Uso. Esta opción implica un acto formal de la Asamblea de Accionistas a propuesta del Directorio, o, en el caso que en los Estatutos de la empresa estuviera contemplada esta opción y delegada la atribución en el Directorio, una decisión instrumentada del mismo. Otra forma de reversión de utilidades puede darse de manera más informal por la no-distribución de la totalidad de las ganancias distribuibles. Una parte de la reversión fue forzosa dado que la Ley de Sociedad Comerciales N° 19550 establece la obligatoriedad de constituir una reserva por el 5% de la ganancia de la empresa hasta acumular el 20% del capital accionario.

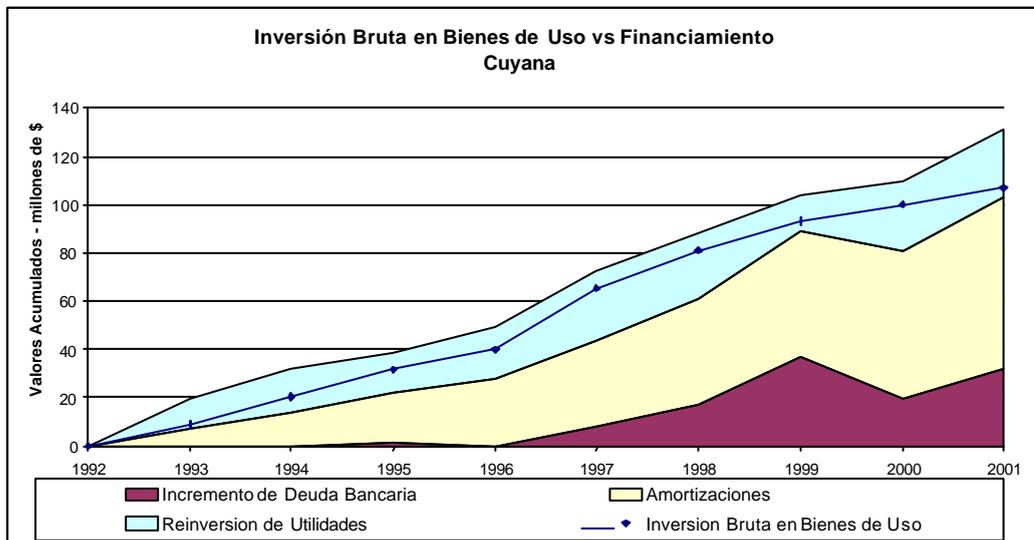
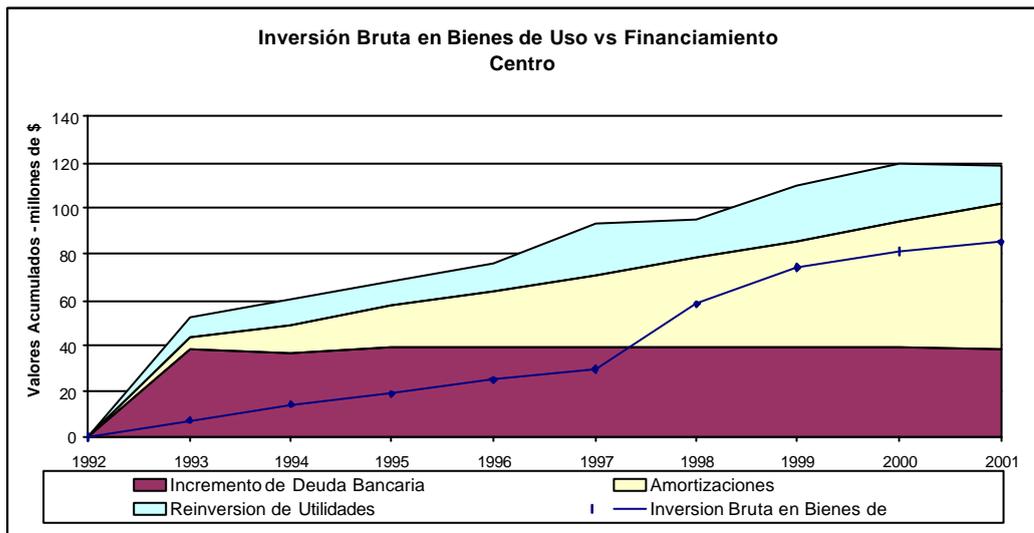
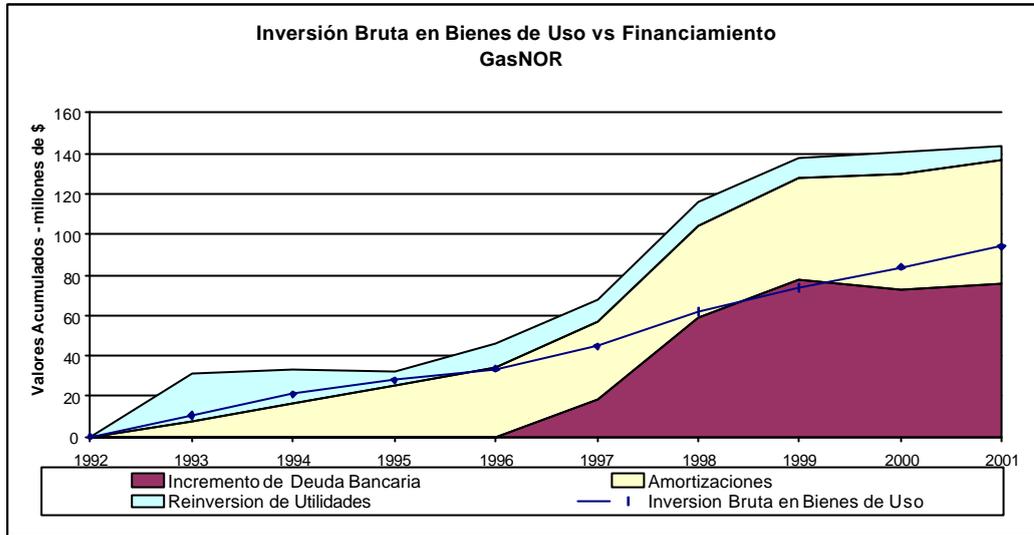
La tercera fuente de financiamiento es externa, mediante **Deuda Bancaria**, Obligaciones Negociables u otro tipo de préstamos del mercado de capitales, ya sea interno como del exterior.

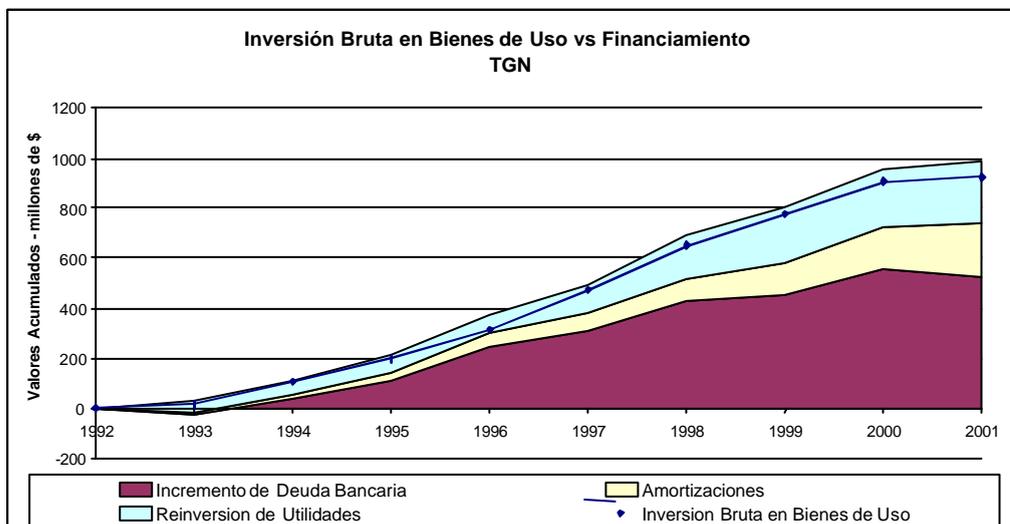
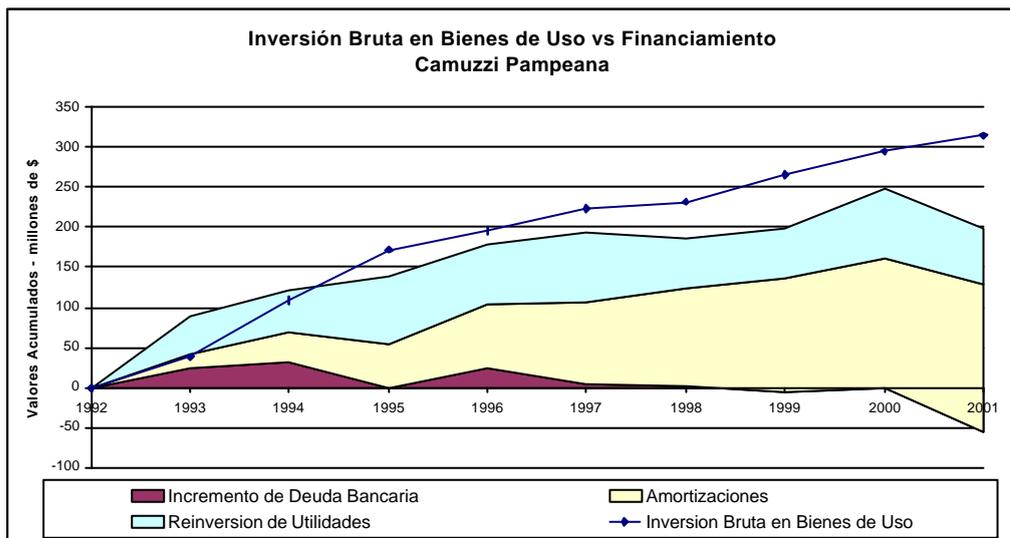
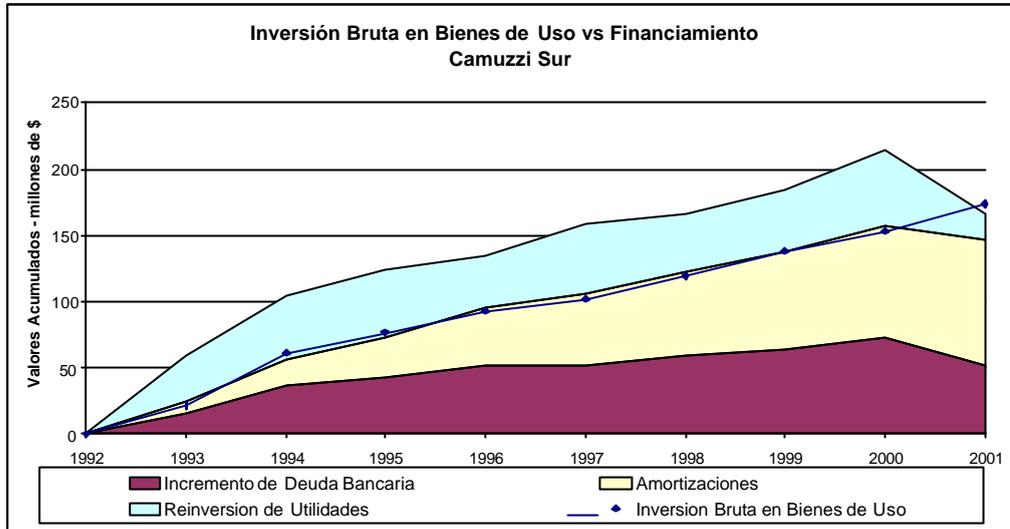
En este informe no se han incluido otras formas de financiamiento tales como aportes de capital de los accionistas (mediante emisión de acciones o aportes irrevocables para futura suscripción de acciones), o específicamente préstamos de los accionistas, que, a los fines de este informe, se incluyeron globalmente bajo el concepto de Deuda Bancaria sin realizar distinción.

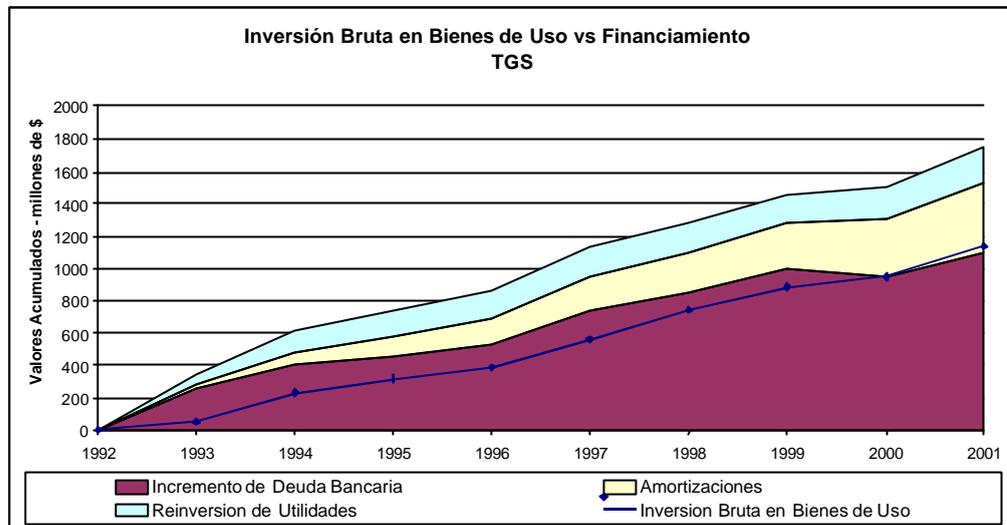
Se han detectado dos situaciones que merecen una explicación. La primera de ellas se da cuando una empresa presenta en los gráficos una falta de fondos en la financiación de las inversiones (las inversiones resultan superiores a la sumatoria de las tres fuentes de financiamiento). En este caso, se estima que parte de esa diferencia puede haber sido solventada por otros pasivos no contemplados en el rubro Deuda Bancaria o que se da un desfasaje entre el desembolso del crédito y la realización de la inversión.

La otra situación se presenta cuando la sumatoria de las fuentes supera a la inversión en Bienes de Uso. Se entiende que dicho excedente puede haberse utilizado para la financiación de otros activos como capital de trabajo o ha sido reservada para nuevas inversiones o ha sido destinada al pago de dividendos.







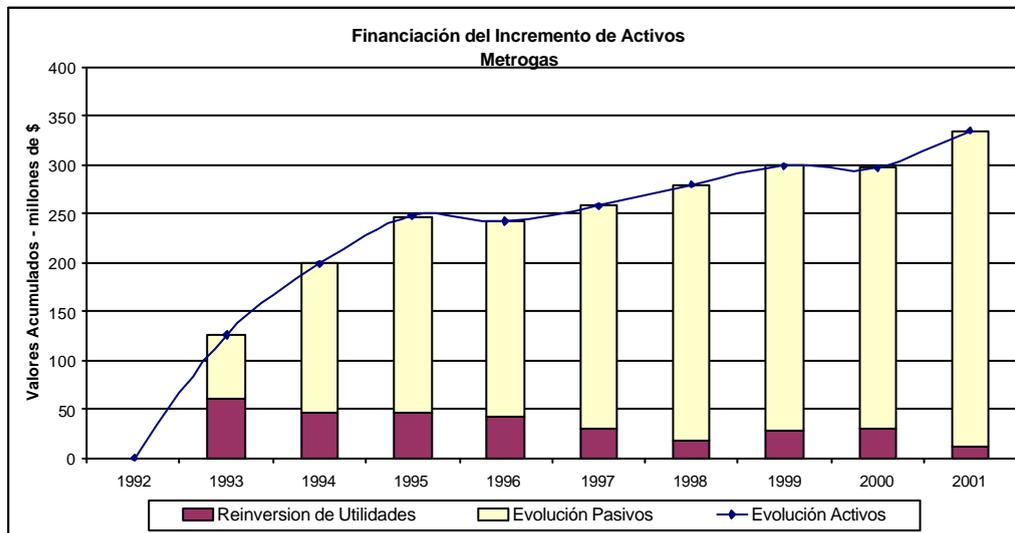
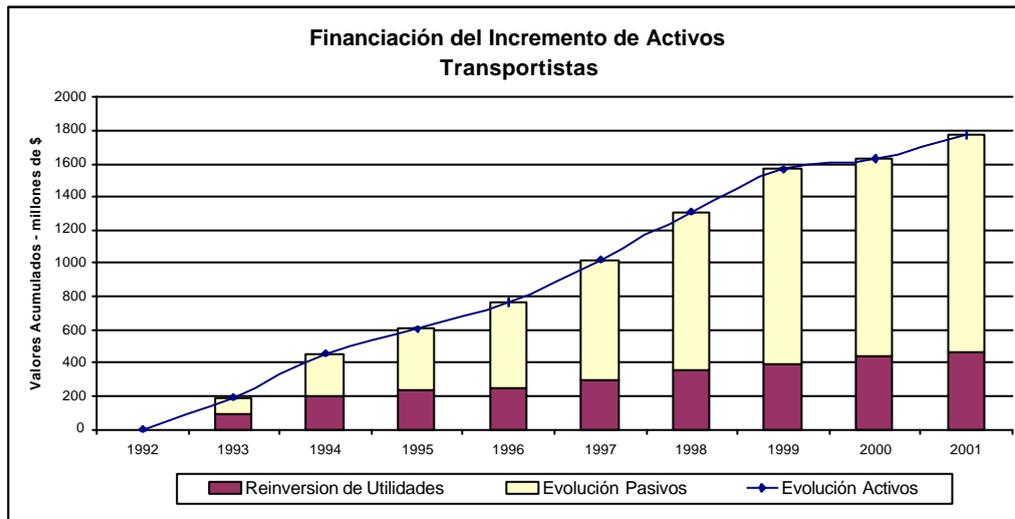
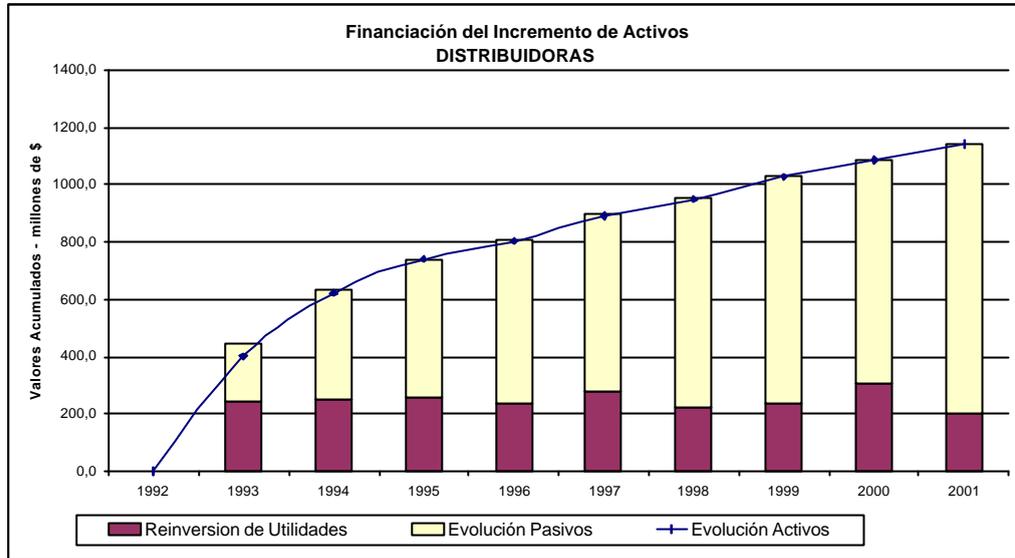


15.5.6 FINANCIAMIENTO DEL INCREMENTO DE ACTIVOS

A partir del punto anterior, se llega a analizar la estructura de financiamiento del incremento de Activos, ya no analizando los bienes de uso exclusivamente sino la totalidad de la empresa.

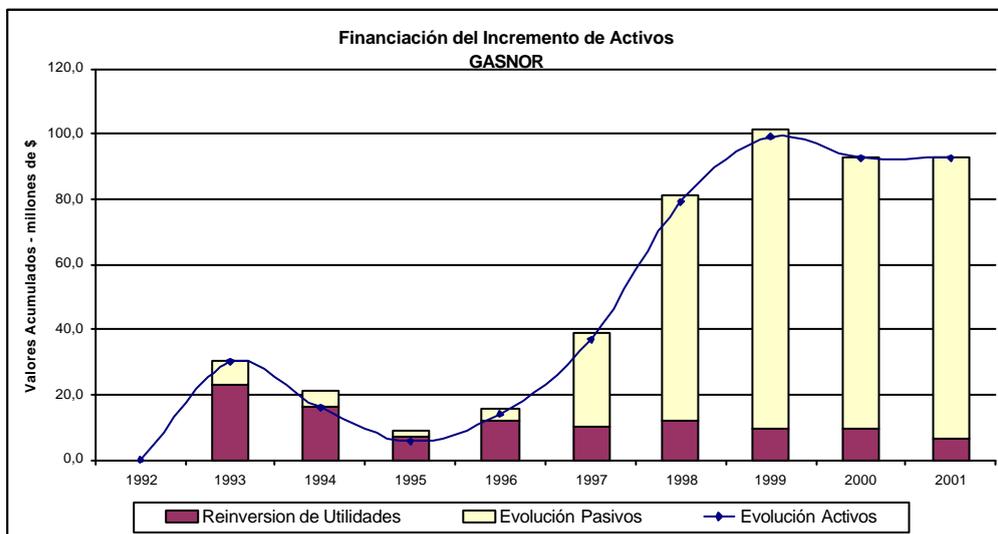
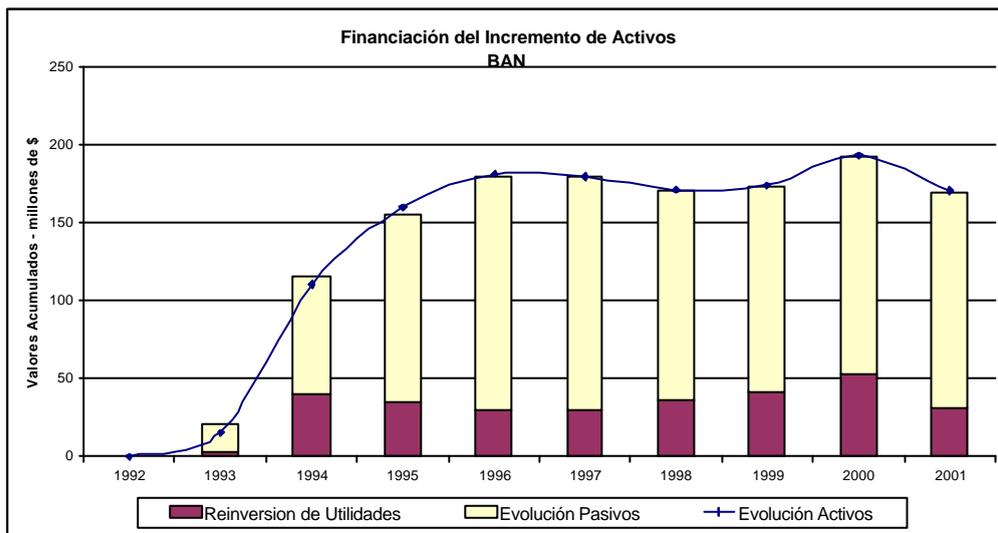
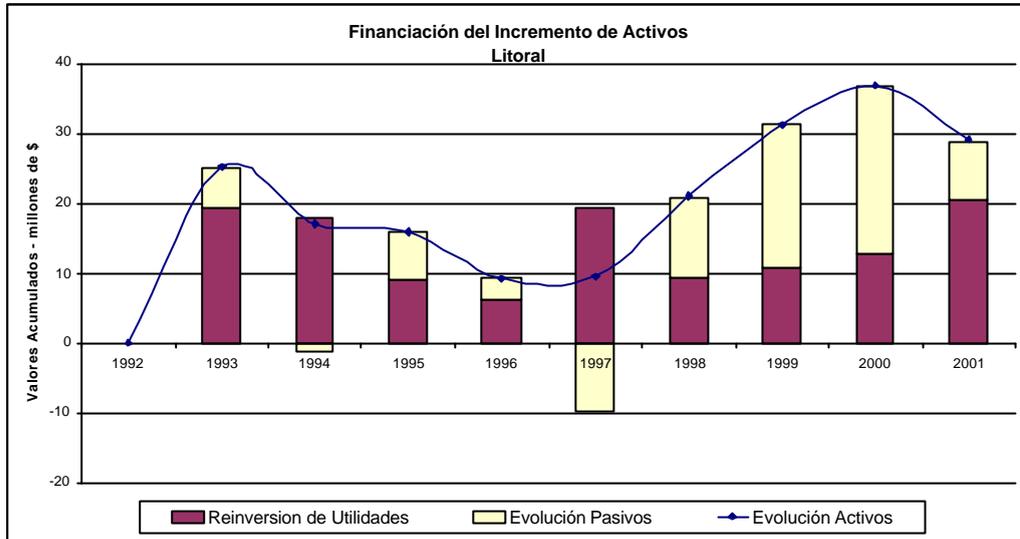
De esta manera, y siguiendo el principio de la ecuación contable fundamental ($\text{Activo} = \text{Pasivo} + \text{Patrimonio Neto}$), se puede obtener por la evolución de los incrementos de los tres componentes. Esto es, la evolución del Activo debe ser igual a la suma de la evolución del Pasivo y el Patrimonio Neto. A los fines de los gráficos que siguen, se dedujo el ajuste por inflación registrado entre 1992 y 1995, según la normativa profesional que regía en ese momento.

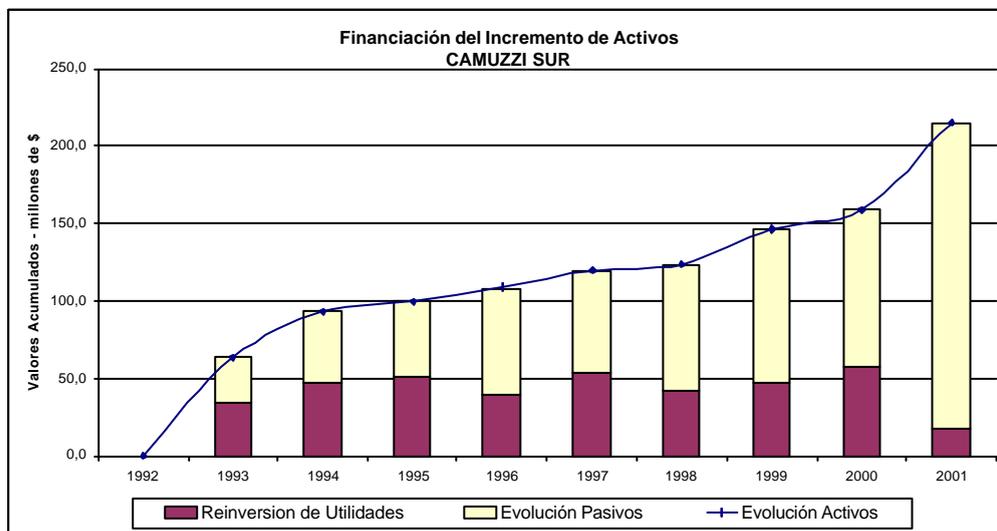
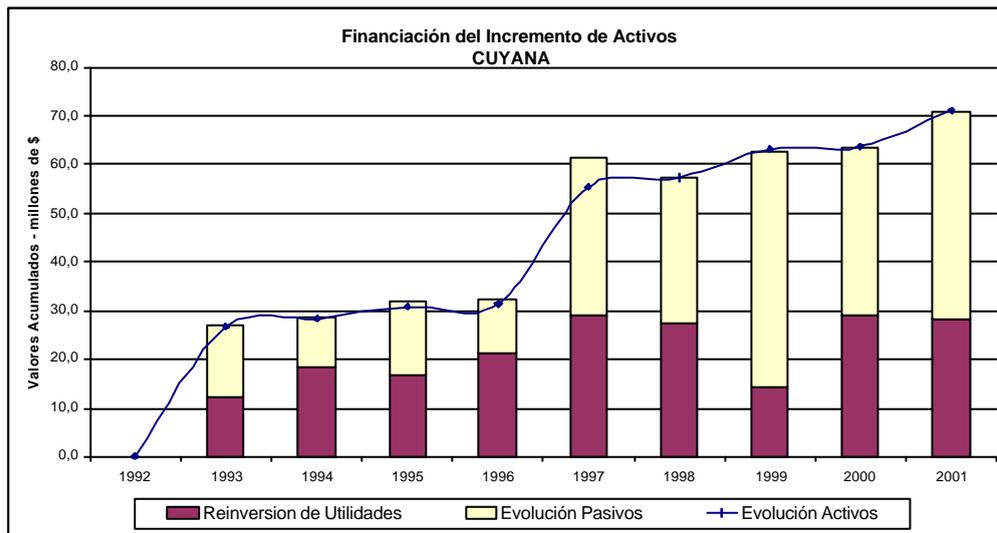
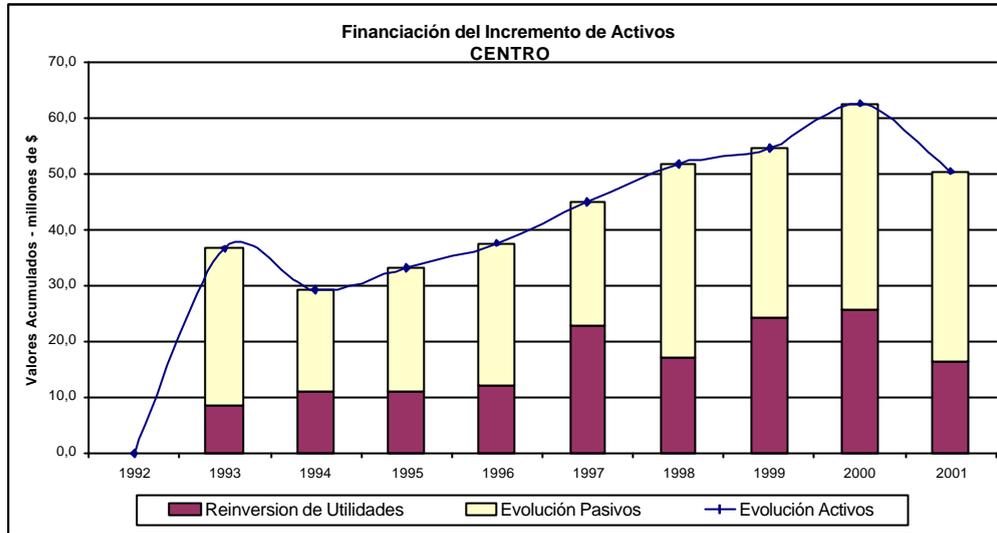
En el caso de la evolución del Patrimonio Neto, cabe destacar lo que se mencionó anteriormente. Dado que los accionistas no realizaron aportes de capital en forma de emisión de nuevas acciones o aportes irrevocables, el incremento del Patrimonio Neto se debió a la reinversión de las utilidades, voluntaria o forzosa, ya sea por lo establecido en la Ley de Sociedades Comerciales o por el cumplimiento de *covenants* o cláusulas establecidas en los contratos de financiamiento.





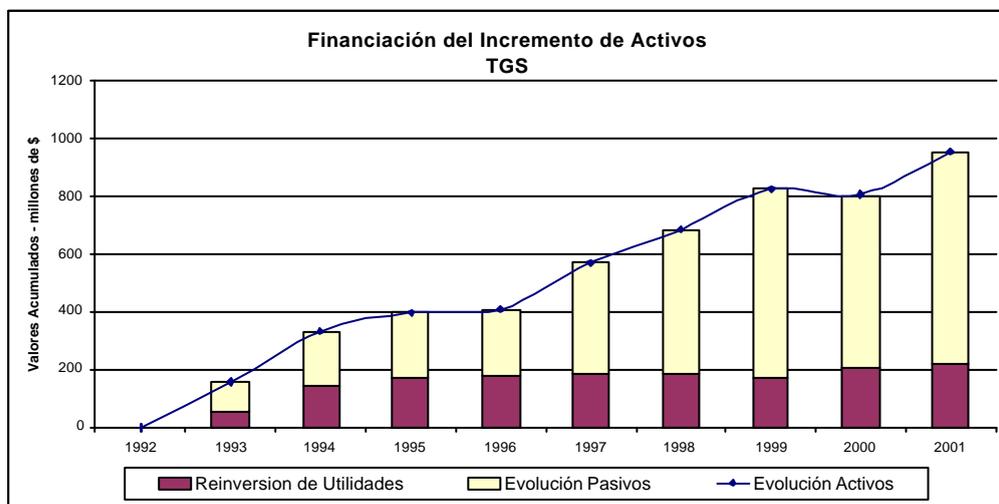
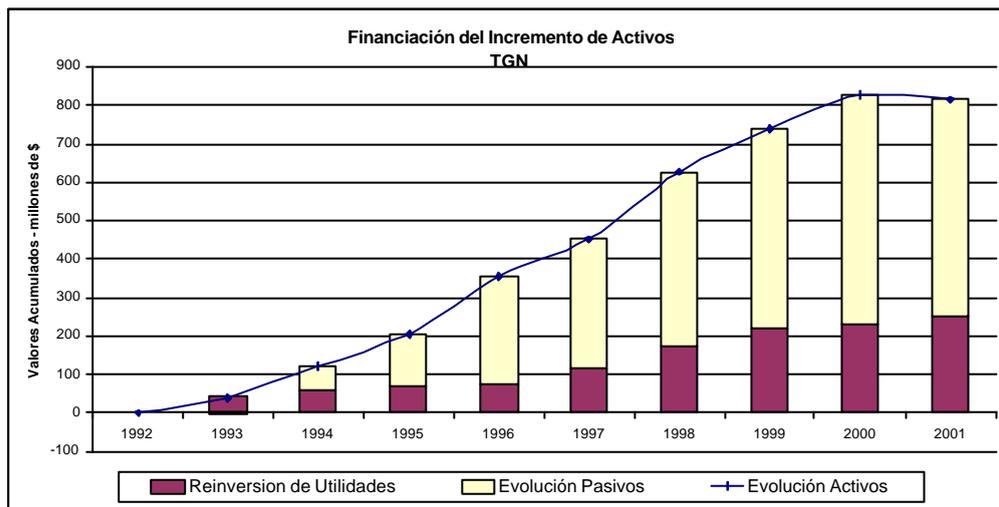
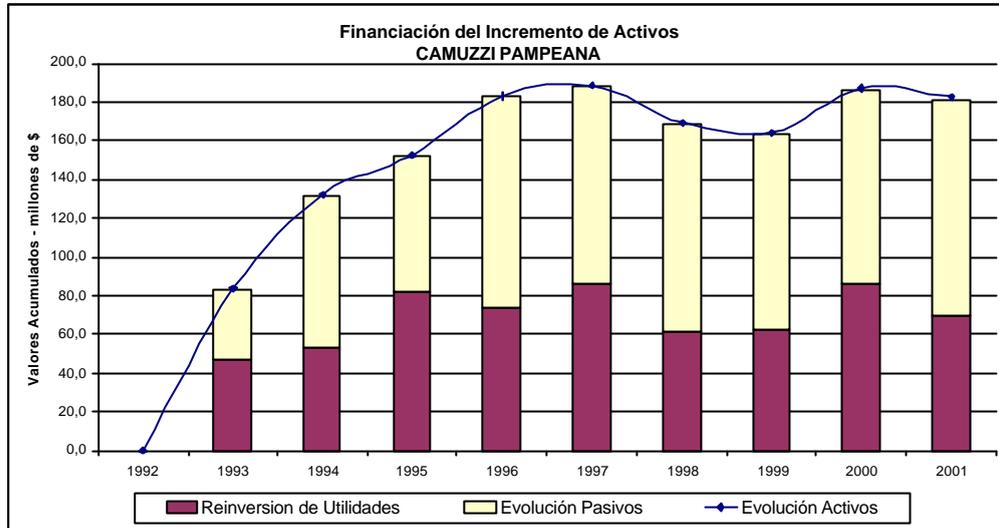
Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos







Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos





16. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DEL GRADO DE CUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES DE CADA LICENCIA

Sobre la base a los aspectos cuantitativos y cualitativos considerados previamente se realizará a continuación un análisis del grado de cumplimiento de las licencias de transporte y distribución de Gas Natural sujetas a jurisdicción nacional.

Como primera observación podemos afirmar que los informes suministrados por el ENARGAS no contestaron cabalmente a los principales requerimientos de la UNIREN, en particular, respecto de la necesidad de contar con un informe integral sobre el grado de cumplimiento de cada una de las empresas licenciatarias y sobre cada de las obligaciones legales y contractuales que las mismas deben cumplir en razón de encontrarse prestando un servicio público.

En las dos notas de solicitud de información enviadas por la UNIREN se insistió en la necesidad de contar con dicho análisis cuestión que el ENARGAS abordó, aportando solo conclusiones “temáticas” particulares, pero no globales.

El ENARGAS afirma que “el cumplimiento de las obligaciones es la conducta legalmente prevista, por lo que sólo se enuncian los casos de incumplimientos y los apartamientos de la normativa”.

En consecuencia, el ENARGAS al no expedirse sobre los incumplimiento de las obligaciones por parte de las licenciatarias nos obliga a inferir que todas cumplieron con las obligaciones de la licencia, salvo el caso de Gasnea, de la cual informa haber solicitado la rescisión de la Licencia por incumplimientos graves considerados como causales de revocación.

Aún en los casos de TGN y Camuzzi Sur, que merecen un capítulo aparte en el informe, el ENARGAS no dice que no cumplieron, sino que “constituyen una grave preocupación para la autoridad de control”.

Luego, refiriéndose a las transportistas, se afirma que “en aquellos casos en que el ENARGAS intimó a las licenciatarias a que regularizaran la situación que había generado sanciones, han dado cumplimiento a lo ordenado, lo que fue acreditado en auditorías realizadas por este Organismo o a través de documentación aportada por las licenciatarias”.

Como conclusión general, de los informes del ENARGAS se puede inferir que las empresas han cumplido razonablemente con los objetivos buscados, cubriendo las demandas de abastecimiento, mejorando los sistemas y logrando una calidad de servicio aceptable, disminuyendo notablemente las interrupciones del servicio y con un nivel de rentabilidad razonable.

Por otra parte, inicialmente podemos consignar que del informe realizado por el ENARGAS, surge que:

- La prestación de los servicios ha sido continuada y realizada en condiciones de seguridad, dentro de las exigencias previstas.
- Las licenciatarias cumplieron con las inversiones obligatorias iniciales asumidas, tanto en la realización de las obras como en los montos invertidos. Sobre las restantes inversiones, se trata de un esquema de control por resultados en el que no se prevén



obligaciones taxativas, por lo que no resulta aplicable señalar incumplimientos puntuales referidos a determinadas inversiones prometidas y no realizadas.

- Se destaca que la mayoría de los hechos u omisiones que pueden considerarse como incumplimientos o apartamientos respecto de las obligaciones establecidas, tienen su reglamentación y penalización, lo que ha dado lugar al conjunto de controles y sanciones implementados por el ENARGAS en los diez años de actuación.
- Estos incumplimientos deben diferenciarse de aquellos que constituirían una violación a las reglas de juego esenciales de la licencia, previstas en la misma como causales de caducidad.
- Sólo se cita el caso especial de GASNEA, para quien el Ente ha solicitado la caducidad por incumplimiento de sus obligaciones, proceso que se encuentra sujeto a la resolución de la Secretaría de Energía y que cuenta con un amparo interpuesto por la licenciataria y considerado procedente por decisión judicial.
- Acerca de las restantes empresas, el Ente hace observaciones particulares, algunas de las cuales han merecido sanción dineraria. Se citan los casos de TGN y de Camuzzi Sur como de contratos de licencia con un grado de operación impropia.

La afirmación del ENARGAS en cuanto que, el esquema de control a aplicar se basa en los resultados, estaría fundada en la percepción que el sistema regulatorio de “price cap” que se basa en tarifas máximas, obliga a las licenciatarias a ser eficientes en su desempeño, por lo que es innecesario controlar su gestión hasta la definición de la nueva tarifa en cada revisión tarifaria.

Esta decisión contradice el inciso a) del artículo 52 de la Ley 24.076 que fija sus funciones: “*Hacer cumplir la presente Ley... controlando la prestación de los servicios, a los fines de asegurar el cumplimiento de las obligaciones...*”, del cual se desprende una amplia potestad de control de parte del ENARGAS en su relación con las licenciatarias.

Si se acepta como válido y excluyente el supuesto del control limitado a los resultados, una interpretación posible sería que, mientras la calidad del servicio prestado sea la exigida en la licencia, el conocimiento y control de las otras variables que intervienen en el negocio y en el proceso productivo son cuestiones de segundo orden. Entre ellas, las eficiencias, la tecnología adoptada, el asegurar el servicio para el cliente futuro, la minimización de las tarifas, la rentabilidad empresarial.

En el otro extremo se podría situar la interpretación contraria, que supone que se deben controlar todas las variables relevantes del negocio, y si es necesario intervenir preventivamente para corregir aquellas conductas empresarias que se consideran lesivas para la prestación del servicio.

La dificultad para medir el grado de cumplimiento de los contratos proviene de la diferencia entre estas interpretaciones, y la falta de consenso en la sociedad y en la propia administración pública acerca de los criterios que se deben aplicar en el control de los servicios.

Otra evidencia que está ligada con el problema mencionado, y que surge de las afirmaciones y omisiones del Ente, es la ausencia de información y conocimiento detallado y válido de los costos de operación y mantenimiento y de las inversiones de las concesionarias.

En este sentido cabe enfatizar que la adopción de mecanismos para compensar la “asimetría de la información” y la aplicación de incentivos apropiados para impulsar comportamientos empresarios eficientes son dos resortes claves para el eficaz funcionamiento del esquema regulatorio adoptado mediante la Ley N° 24.076. De no contarse con la herramientas apropiadas para este fin,



predominarán las conductas monopólicas de las empresas, los usuarios deberán pagar mayores precios por los servicios recibidos, la calidad de los mismos se degradará, y el sistema perderá legitimidad ante los diferentes actores que lo componen. Este fenómeno ya ocurrió cuando el servicio era prestado por empresas públicas, y su reconversión significó un fuerte costo para amplios sectores de la sociedad.

Parece prudente por parte del Estado, y sobre todo en los primeros años de una experiencia inédita en nuestro país, analizar y actuar sobre esta cuestión durante el desarrollo del período tarifario y no esperar a su conclusión, cuando los errores o apartamientos han producido ya sus efectos sobre los usuarios, y pueden ser más difíciles o más costosos de rectificar.

En referencia a los hechos u omisiones que los contratos catalogan como incumplimientos o apartamientos y que pueden ser entendidos como de ocurrencia posible y penalización pautada es importante señalar que cuando tales incumplimientos o apartamientos se vuelven crónicos y no son corregidos por las licenciatarias por fallas, el instrumento previsto contractualmente es emplazar su corrección de manera que dicho incumplimiento puede configurarse como una violación a las reglas del juego esenciales de la concesión.

El art. 10.6 de las licencias al referirse a las causales de caducidad, establece: *“el incumplimiento grave y reincidente de obligaciones a cargo de la Licenciataria (incluyendo sin carácter limitativo, el incumplimiento grave de las inversiones obligatorias o de las inversiones obligatorias adicionales y la negativa sistemática e infundada a suministrar la información requerida por la Autoridad Regulatoria) debidamente sancionado por la Autoridad Regulatoria, que evidencie un reiterado incumplimiento de la normativa aplicable de las decisiones de la Autoridad Regulatoria o de las disposiciones de la Licencia”*.

El incumplimiento de una obligación en forma reiterada configura una conducta reincidente y reticente de la licenciataria en lo que respecta a no cumplir "deliberadamente" su obligación (asimilada al "dolo contractual", vale decir cuando el obligado puede cumplir y decide no hacerlo).

Estas consideraciones finales tienen como objetivo primordial llamar la atención de las Autoridades de la Unidad de Renegociación sobre algunos de los elementos críticos surgidos de los análisis realizados, y de las afirmaciones y comentarios expuestos precedentemente. Estos elementos, de estimarse pertinente, podrían formar parte de aquellos que se tomen en cuenta en el marco de los estudios para mejorar las normas sobre regulación y control de los servicios públicos.

Dado el carácter de los informes del Ente y la conclusión de que las empresas cumplieron, el análisis deriva hacia la evaluación de si los controles han sido suficientes y adecuados para cumplir los objetivos que el marco regulatorio reserva a la Autoridad de Aplicación.

Sin perjuicio de ello, y dado que el ENARGAS plantea que el caso de Gasnea como aquel en donde se han producido incumplimientos de envergadura que lo han llevado a informar al Poder Ejecutivo la ocurrencia de las causales previstas para la declaración de caducidad de la licencia, se realizará a continuación un resumen y posterior análisis de la situación del mencionado contrato de licencia.



16.1 El Caso Gasnea – La Novena Zona

- **Los antecedentes y la situación actual**

El caso de Gasnea se presenta como un caso especial desde el origen ya que la licencia fue otorgada en 1997 (casi 5 años después de las otras ocho distribuidoras) sobre un área *sin gasoductos, no atendida por Gas del Estado* en el pasado, en una zona de poblaciones distantes entre sí, en cinco provincias.

El pliego de licitación no preveía un monto a pagar por la compra de acciones, porque no había activos para transferir y se basó en la cantidad de UP (usuarios potenciales) que los oferentes se comprometieran a incorporar en los primeros 5 años de licencia en las provincias del NEA: Formosa, Chaco, Corrientes y Misiones.

Incluía un acuerdo con la provincia de Entre Ríos a la cual el adjudicatario pagaría un monto de \$ 43 Millones por el uso del gasoducto troncal que la provincia había construido.

- **Régimen normativo**

Gasnea se adjudicó la licencia en base a una oferta de 225.522 UP, los que se reducirían al 40% si las provincias del NEA no aprobaban un régimen de contribución por mejoras para financiar las redes domiciliarias. Ese 40% significaban 90.209 UP con la obligación de un mínimo de 4.000 en cada una de las cuatro provincias.

Dentro de las obligaciones asumidas por GASNEA en su Licencia se encuentra la de realizar las Inversiones Iniciales Obligatorias para proveer en tiempo y forma el servicio de suministro de gas por redes a estos UP en las Provincias de Chaco, Corrientes, Misiones y Formosa.

Cronograma de Tareas	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
% ACUMULADO	0%	5%	15%	50%	100%
CANTIDAD UPMC	----	4.510	13.530	45.105	90.209

De acuerdo al Pliego de Bases y Condiciones NEA presentó una garantía de cumplimiento del contrato, por U\$S 9.020.900 a favor del ENARGAS, incondicional y ejecutable total o parcialmente a mero requerimiento de la Autoridad Regulatoria. El monto de la garantía resulta de multiplicar Dólares Cien (U\$S 100) por la cantidad de UP.

- **Incumplimientos de las Inversiones**

La Licenciataria no dio cumplimiento a las inversiones previstas para el segundo año de la Licencia (abastecimiento a 4.510 UPMC). Mediante Resolución 2346/01 el ENARGAS aplicó a NEA una multa



de \$ 100.000, se ejecutó la garantía presentada por U\$S 451.000 y se le ordenó la reposición de la garantía ejecutada.

Al tercer año de la Licencia, NEA no dio cumplimiento a las Inversiones Obligatorias previstas, ya que debió tener acumulado el 15% de dichas inversiones.

Mediante Resolución Nº 2346 del 20/07/01 se informó a la Secretaría de Energía de la Nación la sanción aplicada y la ejecución de la Garantía por el incumplimiento.

- **La medida cautelar**

El 7 de noviembre de 2001, la Sala V de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal resolvió la medida cautelar incoada por GAS NEA S.A. El Tribunal decidió conceder parcialmente la medida cautelar con carácter supletorio y con efecto material y temporal restringido, suspendiendo la aplicación de nuevas sanciones por el incumplimiento del régimen de inversiones, hasta tanto se resuelva el recurso de reconsideración y alzada en subsidio, interpuesto por la actora contra la Res. 2346/01 en todo lo referente a la readecuación de la licencia solicitada.

El 5/12/01 el ENARGAS interpuso un recurso de revocatoria contra la sentencia, pero el 15 de febrero de 2002, el Tribunal decidió rechazar el recurso de revocatoria. El Tribunal agrega que, *“en relación al cumplimiento o no de los requisitos de la eximente de responsabilidad denominada “fuerza mayor”, deberá ser resuelto en sede administrativa antes de ser tratado por este Tribunal”* y que *“la excesiva demora ... y la extensa dilación de los plazos ... hacen presumir que no les serían imputables, lo que determina la existencia de apariencia de buen derecho”*

Con fecha 01/02/02 se remitió el Expediente ENARGAS 6087 y su acumulado 7032 (incumplimientos tercer y cuarto año) a la Secretaría de Energía a efectos de analizar el temperamento a adoptar por el PEN respecto a la declaración de Caducidad de la Licencia de GAS NEA S.A., recomendada por la Autoridad Regulatoria

- **La posición de Gasnea**

El 17 de abril de 2000 Gasnea se dirige al ENARGAS por nota en referencia a las Inversiones Obligatorias y la declaración de “fuerza mayor”.

En la misma, señala que:

- Es necesario insistir en que los planes de obras de la Provincia de Entre Ríos como las inversiones obligatorias de las cuatro provincias del NEA deben ser analizados en forma conjunta, ya que cada una tiene incidencia en la otra. Y que la brusca caída de los montos a facturar en Entre Ríos –por la caída de la condición original de recibir una “contribución por mejoras”- ha expuesto a la licenciataria a una situación altamente deficitaria”. “A ello habrá que agregar las injustificadas demoras de las autorizaciones municipales en las otras provincias.”
- Toda sociedad comercial tiene sus pautas de inversión, recupero y rentabilidad que hacen a la razón de su existencia, las que han sido quebradas por causas ajenas a la voluntad de Gasnea.



- En cuanto a la “fuerza mayor” como causal de eximición de responsabilidad, las condiciones de validez son que el hecho causal debe ser imprevisible, inevitable y ajeno y que obstaculice insuperablemente el cumplimiento de la obligación.
- A partir de marzo de 1998 Gasnea lanzó en Entre Ríos un esfuerzo de comercialización informando los beneficios del gas natural, y de las condiciones de financiación para el pago obligatorio de la Contribución por Mejoras (CPM) fijada por la ley provincial 9020.
- Sin embargo, en la provincia hubo un proceso de desobediencia de la ley, generado a *partir de la campaña electoral* y existe una derogación tácita de la 9020, lo que ha causado una caída brusca de los montos a facturar por CPM, una exposición financiera altamente deficitaria, la imposibilidad de ejecutar las acciones comerciales y la realización de las obras”. “Todo esto implicará la paralización de todas las obras en ejecución, sin perjuicio de mantener la regular prestación del servicio en las instalaciones ya habilitadas.
- La compañía requiere que se reconozca la situación de fuerza mayor, admitiéndose la suspensión del cronograma de inversiones en infraestructura previsto, hasta tanto se supere.

Asimismo, Gasnea presenta un *dictamen legal* sobre tales hechos y efectos, atentos a la responsabilidad del Estado Nacional como parte del contrato de licencia.

Se señala en el mismo que:

- Los contratos de licencia deben ser prolongados y permanentemente adaptados, en un proceso vivo que tienda a superar los inconvenientes y *siempre a favor de la subsistencia*.
- Gasnea tiene el derecho de exigir que el Estado Nacional honre su compromiso de haber evaluado la viabilidad técnica y económica del proyecto con el mecanismo de repago de la ley 9020, como lo demuestra el hecho de que el Pliego de Licitación tiene incorporado el texto de aquella ley, además de la oferta irrevocable entre el Adjudicatario y la provincia de Entre Ríos.”
- Tiene el derecho a “percibir tarifas por el servicio de distribución, de obtener ingresos por mecanismos de CPM ó DAR en todas las provincias de su área, de exigir de parte de la PER la construcción del gasoducto troncal y los gasoductos de aproximación a las diversas localidades.
- La alteración significativa de cualquier fuente de ingresos, *en particular la de la CPM, por el volumen de los ingresos asociados (principal medio de ingresos)*, impacta en la totalidad de las actividades de la compañía.
- Los principios que surgen del artículo 1198 del Código Civil, en cuanto a que los contratos deben celebrarse, interpretarse y ejecutarse de buena fe y de acuerdo a lo que las partes verosíblemente entendieron, son también aplicables a los del orden administrativo”.
- En caso contrario, “se estaría violentando el orden público, eximiendo al Estado Nacional de mantener las condiciones de contraprestación de la licencia, cual es el mantenimiento de la ecuación económica”. “También se trataría de un enriquecimiento sin causa por parte del Estado, que *se beneficiaría con las inversiones en infraestructura sin que se le pagara al inversor una razonable compensación y rentabilidad por ello*”.



- La responsabilidad del Estado encuentra fundamento en los artículos 16 y 17 de la constitución nacional: a nadie puede imponérsele el sacrificio de sus intereses particulares en beneficio público sin el respectivo resarcimiento”.

- **El acuerdo con la Provincia de Entre Ríos**

El 27 de julio de 2000 la nueva administración de la provincia acuerda con Gasnea los principios para el desarrollo de redes en la provincia: que se deja sin efecto la financiación de las inversiones mediante la contribución por mejoras de la Ley N° 9020, que el costo y financiamiento de las redes e infraestructura necesarias queda a cargo de la provincia y que Gasnea cobrará a los clientes los cargos por servicios de conexión efectivamente prestados y el medidor, actualmente incluidos en la CPM.

- **El acuerdo con la provincia de Corrientes**

El 3 de marzo de 2001, el Interventor de la provincia acuerda con Gasnea “adecuar los términos y condiciones” de la Licencia para permitir a Gasnea la prestación del servicio de distribución a su cargo en las localidades de Paso de los Libres, Mercedes, Mocoretá, Monte Caseros y Curuzú Cuatiá, con gas natural.

La provincia se compromete a poner a disposición de Gasnea el gasoducto de aproximación a Paso de los Libres, para lo cual ha celebrado con TGN un acuerdo sobre el cual asume la responsabilidad de efectivo cumplimiento”.

Gasnea se compromete a construir los gasoductos de aproximación a las restantes localidades, y la Provincia a participar en los costos con un aporte de pesos cinco Millones”, y que el excedente de ese monto estará a cargo de Gasnea.

- **Informe ENARGAS de julio de 2001**

En los antecedentes, el ENARGAS menciona que:

- Gasnea pidió que se reconociera la causal de fuerza mayor y que manifiesta haber suscripto con la provincia de Entre Ríos un acta por la cual la provincia se hace cargo de las inversiones.
- Gasnea informa que la actual situación económica del país muestra que el esquema previsto en la licencia para las provincias del NEA no resulta viable, que los potenciales clientes no pueden afrontar el pago *de las conexiones e instalaciones internas*. El ejemplo concreto y elocuente de Formosa, donde Gasnea construyó redes de distribución para 2623 UP, sólo existen 83 clientes adheridos al DAR, habiéndose conectado a la fecha sólo 51 clientes.
- El ejemplo de Formosa se trata de la instalación de una planta de vaporización de GLP y de las redes para ser distribuido a los clientes que lo soliciten.



- La empresa interpreta que resulta imperioso readecuar los términos de la Licencia, redireccionando las inversiones obligatorias comprometidas, de manera que se le permita participar en la construcción de un gasoducto entre Paso de los Libres y Posadas, la construcción de redes de distribución de gas natural para 16.000 UP en Corrientes y Misiones y las de GLP en Formosa y Chaco para 4.000 UP.
- El 4 de abril de 2001 Gasnea envió nota al Ministro de Infraestructura informando que la Provincia de Entre Ríos debía pagarle 16,5 Millones de acuerdo al Acta del 27 de julio de 2000 y que mantenía impago un saldo de 15 Millones y que a raíz de esto y otras causas conocidas, no podrán garantizar el normal funcionamiento de la empresa.

Por último, el informe del ENARGAS concluye que, sin perjuicio de la continuidad del proceso por el cual se analiza la decisión a adoptar por el Estado Nacional sobre la prestación del servicio y el dictado del eventual decreto modificatorio de la Licencia, proseguir en su sede el trámite de la sanción por el incumplimiento de la licenciataria, en tanto se dirime la cuestión principal.

Con respecto a la solicitud de la licenciataria de modificar las cláusulas de las inversiones obligatorias, el ENARGAS declara que no tiene competencia para ello.

• Nota del 4 de octubre de 2001 de la Secretaría de Combustibles

En el expediente consta nota del Lic. Marcelo Nachón, de la Subsecretaría de Combustibles dirigida al Subsecretario de Combustibles, en que, bajo el título “recomendaciones”, dice: “En tal sentido se ha formulado un borrador de decreto por el cual se establece un sistema de inversiones obligatorias *alternativas* para las cuatro provincias del NEA, para facilitar el acceso a un combustible económico, sin producir modificaciones al marco normativo de la licitación.” El proyecto contempla la creación de un fondo fiduciario constituido por el monto de inversiones no realizadas por Gasnea.

Hay otra nota del Director Nacional de Economía de los Hidrocarburos, de la Subsecretaría de Combustibles dirigida al Subsecretario, del 7 de diciembre de 2001.

En ella se dice: “en nuestra opinión no habría sido razonable el punto de vista del ENARGAS de imponer que el conjunto de la infraestructura estuviese disponible al finalizar el quinto año. Esto habría derivado en el mantenimiento de capacidad ociosa de vaporización y almacenaje *durante un número indefinido de años*, sin beneficio alguno para el desarrollo gasífero y a los usuarios no conectados, ocasionando costos de inmovilización y depreciación de capital a la distribuidora.”

Y sigue considerando que “El proyecto de decreto considera también que la secuencia de las inversiones en infraestructura no estaba prevista explícitamente en forma previa, ni en los Pliegos ni en las Reglas Básicas de la Licencia, siendo la Licenciataria la exclusiva responsable de su programación”

Hay un dictamen de la Dirección de Asuntos Jurídicos del Ministerio de Economía, del 12 de diciembre de 2001, que dice: “vienen a consideración de esta Dirección General las actuaciones referidas a un proyecto de decreto para establecer en las provincias de Chaco, Formosa, Corrientes y Misiones un régimen de Inversiones Obligatorias Alternativas... que será optativo para la sociedad licenciataria.”

En la mencionada nota se concluye: “Sentado lo anterior y no habiendo objeción legal alguna que oponer, corresponde remitir los obrados para la prosecución del trámite”.



- **La situación actual**

La constitución de la Comisión de Renegociación de Contratos en 2002 y la continuidad a través de la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos, ha abierto una instancia para tratar los contratos de todas las licencias del área de gas natural, incluida la de Gasnea, lo que en la práctica trae a este ámbito la consideración de todo lo actuado, incluso sus incumplimientos de inversiones y la recomendación de caducidad elevada por ENARGAS en su oportunidad.

Teniendo en cuenta que existe una medida judicial a abrir un compás de espera para este caso, la tarea de la UNIREN será la de formular una nueva licencia adecuada a las experiencias recogidas en el mercado, teniendo en cuenta el proyecto de un nuevo gasoducto que, proveniente de la cuenca salteña, acerque el gas a las provincias del NEA, modificando las condiciones de aislamiento y posibilitando nuevas soluciones al abastecimiento del área.

Una vez determinadas las características de la nueva licencia, evaluar los incumplimientos de la licenciataria y las obligaciones del concedente en relación al contrato con Gasnea y la alternativa de una nueva licitación.

16.2 Otras Consideraciones Generales sobre el cumplimiento de las obligaciones de las licenciatarias y el sistema de control vigente

Se señalan a continuación algunas decisiones del ENARGAS que entendemos no se encuentran en línea con lo normado, entre las mismas se desarrollan algunas decisiones del ENTE como la de no revisar las tarifas en la primera RQT, la decisión de no controlar los costos sino la calidad de servicio, permitiendo que las empresas activaran sus inversiones tal como las declaraban, la tolerancia al aumento desproporcionado del precio del gas trasladado a tarifas y otras, las que se detallan a continuación.

- **La primera revisión quinquenal de tarifas (RQT I)**

El marco regulatorio del gas natural por redes para la Argentina utiliza el sistema de tarifas conocido como "price cap", que consiste en fijar tarifas máximas que se revisan cada cinco años. Durante los períodos tarifarios, sólo se podían modificar por cambios (estacionales) del precio del gas, por actualización (índice de precios "PPI"), por factores de eficiencia "X" ó de inversión "K" que se definen en la revisión quinquenal o por cuestiones no previstas, a pedido de alguna de las partes.

El marco regulatorio es definido por el concedente, el Estado Nacional, y administrado por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), habilitado por la Ley N° 24.076 a realizar, entre otras múltiples funciones, las revisiones tarifarias.

En la primera revisión, cuyos resultados se pondrían en vigencia en 1998, el Ente decidió no revisar las tarifas de las empresas de gas, extendiendo por cinco años más las tarifas iniciales. Se limitó a aplicar reducciones por factores "X" y aprobó aumentos por inversiones "K".



Las reducciones de tarifas por factores X fueron del 5% promedio para las licenciatarias (4,67% para las distribuidoras y 6,2% para las transportadoras), las que se aplicaron al total de los ingresos de cada compañía.

Para la segunda revisión iniciada en 2001, en cambio, el Ente decidió cambiar el criterio a aplicar en la definición de los costos a considerar, aunque se trataba de las mismas tarifas que en 1997. Esta revisión fue interrumpida por la Emergencia Pública de enero de 2002 y aún se mantiene suspendida.

Ante la consulta concreta realizada por esta Unidad, el ENARGAS en su Segundo Informe manifiesta: “respecto de las decisiones que ha tomado el Organismo al merituar el alcance de las Revisiones Quinquenales de Tarifas, se considera pertinente observar que el marco legal aplicable *otorga suficiente discrecionalidad* a la Autoridad Regulatoria para determinar la realización de revisiones integrales o más acotadas a la fijación de los factores X y K. En tal sentido, se han tomado decisiones de acuerdo a cuestiones de oportunidad, mérito y conveniencia, conforme lo indica la normativa aplicable”.

Por su parte, la normativa aplicable prevé en el Art. 42 de la Ley 24076 que “Cada cinco (5) años el Ente Nacional Regulador del Gas revisará el sistema de ajuste de tarifas. Dicha revisión deberá ser efectuada de conformidad con lo establecido por los artículos 38 y 39 y fijará nuevas tarifas máximas de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 39 de la presente ley.

Asimismo, el Art. 38 establece que “Los servicios prestados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas que se ajustarán a los siguientes principios:

- a) Proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de *obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio*, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable, según se determina en el siguiente artículo;
- d) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, *asegurarán el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento*”.

Por su parte, el art. 39 de la Ley expresa que: “A los efectos de posibilitar una razonable rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia, las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán contemplar:

- a) Que dicha rentabilidad sea similar a la de otras actividades de riesgo equiparable o comparable;
- b) Que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios”.

De lo dicho se concluye que la Ley es clara al establecer la fijación de nuevas tarifas máximas y da la pauta del artículo 39 como guía: a) “similar a la de otras actividades...” y b) “en relación a la eficiencia de prestación de los servicios”.

De esta manera se aprecia que la discrecionalidad del regulador en la definición tarifaria está sujeta a condicionamientos como la determinación de los costos de operación eficientes, las inversiones necesarias para mantener la calidad de servicio y una rentabilidad del capital justa y razonable.



La decisión de no revisar las tarifas para 1998/2002, dio a las empresas cinco años adicionales a las tarifas iniciales. Estas tarifas eran premeditadamente altas, ya que se trataba de atraer a las principales compañías internacionales para que mejoraran los alicaídos servicios públicos.

El mismo ENARGAS manifiesta en el informe que: “En los años previos a la privatización (1991/1992), las tarifas para consumidores residenciales registraron aumentos del orden del 74% al 140%.”

Se puede asumir que en aquella licitación internacional de 1992, los oferentes calcularon obtener una rentabilidad alta y recuperar el capital en pocos años, ya que tendrían una revisión (reducción) a partir de 1998.

El precio pagado por los diez consorcios adjudicatarios de las licitaciones de 1992 fue de \$ 2.200 Millones, asumiendo los pagos con bonos (70% y 30% en efectivo) al 50% de su valor nominal. Recibieron deudas de Gas del Estado a pagar por \$ 730 Millones, dando un total de 2.930 Millones. En los cinco primeros años (1993-1997) las empresas tuvieron utilidades netas por 2.372 Millones, un 80,6% del total pagado.

- **El control de los costos**

Debido al tipo de regulación “price cap”, el ENARGAS decidió que no debía monitorear ni controlar los costos operativos de las compañías ni los costos de las inversiones durante el transcurso de los períodos tarifarios y sólo lo haría en oportunidad de las revisiones quinquenales (excepto la primera, donde no se haría).

En el Segundo Informe el ENARGAS manifiesta que “También es preciso señalar que en tanto el esquema regulatorio adoptado por el Poder Ejecutivo al diagramar la privatización de gas fue el de “price cap”, no se ha tenido en cuenta el sistema de verificación de costos.”

Se estima que esta es una interpretación que está sujeta, al menos, a la eficacia de los resultados, y no se puede considerar como una mera “facultad” de verificar o controlar que la actividad del sector gas se ajuste a los principios y disposiciones contenidos en la Ley. En este sentido el control no se puede considerar como una facultad discrecional, pues debe orientarse en función de los principios y disposiciones que rigen la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución.

Al respecto el ARTICULO 2 de la Ley prevé expresamente en el inciso d) que es función del Ente Regular las actividades del transporte y la distribución, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables;

Por su parte, el ARTICULO 21 establece que “Los sujetos activos de la industria del gas natural están obligados a operar y mantener sus instalaciones y equipos ...y a cumplir con los reglamentos y disposiciones del Ente Nacional Regulador del Gas. Dichas instalaciones y equipos *estarán sujetos a las inspecciones, revisiones y pruebas* que periódicamente decida realizar el ente, el que tendrá también facultades para.”

El ARTICULO 52 al establecer las funciones y facultades del Ente señala las siguientes:



- a) Hacer cumplir la presente ley, su reglamentación y disposiciones complementarias, en el ámbito de su competencia, *controlando la prestación de los servicios*, a los fines de asegurar el cumplimiento de las obligaciones ...
- o) Requerir de los transportadores y distribuidores los documentos e información necesarios para verificar el cumplimiento de esta ley su reglamentación y los respectivos términos de las habilitaciones, *realizando las inspecciones que al efecto resulten necesarias...*

La justificación de las decisiones antes reseñadas por parte del Ente parece provenir del concepto teórico según el cual el price cap estimula a las compañías a bajar los costos para mejorar la rentabilidad, ya que las tarifas son inamovibles.

Esta afirmación se considera relacionada a la rentabilidad unitaria, mientras que la rentabilidad total puede mejorarse aumentando la cantidad de unidades vendidas. Las compañías se dedicaron a aumentar la magnitud de sus sistemas, haciendo gasoductos y redes que significaran clientes.

El ENARGAS señala en el informe que “entre 1992 y el 2002 las distribuidoras incorporaron 1.445.000 usuarios, un 33,2%. Se pasó de 67,4 miles de kms en 1992 a 111,7 miles en 2002, con una incorporación de 44.300 km, un 65,8%”. Los kms de redes tendidas incorporarán en los próximos años otros cientos de miles de usuarios, por crecimiento vegetativo.

Esto, por supuesto, es muy positivo para los consumidores y para el país, sólo que podría objetarse a qué costos se han incorporado, porque no se hizo el debido control de los costos, las inversiones, ni reducción en las tarifas.

- **Los regímenes de tarifas reguladas**

En una concesión por licencia de servicio como éstas, es claro que lo que se entrega a la administración de la empresa privada es un servicio público, que está regido por una ley nacional y bajo el control de una autoridad de aplicación. Pero la empresa que se adjudica la licencia es una sociedad anónima y en su funcionamiento responde a las leyes comunes de las sociedades comerciales.

Se puede opinar sobre cuestiones referentes a la performance general y a las utilidades logradas por los prestadores en estos años de contrato, pero hay que aceptar que, por lo que se sabe, todo lo que consiguieron fue legal, ya sea porque estaba previsto en la ley o porque no estaba vedado o porque llegado el momento de aplicar controles o modificaciones restrictivas, las mismas no se tomaron.

La obligación de la autoridad de aplicación de mantener las tarifas en el mínimo compatible para la prestación del servicio con la calidad requerida es exigencia suficiente para que el Ente extreme los controles y auditorías sobre cada precio y cada costo que las empresas muestren.

Es posible pensar que, en los regímenes de tarifas y precios administrados, las empresas intenten distribuir utilidades a través de mecanismos de sobrepuestos en costos e inversiones, de forma tal que puedan mostrar menores utilidades que las reales. Esta práctica, que todas las empresas comerciales en todos los ámbitos suelen utilizar para pagar menos impuestos, en este caso perjudica al consumidor a través de las tarifas. Para evitar esto, se faculta al Ente a controlarlas.



En el caso de las empresas de gas, de capital intensivo, con inversiones ligadas en gran parte a las obras de construcción y a equipos que se compran en el exterior, deben controlarse los costos de esas obras, máxime cuando algunas de ellas tienen accionistas dedicados a la construcción. Es el caso de TGN y de las distribuidoras ECOGAS Centro, Cuyana, Gasnor y Litoral Gas.

Es observable que los costos de las inversiones de TGN han sido superiores a los de TGS y que los de las distribuidoras son muy diferentes entre sí. Estos hechos aconsejarían extremar los controles sobre sus contrataciones.

En la nota UNIREN N° 186/03 de pedido de ampliación de información al Ente, se planteaba la siguiente consulta: “Con relación a las inversiones, se solicita al ENARGAS informe si los costos de obras similares de TGN han sido superiores a los de TGS o viceversa, y si la diferencia se debe a un procedimiento de compras o a características de las instalaciones; y lo mismo en referencia a las obras de Metrogas respecto de las restantes distribuidoras”. Pero la pregunta no fue respondida.

La UNIREN preguntó en su momento a TGN por qué sus costos de explotación son mayores que los de TGS, respondiendo la empresa que reconocía el hecho, en función de una serie de argumentos técnicos. Se esperaba que el Ente pudiera argumentar sobre esta cuestión en sus informes.

Por otra parte, entre los gastos operativos, hay rubros como el contrato del Operador Técnico, que se parece mucho a un pago de dividendos, sobre todo después de los primeros ocho años y cuando es conocido que en algunos casos esos pagos se reparten entre todos los accionistas proporcionalmente y no sólo al accionista operador. Asimismo, hay contratos de servicios de terceros que alcanzan cifras muy importantes y cabría preguntarse si no serán excesivas respecto de los servicios que prestan. Como estos hay otros interrogantes que podrían ser contestados con un adecuado sistema de monitoreo y control de las licenciatarias.

Estas preguntas son interrogantes sin respuesta si no pueden verificarse con auditorías y con conocimientos concretos de costos, cuestiones que el marco regulatorio delega en el organismo de control. *Las tarifas sólo deben cubrir los costos eficientes destinados al servicio y todo exceso trasladado a tarifas da lugar a una rentabilidad superior a la “justa y razonable”.*

El ENARGAS no respondió a la pregunta de la nota 186 “*Se solicita informe una estimación de la sobre-inversión que las compañías puedan haber realizado mediante el arbitrio de contratar obras que se activaron con valores superiores a los normales de plaza*”.

Hay elementos de juicio que permiten *suponer* que los registros contables de las empresas en materia de costos pueden estar sobrevaluados, de modo que las utilidades declaradas estarían subvaluadas. Esta suposición está reforzada por el hecho de que no se tiene evidencias de que los entes de control haya realizado auditorías regulares de carácter técnico y económico con un grado de profundidad que valide la información proporcionada por las empresas en materia de costos de operación y mantenimiento e inversiones. Como elemento adicional cabe mencionar que los licenciatarios no tienen la obligación de tener un sistema de contrataciones transparente y competitivo.

- **Las ampliaciones de transporte**

Otra pregunta de la nota 186, con respecto a las ampliaciones de transporte: “Si las ampliaciones se hicieron “a tarifa”, la misma incluye un ingrediente suficiente para las obras de ampliación, que está



presente desde 1992 en las tarifas de transporte”. Se solicita al ENARGAS informe la composición de las tarifas de transporte y de distribución e identifique la porción destinada a expansiones.

El Ente contesta en su informe 2: “En relación a la composición de las tarifas aprobadas para las Licenciatarias, no se pueden dividir en proporciones fijas, ya que su cálculo surge de un flujo de fondos que incluye distintos tipos de costos, ingresos, volúmenes, etc. que no son fijos para cada período. Es por esta razón que debe evaluarse la rentabilidad del proyecto, caso por caso”.

Queda claro que las tarifas contienen un ingrediente que repagan y hacen rentables las inversiones de expansión, desde que los flujos de fondos calculados para muchos de los proyectos fue satisfactorio. Lo gravitante es que esa renta está presente en las tarifas *de todas las ventas desde 1993*.

Desde este punto de vista, las empresas tienen una sobretarifa sobre todos los clientes, las que debieron computarse contra los proyectos, y no sólo las de cada proyecto en sí. Evaluar cada proyecto, caso por caso, es ignorar estos factores generales y los años durante los cuales recibieron tarifas sin realizar las ampliaciones a las que estaban destinadas.

Visto así, resulta necesario concluir que las tarifas de los contratos futuros deben fijarse sin expansiones, que se aplicarán a cada proyecto de ampliación y desde ese momento, pero no desde el inicio y para todo el mercado.

- **Los métodos y procedimientos de control utilizados**

Citamos lo dicho en los primeros párrafos de este informe: *“Como criterio general cabe aclarar que, a los efectos del presente informe, se considera que el juicio acerca del estado de cumplimiento de una obligación en particular está indisolublemente ligado al método con el que se verifica tal cumplimiento; y este componente del control es el que precisamente determina su calidad”*.

El indicador de TGN en “integridad de gasoductos” está calificado como que *“cumple”* y lo mismo en otros como “tiempo de respuesta a emergencias”. Es claro que esos indicadores son genéricos y anuales y no describen los problemas especificados en el informe en relación a la operación defectuosa de TGN. Parece obvio que la información que dan los indicadores debería complementarse con auditorías y controles técnicos permanentes que aseguren al Estado que la prestación de los servicios se hace según las reglas.

Es por ello que las preguntas para elaborar este Informe de Cumplimiento insistieron en conocer los procedimientos de control utilizados por ENARGAS en el seguimiento de las licenciatarias, pero el Ente se limitó a citar las sanciones aplicadas y adjuntar las normas emitidas.

- **Los controles realizados**

Sobre el tema “Activación de Redes” financiadas por terceros, *durante el año 1995*, el ENARGAS dispuso la realización de auditorías a las Licenciatarias para verificar el cumplimiento, encontrándose varias desviaciones de las normas.

El ENARGAS estableció regímenes y compensaciones, y luego “ha continuado monitoreando el cumplimiento, encontrándose *actualmente en la etapa de evaluación* de lo actuado por cada una



para aplicar, en caso de corresponder, las sanciones correspondientes, *a diciembre de 2003*". En cuanto a las auditorías de control sobre las efectivas contraprestaciones, el ENARGAS se encuentra reestructurando el plan de auditorías anual para incorporar estas tareas.

En cuanto a los Indicadores de Calidad de Servicio, los informes dicen que "*En base a los resultados e informes remitidos por las Licenciatarias de Transporte y de Distribución, y de las auditorías efectuadas por el ENARGAS, las empresas alcanzaron los valores para cada uno de los indicadores de calidad del servicio técnico*".

Es aquí donde se decide la validez de los controles, según si los índices se construyen con la *información suministrada por las empresas* o por los resultados de las *auditorías realizadas* por el Ente. Los informes no indican si las auditorías fueron constantes y cubrieron todos los aspectos de los índices y si hallaron alguna disparidad respecto de lo que había sido informado.

En relación al tema "Obras", los informes dicen que, "cuando las obras son costeadas parcial o totalmente por futuros usuarios, *el ENARGAS controla el costo de las instalaciones*, a fin de que el futuro usuario no pague de más. Cuando los servicios domiciliarios se realizan conjuntamente con la ejecución de la obra; controla que el usuario no tenga costos superiores a los autorizados".

- **El precio del gas**

La autorización a trasladar costos (*pass through*) funciona como un mecanismo que protege a la distribuidora de factores que no puede controlar y le da posibilidades de trasladar mayores precios a tarifas."

"El ENARGAS limitó en numerosas ocasiones los precios de gas pedidos por las distribuidoras, cuando comprobó que habían dado prioridad a los contratos de gas de mayor precio, por el deber de "asegurar... el mínimo costo para los consumidores, compatible con la seguridad del abastecimiento", como lo exige el inciso d) del artículo 38 de la Ley N° 24.076".

No obstante esto, "el gas en boca de pozo aumentó desde la desregulación en 1994 en valores cercanos al 40%", comparado con índices de precios de no más del 10% entre 1993 y 2001. De aquí se infiere que las limitaciones a los precios del gas se realizaron sobre las compras de las distribuidoras, pero *no sobre los precios en boca de pozo*. Se produjeron crecimientos desproporcionados del precio, a la vez que se limitaba el *pass through* en pequeñas diferencias entre las distribuidoras.

En este sentido parece conveniente recordar lo establecido en la Ley:

ARTICULO 52. — El Ente tendrá las siguientes funciones y facultades:

d) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o indebidamente discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, *incluyendo a productores y consumidores* y dictar las instrucciones necesarias a los transportistas y distribuidores para asegurar el suministro de los servicios no interrumpibles;

En el capítulo de "acciones anticompetitivas", el Ente describe lo actuado en el mercado del gas, consiguiendo en la Audiencia Pública del 28/9/99 una reducción de los precios de gas de YPF "del orden del 3%".



- **Endeudamiento de las empresas en dólares y pesos**

Se solicitó al ENARGAS informe si ha realizado controles o auditorías sobre este aspecto específico y si puede, como consecuencia, aclarar qué compañías y en qué montos han destinado préstamos a otros fines que los del servicio.

El ENARGAS responde que “De acuerdo a la información que posee este Organismo de Control, no es posible concluir que las Licenciatarias hayan contraído deudas para solventar aspectos de sus actividades ajenos a la financiación de sus inversiones en activo fijo y capital de trabajo”.

Respecto a si el ENARGAS ha realizado controles o auditorías sobre el endeudamiento financiero, el ENARGAS contesta “esta Autoridad ha monitoreado permanentemente la evolución del stock de deuda de las empresas y ha llegado en dicho control *hasta los límites permitidos por el Marco Regulatorio*, el cual no contiene cláusulas restrictivas respecto a la proporción de endeudamiento que una Licenciataria puede contraer para financiar sus actividades”.

De donde surge que el Ente sólo conoce los montos en los que las empresas se han adeudado, pero no sus aplicaciones, y no puede asegurar si se han endeudado o no para realizar inversiones u obras de actividades no reguladas u otras que no hacen a la directa prestación del servicio, como podría ser el pago de dividendos o del contrato del Operador Técnico.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

17. ANEXOS

Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

Nota UNIREN N° 71 del 14 de agosto de 2003

Nota ENARGAS N° 4526 del 10 de septiembre de 2003

Nota UNIREN N° 115 del 12 de septiembre de 2003

Nota ENARGAS N° 4637 del 19 de septiembre de 2003

Nota UNIREN N° 186 del 24 de octubre de 2003

Nota ENARGAS N° 6421 del 23 de diciembre de 2003

Auditoría General de la Nación (AGN)

Nota MEyP N° 21/03 del 11 de julio de 2003

Nota AGN N° 47/04-P del 17 de febrero de 2004

Sindicatura General de la Nación (SIGEN)

Nota SLyA N° 124 del 14 de julio de 2003

Nota MEyP N° 82/03 del 10 de septiembre de 2003

Nota SIGEN N° 5152/2003-GSEPFyE del 24 de septiembre de 2003