

Operación del sistema de transporte y distribución de gas en Argentina antes y después de la privatización

por Sergio Raballo y Marcelo Nuñez

SERGIO RABALLO

Ingeniero Industrial de la Universidad Católica Argentina. Realizó un Postgrado en Ingeniería del Petróleo en el Instituto del Petróleo de la Universidad de Buenos Aires y cursos de especialización en los Estados Unidos. Desarrolló tareas en Hughes Tool Co. y actualmente se desempeña como Gerente Comercial de Distribuidora de Gas Pampeana y del Sur.

MARCELO NUÑEZ

Licenciado en Economía de la Universidad Católica Argentina y Doctor en Economía del Centro de Estudios Macroeconómicos de Argentina (CEMA). Durante 9 años desarrolló tareas en el Centro de Estudios Económicos de Bunge y Born, y actualmente se desempeña en el Departamento Estratégico de Distribuidora de Gas Pampeana y del Sur.

La privatización de Gas del Estado ha producido la creación de diez diferentes empresas dedicadas al transporte y la distribución del gas natural en el país.

El sistema de gas de Argentina es el más grande y desarrollado de América del Sur y abastece a 4,4 millones de usuarios.

El estudio *Operación del sistema de transporte y distribución de gas en Argentina antes y después de la privatización* presentado en el 19° Congreso Internacional del Gas que tuvo lugar en Milán, Italia, el año pasado, organizado por la International Gas Union (IGU), describe la posición relativa de Argentina en el mundo como productor de gas natural, la industria de explotación de ese gas y más en detalle los sistemas de transporte y distribución. Además, este documento desarrolla el tema del mercado del gas natural, los resultados obtenidos después de un año de operaciones y cómo algunas variables afectaron y pueden afectar al sistema.

ARGENTINA es uno de los principales países productores de gas natural de Sudamérica, ubicándose en el tercer lugar después de Venezuela y México en producción y reservas totales. Durante 1991 y 1992 la producción de gas natural promedió aproximadamente 63 y 68,4 millones de m³ por día respectivamente, lo cual, si es comparado con los 540.430 millones de m³ de reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre, representan 22 años de producción.

Fig. 1a PRODUCCION MUNDIAL DE GAS NATURAL

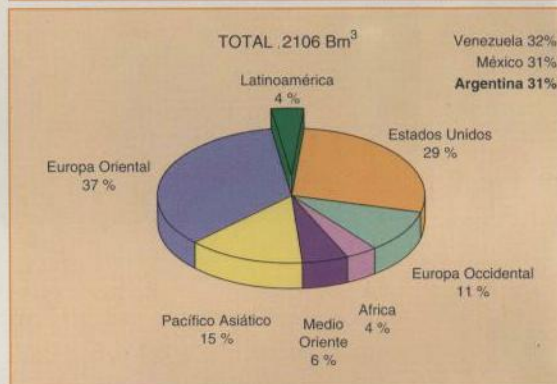
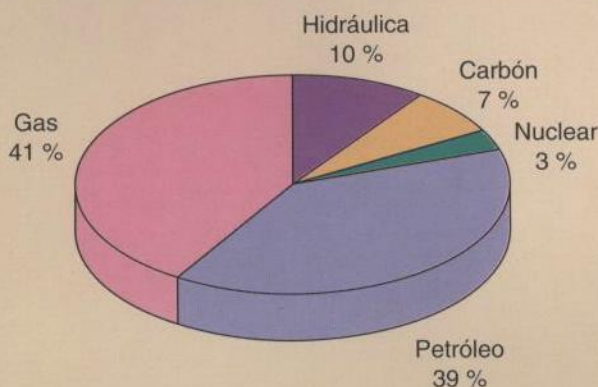


Fig. 1b RESERVAS MUNDIALES DE GAS NATURAL



Fuente: Oil & Gas Journal, Edición 1992

Fig. 2 CONSUMO DE ENERGÍA 1993



Fuente: Secretaría de Energía.

Durante la última década, el uso de gas natural ha aumentado en relación al petróleo debido a las políticas de sustitución de energía basadas en la abundante oferta de gas natural, los precios relativamente más bajos del gas y, últimamente, en restricciones ambientales y aquellas sobre la energía y el quemado de gases.

Actualmente, la demanda de energía queda satisfecha por los recursos de gas natural en un 41%, mientras que la participación del petróleo ha disminuido al 39% en los últimos años.

La industria del gas en la Argentina fue efectivamente monopolizada o controlada por el Go-

bierno argentino por varias décadas antes de la privatización de Y.P.F. La participación de empresas del sector privado fue fluctuante durante este período. Sin embargo, el sector público dominó la exploración, la producción, el desarrollo, el transporte, la refinación, y la distribución de los hidrocarburos. En 1935, la Ley N°12.161 otorgó derechos exclusivos sobre el desarrollo y la producción de todas las nuevas reservas de hidrocarburos en Argentina, a las empresas petroleras y de gas de propiedad del Estado, las antecesoras de Y.P.F. y de Gas del Estado.

Como resultado, la participación del sector privado quedó restringida a las actividades bajo contrato con empresas estatales. En virtud de la legislación previa al proceso de privatización, todos los hidrocarburos recuperados, incluyendo los recuperados por empresas privadas que poseían concesiones otorgadas por el Estado, debían ser vendidos a Y.P.F.

Desde 1946 hasta diciembre de 1992, el transporte y la distribución del gas natural estuvieron bajo exclusivo control de la empresa estatal Gas del Estado. A partir del 29 de diciembre de 1992, el transporte y la distribución de gas natural fueron transferidos al sector privado.

EL UPSTREAM DE LA INDUSTRIA DEL GAS EN ARGENTINA

ARGENTINA tiene 20 cuencas sedimentarias, de las cuales 14 están ubicadas en tierra firme (y comprenden aproximadamente 1,4 millones de kilómetros cuadrados), y 6 se encuentran en la plataforma continental sobre el Atlántico Sur (aproximadamente 400.000 kilómetros cuadrados, hasta los 200 metros de profundidad). El petróleo y el gas aparecen juntos en prácticamente todos los reservorios y, en la mayoría de los yacimientos, el gas natural se asocia a los hidrocarburos líquidos. Las cuencas productivas son las del Noroeste, de Cuyo, del Golfo San Jorge y la Austral.

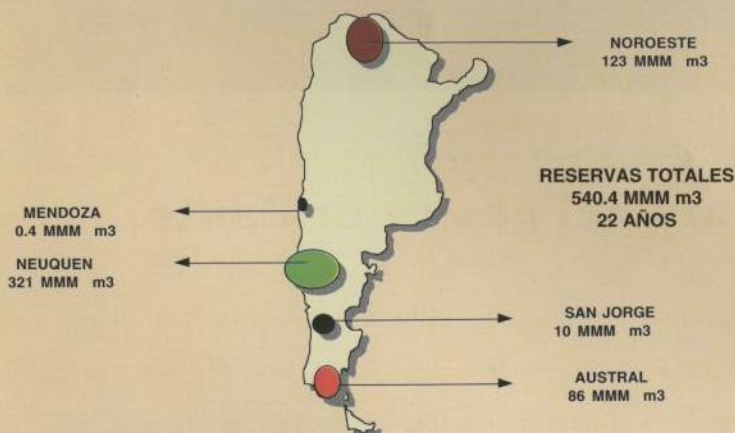
Reservas de petróleo y gas

Tres de las cuencas de Argentina, la de Neuquén, la del Noroeste, y la Austral representan aproximadamente el 97% de las reservas comprobadas de gas y la mitad de las reservas de petróleo.

Producción de petróleo y gas

Hacia fines de 1990 Argentina tenía 12.720 pozos productores de petróleo y más de 1.220 pozos gasíferos, sin embargo, de los 1,8 millones de kilómetros cuadrados de cuencas, las empresas privadas e Y.P.F solo han estudiado un 28%, lo que resulta en un promedio actual de exploración

Fig. 3 RESERVAS COMPROBADAS DE GAS POR CUENCA



Fuente: Secretaría de Energía, información hasta el 31 de diciembre de 1992

de un pozo exploratorio por cada 375 kilómetros cuadrados (naturalmente, este promedio cambia de cuenca a cuenca). Fig. 4.

Producción de gas

Solo pequeñas porciones del gas producido en Neuquén y San Jorge contienen cantidades significativas de sulfuro de hidrógeno y de dióxido de carbono que deben ser extraídos. Virtualmente todo el gas argentino es de calidad para gasoducto.

El gas natural se produce asociado con petróleo en todas las cuencas (Norte, Cuyo, Neuquina, San Jorge, Santa Cruz y Austral). Se lo transporta a las principales áreas de consumo, en especial a Buenos Aires, a través de cinco gasoductos principales.

La Figura 5 muestra el desarrollo de petróleo y gas, donde se puede observar la expansión del gas natural con crecimiento de la infraestructura desde 1960.

Hasta 1944 Y.P.F. suministró la mayor parte del gas natural en Argentina (aproximadamente 80%), repartiéndose el resto entre los productores privados (10%) y con importaciones desde Bolivia (10%). Con la privatización de Y.P.F., los productores privados han sido interesados en la adquisición de las cuencas, de modo de controlar un porcentaje creciente de la producción total.

El intercambio con Bolivia comenzó en 1972 y representó 6 millones de metros cúbicos por día a un precio de \$2,8/MM Btu. Las reservas propias de la Argentina son actualmente suficientes para cubrir casi toda la demanda, y este no era el caso cuando se firmó el contrato original. Para Bolivia, esta venta representa aproximadamente un 40% del total de sus exportaciones.

Durante 1990, aproximadamente el 77% de la producción bruta de gas natural quedaba disponible para el consumo; los productores y Gas del Estado consumían el 8% en los yacimientos, plantas de tratamiento y transporte. La reinyección era del 3% y se quemaba un 12%, principalmente debido a la insuficiencia de los sistemas de captación.

EL DOWNSTREAM EN ARGENTINA ANTES DE LA PRIVATIZACIÓN

EL SISTEMA DE GAS argentino es el más grande y mejor desarrollado en Sudamérica, y operó hasta su privatización como una única unidad de negocios (transporte y distribución). Gas del Estado (la empresa estatal que operaba el sistema) no tenía inversiones relacionadas a la producción de gas sino que compraba el gas natural a los productores de las cinco cuencas (Norte, Neuquina, Cuyana, San Jorge y Austral).

A través de este sistema se brindaba el servicio

a 4,4 millones de usuarios en todo el país con una mayor concentración en las proximidades de la ciudad de Buenos Aires (aproximadamente 40% de la demanda total del país).

Transporte y distribución

El sistema de transporte y la distribución incluye gasoductos principales y secundarios así como toda la red de distribución que brinda el servicio a los usuarios finales.

En relación a los gasoductos principales, los siguientes son los rasgos más significativos de los activos que, tras la privatización, fueron transferidos a

MEDIO AMBIENTE:



¿NECESITAMOS ENTERO

TRABAJANDO POR EL, TRABAJAMOS POR USTED.

Metro Gas
Calidez y eficiencia

Fig. 4

CUENCA	NOROESTE	CUYO	NEUQUEN	SAN JORGE	AUSTRAL	TOTAL
PRODUCCION DE GAS millones de m ³	2.400	140	14.800	2.160	5.500	25.000
PRODUCCION DE PETROLEO millones de m ³	1.0	3.4	14.0	11.5	2.5	32.4

Fuente: Revista Petrotecnia e Informe del Instituto Argentino del Petróleo, diciembre de 1992.

las dos empresas de transporte que operan actualmente el sistema:

- Capacidad de Transporte 66,6 millones de m³/día
- Capacidad Instalada (Compresión) 495.000 HP
- Presiones Operativas 60 y 70 bars
- Longitud del sistema de alta presión 10.590 Km
- Relación Millas/pulgadas 170.000 mi./pulg.

Fuente: Memorandos de la Privatización de Gas del Estado.

Estos gasoductos son conocidos por diferentes nombres: San Martín (recibe el gas de las cuencas Austral y San Jorge); Neuba I y II (reciben el gas de la cuenca de Neuquén); Centro Oeste (recibe el gas de las cuencas Neuquina y Cuyana); y Norte (recibe gas de la cuenca del Norte y de Bolivia). Todos estos gasoductos de alta presión (60 y 70 bars para el caso de Neuba II) mueven el gas a través del país hasta un anillo de alta presión en las proximidades de la ciudad de Buenos Aires.

Como fuera mencionado anteriormente, el sistema tiene también gasoductos secundarios y redes de distribución que fueron transferidas a las

diferentes unidades de negocios luego de la privatización y que llegan a:

- Longitud de los Gasoductos de Distribución 9.800 km
- Longitud de las Redes de Distribución 50.000 km

Fuente: Memorandos de la Privatización de Gas del Estado.

Bajo estas condiciones operativas, durante 1991, el total de usuarios servidos alcanzó a 4,4 millones, de los cuales 4,15 son consumidores residenciales, y el volumen total entregado ese año llegó a 10.400 millones de m³, lo que representa un volumen promedio por día de 50,4 millones de m³. Para la Argentina, esto significa que durante la temporada invernal los volúmenes han llegado de 66 a 68 millones de m³/día con picos máximos registrados de 75 millones m³/día, de los cuales aproximadamente 7 millones fueron suministrados a través del *Line Pack*.

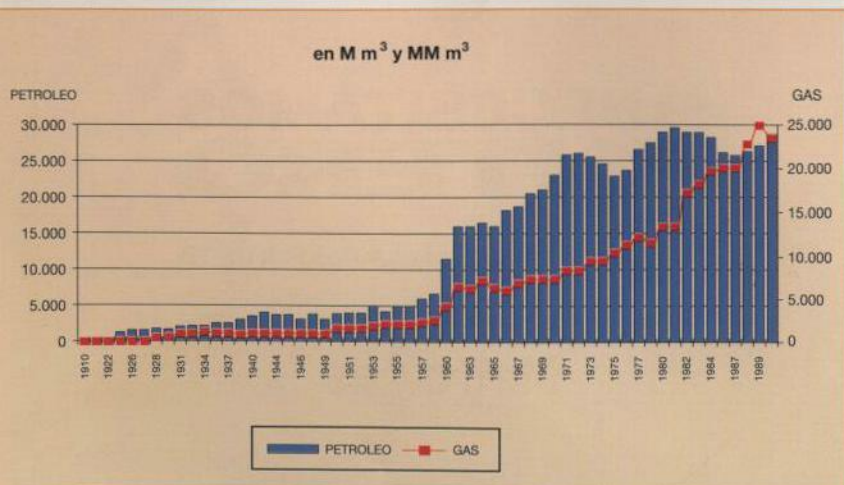
Estructura de la demanda

En la Figura 7 se puede ver la distribución de la demanda por tipo de cliente desde 1980 hasta el año anterior a la privatización (1991), donde la inauguración del Neuba II en 1989 (un aumento de 18 millones m³/día en capacidad de transporte) queda demostrada.

A los fines de este trabajo, la demanda ha sido separada en cuatro tipos principales de servicios: el Residencial (incluye uso doméstico y pequeños usuarios tales como panaderías), el Industrial (todos los grandes consumidores a excepción de las usinas eléctricas), Usinas Termoeléctricas, y el resto (incluye reparticiones oficiales y pequeñas industrias).

Se puede ver de la Figura 7 que la demanda Residencial muestra un crecimiento de 6% por año debido a la expansión de las redes de distribución, mientras que la demanda Industrial está altamente afectada por factores macroeconómicos, especialmente en la Argentina donde la mayor parte de las industrias tienen un alto perfil de uso intensivo de gas. Las Usinas Eléctricas merecen ser estudiadas por separado, especialmente antes del aumento en

Fig. 5 PRODUCCION DE GAS Y PETROLEO



Fuente: Secretaría de Energía (1991).

Fig. 6

CAPACIDADES DE TRANSPORTE



Fuente: Transportadora de Gas del Norte S.A. y Transportadora de Gas del Sur S.A.

la capacidad de transporte (1989) debido al hecho de que anteriormente era poco probable que se dispusiera de capacidad de servicio en bases firmes, especialmente en la temporada invernal con una alta demanda domiciliaria.

Bajo mejores condiciones, las fluctuaciones de los volúmenes de las usinas termoeléctricas varían desde un mínimo de 300 millones de m³/mes hasta un máximo de 700 millones m³/mes durante 1990.

Por otra parte, la demanda domiciliaria tiene la variación más alta a través de las diferentes estacio-

nes (3,2 veces los volúmenes de los valles), lo cual representa un factor de carga de aproximadamente 30 a 35%, tal como se puede ver en la Figura 8.

Tarifas del gas

En este escenario, el precio del gas en boca de pozo era fijo y regulado, y tenía un valor de U\$S 0,97/millón de Btu; al mismo tiempo, los precios incluyendo impuestos y partidas de gastos fijos en el área de Buenos Aires para los consumidores finales, eran de U\$S 3,2/millones de Btu para los consumidores domésticos y de U\$S 2,1/millones de Btu para la demanda industrial.

Los precios cambiaban según la zona geográfica y el tipo de demanda (industrial, residencial, etc.) y tenían también diferentes tipos de subsidios, lo que hace difícil cualquier comparación, pero en caso alguno había débitos diferenciales por servicios firmes o interrumpibles.

Personal

El personal operativo a diciembre de 1990 era de 10.479 agentes (2,38 agentes por cada 1.000 usuarios), cantidad que fue reducida antes de la privatización (a fines de 1992) a 9.232 a través de planes de retiro voluntario (2,1 agentes por cada 1.000 usuarios).

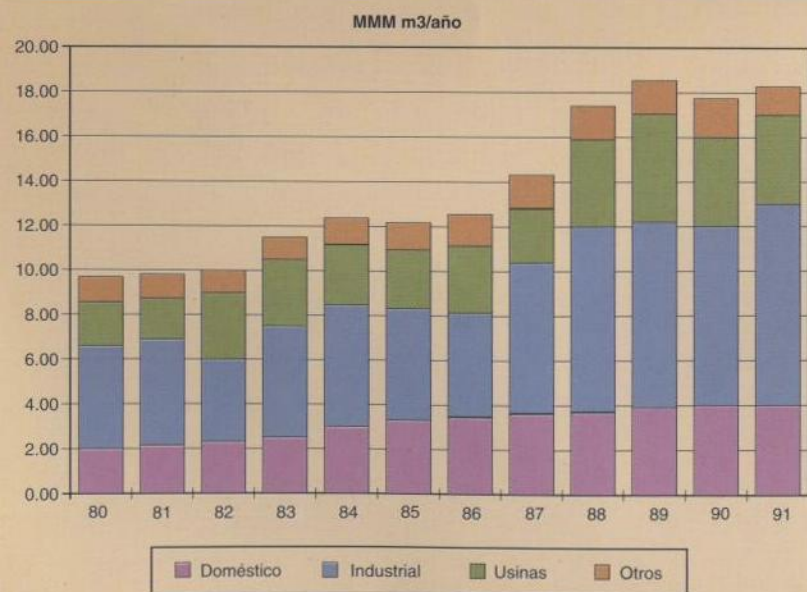
LA PRIVATIZACION DE GAS DEL ESTADO

EN JUNIO DE 1992, se promulgó la Ley N°24.076, Ley del Gas, que estipulaba la privatización de Gas del Estado y la desregulación del precio del gas natural. La Ley del Gas dispuso la venta de los activos de Gas del Estado a empresas del sector privado, el otorgamiento de Licencias para operar tales activos, el establecimiento de un marco regulatorio para la industria del gas y la creación del ENARGAS para supervisar el transporte y la distribución del gas natural.

División del sistema de transporte

En virtud de la privatización de Gas del Estado, los cinco gasoductos principales del sistema de transmisión de gas fueron divididos en dos sistemas sobre una amplia base geográfica (sistemas de gasoductos principales Norte y Sur) diseñados para brindar el acceso de ambos a las fuentes de gas y a los mayores centros de demanda de todo el país. Estos fueron transferidos a dos nuevas empresas de transporte (Transportadora de Gas del Sur S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A.).

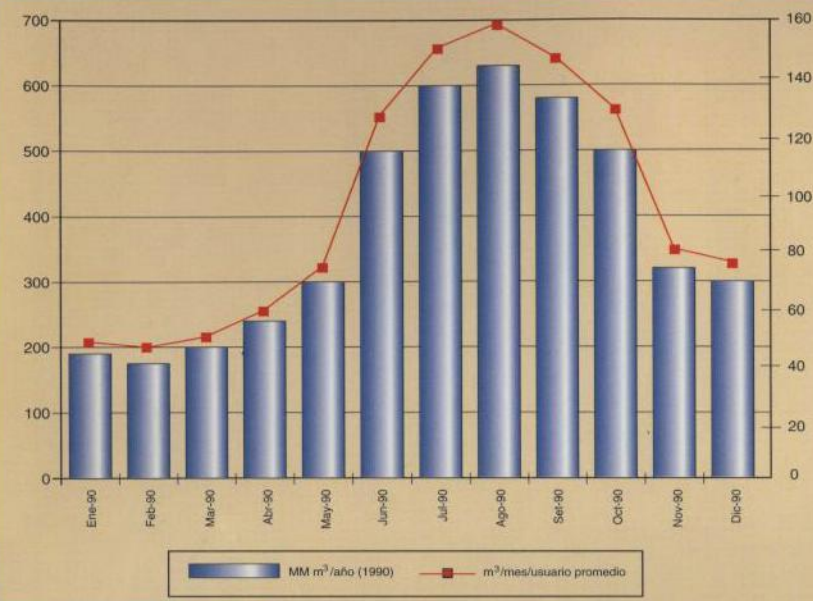
Fig. 7 EVOLUCION DEL CONSUMO POR TIPO DE USUARIO



Fuente: Memorandos de la Privatización de Gas del Estado (1992).

Fig. 8

CONSUMO ESTACIONAL DOMESTICO



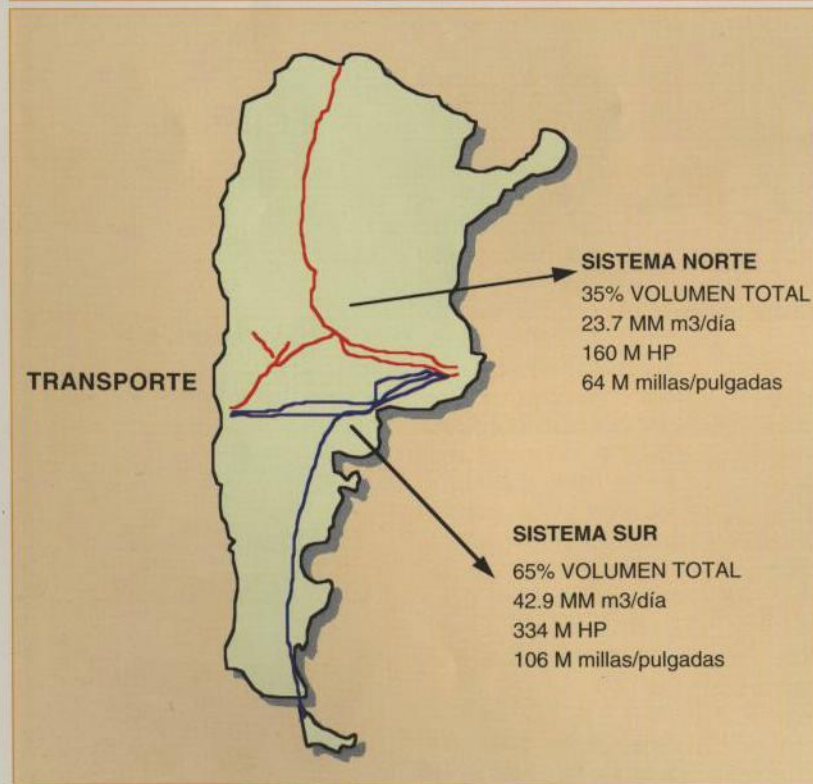
Fuente: Memorandos de la Privatización de Gas del Estado (1992).

División del sistema de distribución

El sistema de distribución de Gas del Estado fue dividido entre ocho empresas regionales de distribución. Las acciones de cada una de las empresas de transporte y distribución fueron vendidas a consorcios de accionistas privados, reteniendo el Gobierno argentino una participación minoritaria en alguna de las empresas. La Figura

Fig. 9

TRANSPORTE



Fuente: Transportadora de Gas del Norte S.A. y Transportadora de Gas Del Sur S.A. .

10 indica las regiones servidas por las diferentes empresas de distribución en la Argentina.

Participación de los operadores

La transacción se hizo efectiva el 28 de diciembre de 1992, y cada consorcio, que tenía un operador extranjero (con experiencia acreditada en transporte y/o distribución de gas), se hizo cargo de la operación aceptando, en el caso de los operadores por un período mínimo de ocho años, un interés propietario del 10% en el caso de las empresas de transporte y del 15% en el caso de las empresas de distribución. La Figura 11 indica la cantidad de clientes, identificando los consumidores domésticos (cifras de 1991 en miles), las ventas totales por región según el territorio de cada empresa (cifras de 1991 en millones de m³), el volumen de la cuota del mercado, el interés adquirido, el operador y el país de incorporación del operador para cada empresa de transporte y distribución.

Tarifas

Desde el 1 de enero de 1994, el precio del gas vendido en boca de pozo ha sido desregulado y es determinado por la oferta y la demanda, donde los productores negocian los precios directamente con las empresas de distribución y los grandes consumidores, tales como las empresas de servicios y ciertas empresas industriales. Sin embargo, el ENARGAS continuará supervisando los mercados de consumo de gas.

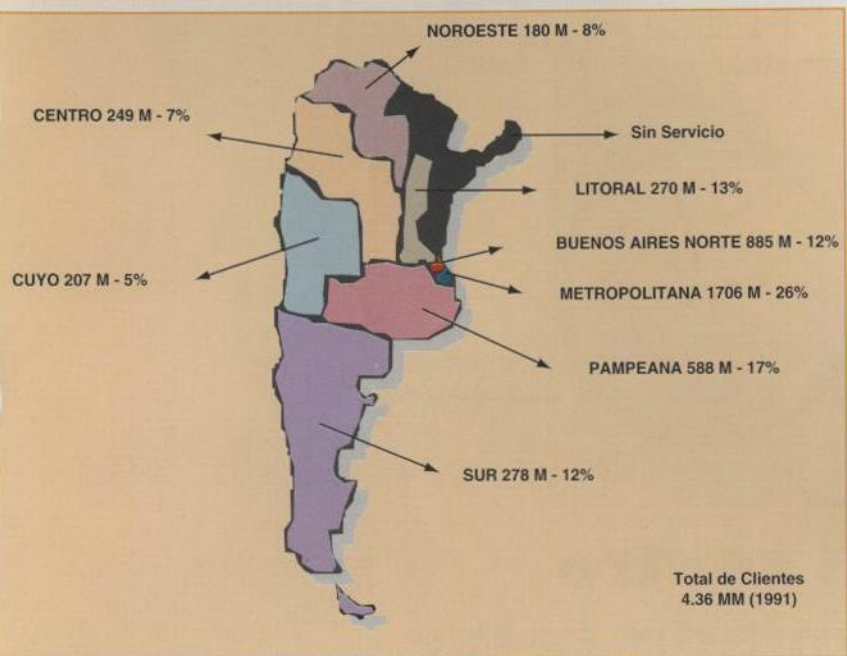
La Ley del Gas y el Decreto Reglamentario N° 2.255/92, que aprueba las Licencias otorgadas a las empresas, regula las tarifas que las empresas pueden cobrar por la distribución de gas y por el transporte, en el caso de las empresas transportadoras. La Ley del Gas establece el precio del gas vendido por las empresas de distribución en la sumatoria de:

- El costo del gas comprado en el punto al que ingresa en el sistema de transporte.
- El costo del transporte que la empresa de distribución paga a la empresa transportadora, el que también es regulado y controlado por el ENARGAS.
- La tasa de distribución.

Este último débito debe ser suficiente como para permitir a las empresas de distribución lograr un retorno de capital razonable, consistente con el de empresas comparables con niveles de riesgo similares, al tiempo de reflejar también toda ganancia por eficiencia de las empresas.

El ENARGAS es responsable de una revisión y ajuste periódicos de las tasas de distribución de acuerdo con las políticas en virtud de la Ley del Gas y de las Licencias, y para la revisión, cada cinco años, del funcionamiento del sistema de ajuste de tarifas.

Fig. 10 DISTRIBUCION. Clientes y participación en el mercado



Fuente: Memorandos de la Privatización de Gas del Estado.

Aunque las tasas para las tarifas de distribución a los usuarios finales contemplan el traslado del incremento en los costos del gas y del transporte, una empresa de distribución no puede trasladar a los clientes ningún aumento en los costos del gas o del transporte sin la previa autorización del ENARGAS. El ENARGAS revisará el precio de todos los contratos de ventas de gas entre los productores y las empresas de distribución dos veces al año, y volverá a establecer las componentes de distribución de tarifas de cada empresa, de modo de reembolsar el costo real del gas entregado. El ENARGAS sólo puede declinar la autorización a una empresa de distribución para trasladar tales aumentos o una parte de ellos, si el aumento propuesto es desproporcionado en comparación a un indicador de precios para los costos de venta en boca de pozo establecidos por el ENARGAS, basado en el precio promedio del gas vendido en cada cuenca según lo establecido por los contratos de venta entre los productores y las empresas de distribución, los cuales deben ser presentados al ENARGAS.

La Ley del Gas dividió el mercado del gas natural en tres segmentos diferentes:

- Exploración y Producción
- Transporte
- Distribución

La Ley también limitó la capacidad de toda empresa operadora en un segmento, de tener un papel significativo en otro segmento. En ese aspecto, las empresas de transporte de gas no pueden entrar en otros negocios relacionados con el gas, no estando tampoco autorizadas a comprar gas que no sea para su propio consumo.

De cualquier forma, las empresas de transporte pueden vincularse a otras actividades relacionadas, tales como la oferta de servicios de almacenaje y en la operación de plantas de procesamiento, siempre que se lleven asientos financieros separados.

Marco regulatorio de la privatización

El marco regulatorio básico aplicable a las empresas que participan de la operación después de la privatización está contenido en la Ley del Gas promulgada en junio de 1992 y en las reglamentaciones promulgadas de acuerdo con los Decretos Reglamentarios N° 1.189/92; 1.738/92; y 2.255/92. La Ley del Gas y sus reglamentaciones tienen los siguientes objetivos:

- Proteger los intereses del consumidor final.
- Promover mercados competitivos.
- Regular la oferta, el transporte y la distribución del gas.
- Asegurar una producción suficiente al menos para cubrir la demanda doméstica.
- Establecer un régimen de tarifas comparable consistente con los patrones internacionales en países con similares condiciones de mercado.

El Gobierno supervisa las actividades privadas y comerciales abarcadas por la industria del gas natural a través del ENARGAS, que es el encargado de verificar el cumplimiento del marco regulatorio y de las condiciones contractuales aplicables a las empresas involucradas en el negocio del gas natural, incluyendo:

- La emisión de reglamentaciones que gobiernen las actividades de transporte y la distribución del gas.
- Evitar comportamientos de cartel, monopolísticos o discriminatorios por parte de las empresas.
- Aprobar el marco tarifario a aplicar a cada industria.
- Controlar todos los aspectos relacionados con la operación técnica del sistema.

Las Licencias que rigen los derechos de las empresas para operar la distribución minorista de gas pueden ser canceladas por el Gobierno argentino a través del ENARGAS, por varias razones:

- Incumplimiento reiterado de las obligaciones básicas emergentes de la Licencia y/o las reglamentaciones del ENARGAS.

- Interrupción del servicio más allá del 35% de las obligaciones totales de servicio por más de 15 días consecutivos o 30 días no consecutivos durante el año, atribuibles a motivos de la empresa.
- Interrupción parcial del servicio de modo que afecte la capacidad de distribución total de la red en más de un 10% por un período de 30 días consecutivos o de 60 días no consecutivos durante el año debido a motivos de la empresa.
- Vender o transferir activos esenciales o permitir cualquier ocultamiento acerca de, o relativo a los activos que no sean permitidos o aprobados.
- Violación a las restricciones sobre la transferencia de acciones.
- Incumplimiento de las inversiones obligatorias u otros requisitos contemplados en la respectiva Licencia de la empresa.
- Disolución de la Empresa o su entrada en proceso de quiebra.
- Terminación del servicio.
- Incumplimiento de los esquemas arancelarios.

La Licencia otorgada a las empresas por un término inicial de 35 años puede ser extendida por un período adicional de 10 años, si la empresa ha cumplido con las obligaciones contempladas en la Licencia.

A la expiración, el Gobierno argentino llamará a licitación pública para la venta de la Licencia bajo términos predeterminados que permitirán a las empresas igualar la mejor oferta y retener la Licencia.

EL MERCADO DESPUES DE LA PRIVATIZACION

EL PRINCIPAL cambio entre antes y después de la privatización fue la modalidad bajo la cual el sistema iba a operar, esto es el concepto de **ACCESO ABIERTO**.

Bajo tal concepto, y siempre cumpliendo con la Licencia de Distribución y Transporte y la Ley N° 24.076 junto con los correspondientes Decretos N° 1.189/92; 1.738/92; 2.255/92 que reglamentan la operación del gas, cualquier despachador puede cargar su gas en el sistema de transporte y puede tener acceso al mercado con ese gas.

Esta forma de operación abre varias alternativas para los consumidores con demanda significativa, teniendo la oportunidad de contratar los servicios de la empresa de distribución, o contratar directamente el servicio con los productores de gas y la empresa de transporte, o contratarlos a través de *marketers/brokers* sin emplear la empresa distribuidora.

Fig. 11

Concepto	Clientes	Clientes D	Ventas	% del mercado	Interés adq.	Operador
Metro	1706	1625	4833	26.3	70%	British Gas Reino Unido
B.A.N.	885	843	2222	12.1	70%	Gas Natural España
Noroeste	180	175	1484	8.1	90%	Gasco Chile
Centro	249	241	1302	7.1	90%	Italgas Italia
Cuyo	207	198	928	5.1	60%	Italgas Italia
Litoral	270	260	2355	12.8	90%	Tractebel Bélgica
Pampeana	588	556	3078	16.8	70%	Camuzzi Italia
Sur	278	251	2159	11.8	90%	Camuzzi Italia
T.G.S.	Distcos	N/D	N/D	N/D	70%	ENRON Estados Unidos
T.G.N.	Distcos	N/D	N/D	N/D	70%	Novacorp Canadá

Fuente: Memorandos de la Privatización de Gas del Estado.

Fig. 12

Gasoducto	Sistema Norte	Sistema Sur
Centro Oeste	2.5 MM m3/d	
Norte	0.9MM m3/d	
Neuba II		7.0 MM m3/d
TOTAL	3.4 MM m3/d	7.0 MM m3/d

Fuente: Transportadora de Gas del Norte S.A. y Transportadora de Gas del Sur S.A.

Todas estas alternativas generan nuevas posibilidades para los "nuevos actores" que representan oportunidades o amenazas.

Es por ello que cada jugador tiene que hacer su propia evaluación, en las cuales los costos (tarifas) representan una decisión clave en el análisis tarifario.

Las tarifas de distribución son máximas y comprenden conceptos diferentes, como (i) costo fijo, (ii) reserva de capacidad en firme, y (iii) precio por metro cúbico consumido.

Por otra parte, las tarifas de transporte interrumpible son mínimas mientras que las tarifas firmes son máximas, dando al usuario industrial final varias alternativas de abastecimiento a ser consideradas.

Transporte

Como ya se mencionó, el sistema de transporte fue dividido entre dos empresas operadoras, Transportadora de Gas del Norte S.A. (T.G.N.) y Transportadora de Gas del Sur S.A. (T.G.S.), las que respectivamente transportan aproximadamente 35% y 65% del total de gas entregado por las empresas de transporte por día.

Cada empresa ya ha iniciado proyectos para aumentar su capacidad de transporte y debieran estar en operación durante 1994.

La Figura 12 muestra la expansión de las capacidades de transporte de T.G.N. y T.G.S.

Como se puede observar, a fin de cumplir con su obligación de servir toda demanda de gas no interrumpible, la capacidad firme de las empresas transportadoras ha sido asignada a las empresas de distribución (tal asignación fue hecha antes de las licitaciones para la privatización) sobre la base de sus requerimientos anticipados y de la capacidad del sistema al momento de la privatización. Las empresas de distribución tienen contratos de transporte por 10 años con las empresas transportadoras. Tales contratos establecen una capacidad máxima de transporte firme con asignaciones por zona de entrega de cada una de las empresas de distribución. La tarifa de transporte es fija para los primeros cinco años y solamente puede ser aumentada por variaciones en el Índice de Precios Productores de los Estados Unidos cada seis meses, según lo establecido en la Licencia de transporte y distribución de la empresa.

Durante el segundo período de cinco años, la

tarifa de transporte será también estudiada por el ENARGAS y podrá ser ajustada.

Las empresas de distribución, sin embargo, tienen la oportunidad de reducir gradualmente sus cuotas de transporte firme hasta un máximo del 60%, a lo largo de un período de ocho años, comenzando con un 15% en mayo de 1994. Adicionalmente, el ENARGAS tiene el poder de reducir o reasignar la capacidad firme de transporte no utilizada asignada a una empresa de distribución durante la privatización.

La capacidad actual de transporte de gas en Argentina ha sido insuficiente como para permitir a ambas empresas transportadoras cubrir completamente, en todo momento, la demanda pico de las empresas de distribución.

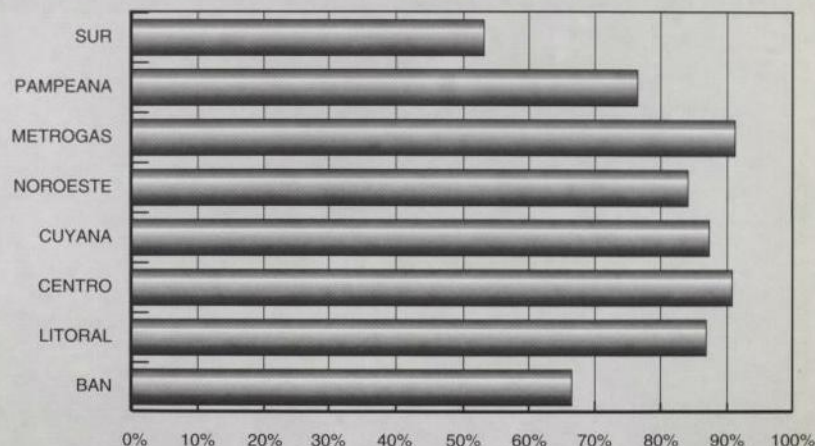
Durante los días de demanda pico, las empresas de distribución han limitado el servicio interrumpible a las usinas eléctricas y a los clientes industriales a fin de cubrir la demanda doméstica y otras demandas básicas.

Sin embargo, durante 1993, la capacidad de transporte fue temporariamente reasignada debido a acuerdos entre las empresas de distribución según sus necesidades específicas, para garantizar el servicio a los clientes prioritarios.

Distribución

Las ocho empresas distribuidoras no compiten geográficamente entre ellas, debido a que cada

Fig. 13 USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE FIRME - PROMEDIO 1993

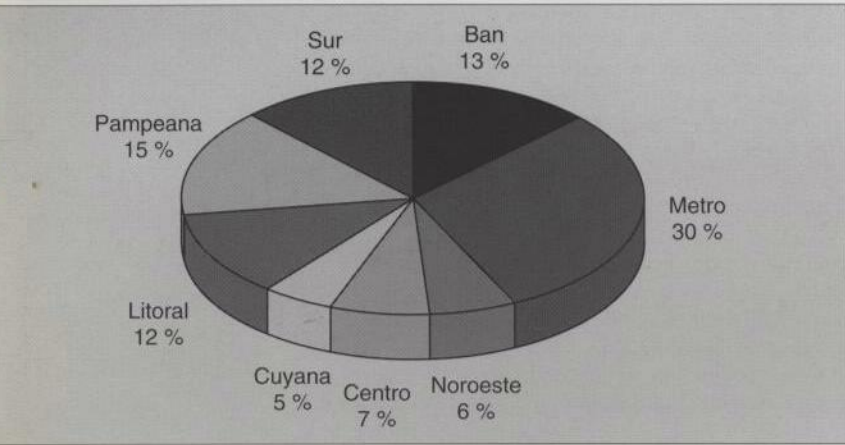


Fuente: Boletín Oficial del ENARGAS, marzo de 1994.

Fig. 14

Empresa	Demanda Total	Total de Clientes	Demanda Doméstica	Clientes Domésticos
BAN	2.615.159	943.753	893.217	907.667
METRO	6.083.459	1.760.012	1.928.105	1.684.817
NOROESTE	1.254.835	202.629	140.659	196.692
CENTRO	1.377.688	298.397	273.676	287.091
CUYANA	1.070.953	250.451	283.549	239.937
LITORAL	2.344.175	302.161	262.254	289.340
PAMPEANA	3.049.857	676.118	782.374	638.628
SUR	2.526.003	306.361	1.040.942	278.212

PARTICIPACION EN EL MERCADO POR VOLUMEN DE VENTAS TOTALES



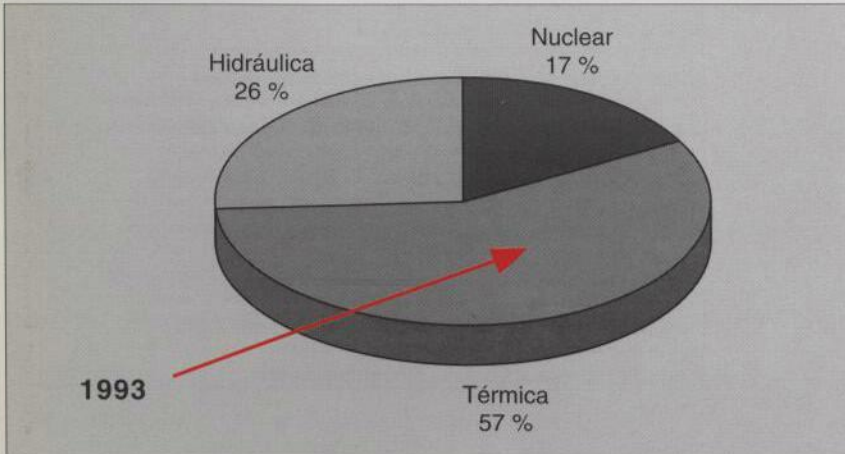
Fuente: Boletín Oficial del ENARGAS, marzo de 1994.

Fig. 15

Período	Demanda Gw/h	Gas natural MM m3	Fuel Oil M tons	Carbón M tons	Gas Oil M tons	% de indisponibilidad
1991	46.100	5323	1615	289	340	49.5
1992	49.762	5237	1478	241	321	51.9
1993	53.521	5451	1327	392	131	41.1

Fuente: CAMMESA, abril de 1994.

Fig. 16 GENERACION ELECTRICA



Fuente: Secretaría de Energía.

empresa tiene asignada un área específica, sin superposiciones.

Las empresas distribuidoras de gas abastecen a los clientes domésticos y comerciales, facturándolos con tasas de servicio para entrega firme. Los usuarios industriales pueden contratar por una capacidad de entrega firme, para lo cual se les requiere un pago adicional, o bien por servicios interrumpibles, o por una mezcla de ambos de acuerdo a sus posibilidades de cambiar a combustibles alternativos. El servicio en firme garantizará el abastecimiento, mientras que el servicio interrumpible está sometido a la disponibilidad de transporte o de gas. En todos los casos, hay una tasa adicional por emisión de facturas.

Dado que casi toda la capacidad de transporte hacia los centros de demanda importantes ya está cubierta por las empresas de distribución (la Capacidad de transporte en firme asignada a cada empresa de distribución al momento de la privatización), el servicio interrumpible sólo estará disponible cuando, por alguna razón, una empresa distribuidora no solicite en su propuesta diaria toda la capacidad firme de transporte que ella tenía asignada.

Como el sistema no posee ningún almacenamiento natural o artificial para *peak shaving*, la operación durante el invierno se hace extremadamente importante, y el proceso durante todo el año depende del despacho de gas hecho por las empresas distribuidoras a las empresas productoras y transportadoras.

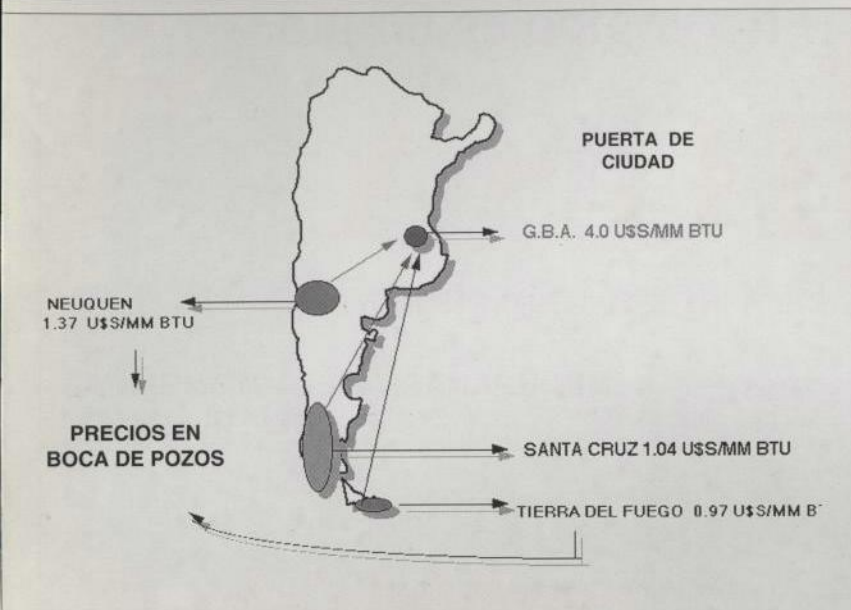
El proceso de despacho de gas se basa en una predicción diaria previa de la demanda total por empresa distribuidora (demanda que debe ser identificada por punto de entrega de la empresa transportadora para cada zona de distribución), para lo cual el gas correspondiente es propuesto a los productores para los puntos de carga de cada productor y a la empresa transportadora.

Con toda la demanda de las empresas distribuidoras y las cargas de los productores, la empresa transportadora determina si es que hay o no suficiente capacidad de transporte y procede a distribuir el transporte interrumpible solicitado, si lo hubiere, o a reducir los requerimientos de aquellas empresas distribuidoras a las que no pueda servir.

Naturalmente, bajo condiciones normales, ninguna empresa distribuidora puede ser reducida por debajo de su capacidad de transporte firme contractual.

Como se puede ver, este proceso de propuestas diarias requiere de un buen programa predictivo, de comunicación fluida entre las empresas transportadoras/distribuidoras/productoras, lo mismo que de herramientas que posibiliten la operación

Fig. 17 RELACION DE PRECIOS PUERTA DE CIUDAD / BOCA DE POZO



Fuente: Tendencias del mercado, Y.P.F., marzo de 1994.

y que produzcan los ajustes necesarios durante el día operativo.

Por otra parte, el ENARGAS controla mediante sanciones a las empresas que sobrepasen deliberadamente sus volúmenes autorizados. Este sistema de sanciones, que figura en la Licencia de la empresa de transporte o distribución, contempla sanciones diarias para las empresas distribuidoras que excedan en una base diaria su volumen autorizado, y que al hacerlo hayan afectado a otra empresa distribuidora o al sistema entero.

EXPERIENCIA TRAS UN AÑO DE OPERACIONES

EN ESTE ESCENARIO, la operación para 1993 (un año después de la privatización) puede considerarse un éxito total para todos los actores relacionados con la industria del gas (consumidores, empresas distribuidoras y transportadoras, productores y autoridades oficiales), debido al hecho de que la demanda pudo satisfacerse con problemas menores aún en días de demanda pico.

La Figura 14 muestra las características principales de cada operador relacionadas con la demanda total, la demanda para consumidores domésticos (en miles de m³ para 1993); la cantidad total y de consumidores domésticos atendidos (cifras para 1993).

De la Figura 14 se desprende el siguiente análisis:

- Un crecimiento significativo de la cantidad de consumidores domésticos (13% comparado con 1990)
- Un importante aumento en el volumen total suministrado (17% comparado con 1990).

Esto pudo ser logrado en base a cinco aspectos básicos:

- Crecimiento significativo de los usuarios domésticos debido al agresivo desarrollo de las redes llevado a cabo por las comunidades y las provincias y a una definida política de negociación de las empresas distribuidoras para encarar esos proyectos.
- Buena coordinación y uso de las capacidades de transporte por parte de las empresas transportadoras y distribuidoras.
- Respuesta máxima de los productores de gas para seguir y satisfacer las demandas de las empresas distribuidoras.
- Comercialización agresiva de las empresas distribuidoras hacia los clientes industriales.
- Demanda continuada de las usinas termoeléctricas luego de invertir en equipos tras la privatización del mercado eléctrico.

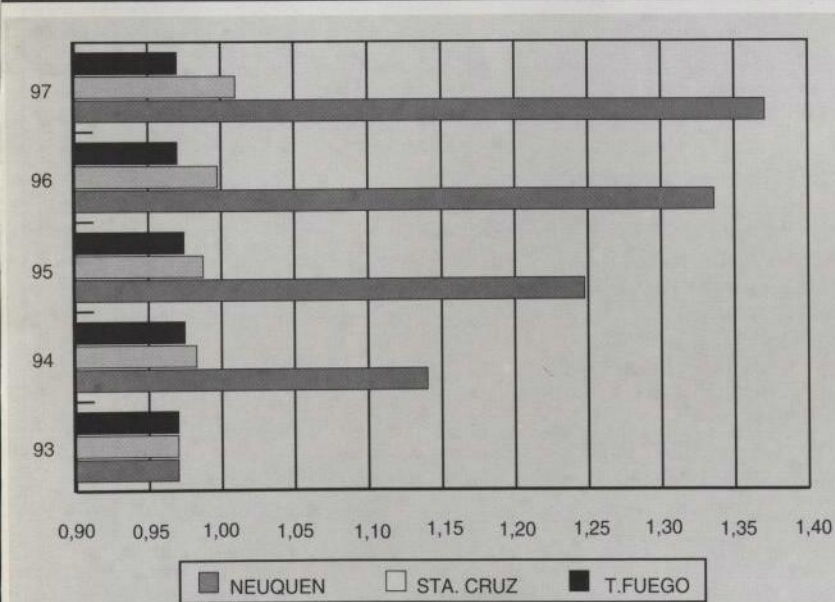
Análisis de las usinas termoeléctricas

Durante 1993 las usinas termoeléctricas tuvieron un papel fundamental en el desarrollo del mercado del gas natural. Luego de la privatización del mercado eléctrico, los nuevos operadores, que habían efectuado las inversiones necesarias para modernizar sus equipos, lograron un mejor rendimiento con las nuevas condiciones del mercado del gas comparativamente con las de años anteriores.

Los resultados de la operación se pueden ver en la Figura 15.

De cualquier forma, es importante señalar que

Fig. 18 TENDENCIA DE LOS PRECIOS EN BOCA DE POZO

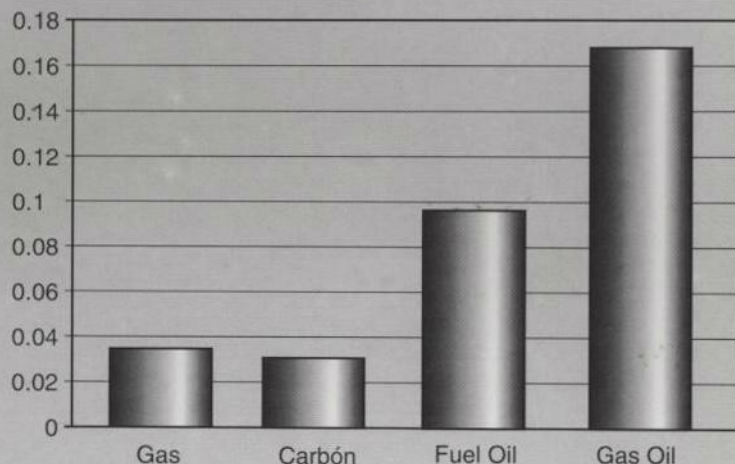


Fuente: Tendencias del mercado, Y.P.F., marzo de 1994.

PRECIO F.O.B. EN KILOCALORIAS EQUIVALENTES

	Kcal.	Precios
GAS NATURAL	9.300	0.0358 (u\$s/m3)
GAS OIL	10.400	0.1400 (u\$s/lt.)
FUEL OIL	10.750	0.0956 (u\$s/ton.)
CARBON	8.625	0.0324 (u\$s/ton.)

PRECIOS EQUIVALENTES



Fuente: Tendencias del mercado. (1993)

todo el sistema energético argentino está atravesando un importante proceso de transformación al mínimo costo marginal para satisfacer los requerimientos horarios. Los generadores de baja eficiencia están siendo desplazados por nuevas plantas de energía (con mayor eficiencia) y por generación hidráulica.

Bajo estas condiciones, aunque el consumo de gas natural por las usinas termoeléctricas ha aumentado (2,4%) comparado con 1991, a pesar de ser 1993 un alto año hidráulico, los resultados obtenidos fueron algo menores que los precios eléctricos *spot* para los generadores que podían competir dentro de este esquema, dejando fuera del juego a los generadores con altos consumos específicos o costos marginales (especialmente los que operan con equipos de turbinas a gas).

En esta etapa, el sistema está regresando a un punto tal que sólo los generadores con buenos contratos de abastecimiento de combustible (gas o fuel-oil) y equipos de alta eficiencia (operados a vapor/ciclos combinados/cogeneración) van a conseguir un lugar mientras que el resto resultará desplazado por la generación hidráulica y nuclear.

Desregulación del precio del gas en boca de pozo

Con la desregulación del precio del gas del 1 de enero de 1994, el mercado del gas experimentó otro impacto y aparecieron nuevas consideraciones en este escenario.

- Los precios de cada cuenca cambian de acuerdo a su distancia a los centros principales de demanda (Puertas de la ciudad de Buenos Aires).

Hasta hoy las tendencias de los precios son fijas, siguiendo el concepto de un mismo precio de gas por Puerta de Ciudad. Esto representa un precio más alto para el gas producido en la cuenca de Neuquén debido al menor costo del transporte por su proximidad a las puertas de la ciudad de Buenos Aires. En la Figura 17 se puede comprender mejor el concepto.



*Eficiencia
en la Exploración y Producción
de Gas y Petróleo*

Pluspetrol S.A.
La Rioja 301 - Buenos Aires - Argentina

En la Figura 18 se muestran las tendencias de precios esperadas de las diferentes cuencas para el año entrante y hasta 1997. Si la "política de precios definida" fuera aplicada, el precio del gas en boca de pozo hubiera llegado a un punto de inflexión donde la diferencia en costo de cualquier cuenca sería nulo.

- Otro aspecto importante es la diversificación en la oferta del gas, donde el productor privado ha sobrepasado los acuerdos con Y.P.F., cambiando el mercado desde un 80% del control por Y.P.F. a un 60% con la natural creación de saltos entre los precios de cada cuenca debido a las fuerzas del mercado abierto.
- Adicionalmente, la Secretaría de Energía favorece la creación de un mercado de corto plazo o mercado *spot* que apunta a suavizar o compensar

las fluctuaciones estacionales de los precios.

En este escenario, el marco operacional en el corto plazo inmediato (próximos 3 años) puede ser gobernado por las siguientes premisas:

- Oferta múltiple, con mayor cantidad de productores privados que tendrán que vender su producción; mayores incentivos para la exploración y el desarrollo que redundarán en un aumento de la producción debido a mejoras en los precios y a un mercado activo.
- Precios estacionales con la posibilidad de implementar el trueque entre cuencas y oportunidades de protección financiera.
- Mercado de transporte más activo, con reventa, alquiler y transferencia temporaria de las capacidades de transporte.
- Nuevos actores, como los *marketers* y *brokers* que cambiarán la dinámica del mercado creando nichos en él.

CONCLUSIONES

Aunque resulta prematuro arribar a conclusiones luego de un año de operación, el balance para la industria del gas en la Argentina durante 1993 ha resultado positivo. Como se demuestra en el presente trabajo, se entregó más gas que en otros años, garantizando un mejor servicio a los usuarios finales, con una operación del sistema confiable y eficiente.

Naturalmente, el cambio de un único sistema integrado a un escenario con 10 diferentes unidades de negocio operando en un concepto de acceso abierto, significa que llevará algún tiempo a los actores, aprender y hacerse de la necesaria experiencia, de modo de realmente maximizar todas las variables (contratos de abastecimiento de gas; utilización de la capacidad de transporte en firme o interrumpible; modelos de pronóstico de temperatura y de predicción de la demanda; diferencia de tarifas; alternativas de *by-pass*; etc.). Además, otras variables surgirán en el futuro a medida que el sistema se desarrolle y que aparezcan nuevos actores como los *brokers-marketers*, empresas que "puentearán" a las empresas distribuidoras, estudios que pueden justificar el desarrollo o la construcción de instalaciones naturales o artificiales de *peak shaving*.

Evidentemente, éstas más otras, transformarán el mercado "estático" previo en una industria muy dinámica y competitiva que deberá desarrollar todas sus habilidades para mantenerse a tono con el resto de los cambios en la industria.

De cualquier forma, el sistema todavía hoy es rígido, contemplado desde el punto de vista del transporte o del abastecimiento, existen restricciones para los usuarios finales y, en alguna medida, para las empresas distribuidoras, pero si se desarrolla la capacidad de transporte (siendo ésta una de las limitaciones actuales) y se construyen instalaciones de almacenamiento o de *peak shaving*, surgirán entonces alternativas que potenciarán totalmente el concepto original de quienes imaginaron y desarrollaron el actual sistema.

Parece que estamos en la dirección correcta. Todo depende de la participación de cada uno de los actores y de cómo se moverán las partes en los años próximos.

Impacto del precio futuro del gas en boca de pozo sobre los usuarios finales (deducidos los impuestos)

La actual desregulación de los precios impactará sobre las tarifas de 1994 en la zona de Buenos Aires para los consumidores domésticos con un aumento del 4,5% (U\$S 3,82/MM Btu), mientras que para la demanda industrial el incremento será del 7% (U\$S 2,15/MM Btu).

Si la tendencia señalada más arriba resulta correcta (ver Figura 18), las mismas tarifas en 1997 tendrán un incremento porcentual equivalente que representa una tarifa de U\$S 4,0/MM Btu y de U\$S 2,30/MM Btu para las demandas domésticas e industriales, respectivamente.

Posición competitiva del gas natural vs. combustibles alternativos

Con respecto a la posición relativa futura de estos combustibles comparados con el gas (especialmente fuel-oil y carbón), aunque la tendencia del gas natural para los próximos años ha sido establecida, su posición relativa quedará determinada por la evolución internacional de los precios del petróleo y el carbón y de sus motores de mercado.

- Para el fuel-oil: precio internacional del petróleo y la posición de los mercados en relación a la reasignación de exportaciones de cada país en los mercados internacionales (p.ej. Brasil, que entrega actualmente a precios cercanos a los U\$S 75/ton).
- Para el carbón: el mismo concepto anterior dentro de los principales productores de carbón.