

Determinantes de la rentabilidad en la distribución de gas natural en Argentina

Un estudio basado en la aplicación de indicadores de desempeño

Ángel Enrique Neder
Carlos Santiago Valquez
Carlos Fernando Ceballos Ferroglío

Facultad de Ciencias Económicas
Universidad Nacional de Córdoba

Resumen

El objetivo de este trabajo es realizar un análisis comparativo de la rentabilidad relativa de las empresas distribuidoras de gas en la Argentina, en el periodo 1993-2002, tratando de identificar los principales determinantes de la evolución de la rentabilidad relativa de las firmas y el comportamiento general de la industria, mediante la utilización de indicadores de desempeño.

La metodología utilizada se basa en información contable para la generación de una serie de indicadores que reflejan la evolución de los costos, precios y el desempeño de la firma.

Los indicadores determinados son útiles para la toma de decisiones y definición de estrategias de negocios de las firmas, a la vez que contribuyen a atenuar los problemas de información asimétrica.

Código JEL: L, L2

Abstract

The purpose of this paper is to make a comparative analysis of the relative profitability of Argentine distro gas firms between 1993-2002, taking into account the main elements that determine the evolution of relative profitability and the general behaviour of the industry, using some performance ratios.

The methodology implemented in this paper is based on accounting data and allows generating a group of indexes, which show the evolution of costs, prices, and firma performance.

The indexes are very useful for taking decisions, for guiding the business strategic behaviour, and for softening the problem that emerges from asymmetric information.

JEL Code: L, L2

I. Introducción

El objetivo de este trabajo es realizar un análisis comparativo de la rentabilidad relativa de las empresas distribuidoras de gas en la Argentina, en el periodo 1993-2002, tratando de identificar los principales determinantes de la evolución de la rentabilidad relativa de las firmas y el comportamiento general de la industria, mediante la utilización de indicadores de desempeño.

El trabajo se estructura de la siguiente manera: seguidamente se presenta una descripción de la industria del gas natural en Argentina. La sección II contiene el análisis de la metodología aplicada, describiéndose en ella los indicadores utilizados. En la sección III se describen los datos utilizados en la confección de los indicadores y los supuestos realizados. La sección IV contiene el análisis de los resultados y la V las conclusiones. Finalmente se presentan las referencias bibliográficas.

I.1. La industria del gas natural en Argentina

La industria del gas natural formó parte del proceso de transformación llevado a cabo en Argentina a partir de la década de los noventa¹. Este proceso implicó la privatización de todas las empresas en poder del Estado y la introducción de nuevas reglas regulatorias en las distintas industrias. En el caso particular del gas natural, la privatización incluyó la venta de la empresa transportista y distribuidora de dicho combustible -Gas del Estado (GdE)- y de la petrolera Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) mediante su transformación en sociedad anónima.

Con anterioridad a la reforma, todos los sectores de la industria del gas natural se encontraban completamente en manos del Estado. En el segmento de producción (*upstream*) la única compañía autorizada para vender gas natural era la compañía estatal YPF, mientras que el transporte y distribución del gas natural (*downstream*) en todo el territorio nacional estaba en manos de otra empresa pública: GdE. Sin embargo, en 1992 se dictó una serie de leyes que modificaron totalmente la estructura del sector².

La ley de privatización de GdE instituyó el marco regulatorio de la industria y creó la autoridad regulatoria: el Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas). Esta ley estableció la separación tanto horizontal como vertical de la compañía, con lo que en la actualidad las actividades de producción, transporte y distribución se encuentran totalmente separadas. Como consecuencia de esta desintegración horizontal y vertical, el segmento de transporte y distribución ha quedado conformado por dos empresas que llevan a cabo la tarea de transporte de gas natural desde los yacimientos hasta las ciudades y 8 empresas de distribución que entregan el gas a los usuarios finales³. Tanto las empresas de transporte como de distribución cuentan con el monopolio regional en sus respectivas áreas de concesión del servicio, siendo reguladas por el Enargas.

Por su parte, la ley de privatización de YPF dispuso su transformación en sociedad anónima y la venta paulatina del paquete accionario a manos privadas. A su vez, se eliminó el derecho de exclusividad de la venta de gas que hasta ese momento ostentaba YPF, permitiéndose la participación de otras compañías. Previamente, desde 1989 se había dictado una serie de decretos destinada a alentar las actividades de exploración y producción de hidrocarburos por parte de compañías privadas. A partir de 1994, la producción de gas se liberalizó totalmente, permitiéndose a las empresas productoras la libre determinación del precio del gas en boca de pozo.

De esta manera, el mercado de gas natural está integrado actualmente por productores, empresas transportistas, distribuidoras y consumidores finales. Cada uno de

¹ Para un análisis más detallado, véase FIEL (1999), International Energy Agency (1999) y Valquez (2002).

² Las leyes 24076/92 de privatización de Gas del Estado y 24145/92 de federalización de los hidrocarburos y de privatización de YPF en S.A.

³ Posteriormente, en 1997 se llamó a licitación para la concesión de una novena licencia para la distribución de gas en un área aún no cubierta por las anteriores concesiones.

estos actores integra segmentos separados del mercado. Los productores de gas y las distribuidoras conforman el mercado mayorista de gas natural y en él se determina el precio del gas en boca de pozo que posteriormente forma parte de la tarifa final abonada por los consumidores bajo regulación. Este mercado funciona sin regulación alguna, por lo que el precio es fijado sin intervención de la autoridad reguladora. Por otro lado, el mercado minorista está integrado por las empresas distribuidoras, consumidores sin posibilidad de elegir proveedor y por lo tanto sujetos a tarifa (consumidores residenciales y comerciales o industriales con consumos menores a 5000 m³/día) y aquellos grandes consumidores que deciden permanecer bajo tarifa regulada.

Desde la reestructuración del sector, las mejoras en cuanto a calidad y cobertura del servicio han sido notables. Desde la privatización de GdE, la capacidad de transporte se ha incrementado en más del 60%, con lo que las restricciones a grandes usuarios se redujeron de aproximadamente el 35% en 1993 a menos del 2% en 1999. Por otro lado, el número de usuarios residenciales abastecidos con gas natural es superior a los 5,5 millones de usuarios lo que representa un 30% de aumento desde 1992 y un 60% del total de hogares abastecidos a través de gas natural. El consumo total ha aumentado casi 40% entre 1992 y 2000, fundamentalmente el consumo de las industrias y de las centrales térmicas. Y en la actualidad, probablemente debido a una distorsión en precios relativos, la demanda de este combustible ha ido incrementándose, generándose algunos problemas en el abastecimiento.

La regulación se estructura bajo un principio de acceso abierto (*open access*) a la red de transporte, por medio del cual todas las empresas tienen el derecho de inyectar gas en la red de transporte en condiciones no discriminatorias. Para ello, se prohíbe a las compañías transportistas la compra o venta del gas en el mercado mayorista. Es decir, su única actividad es el transporte con lo cual su remuneración es exclusivamente el cargo de transporte por el gas inyectado en el sistema. De esta forma se evita por un lado que la empresa transportista utilice información de privilegio para discriminar entre usuarios y por otro lado se evita que pueda denegar el acceso a otras empresas con el fin de privilegiar el transporte del gas por ella comercializado.

Las tarifas finales que pueden cobrar las empresas distribuidoras son reguladas por el Enargas y se componen, por un lado, por el precio o costo del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte y por otro lado, por los precios o márgenes de transporte y distribución. Las tarifas o márgenes de las actividades de transporte y distribución están reguladas por la metodología conocida como *price cap*. Mientras que el componente correspondiente al precio del gas en boca de pozo se traslada, en principio, de manera directa y completa a los usuarios finales mediante un mecanismo de *passthrough*.

El *price cap* no se aplica a una canasta de bienes o servicios, sino que se trata de precios tope para cada servicio individual, por lo que las compañías distribuidoras pueden brindar descuentos a los distintos tipos de consumidores. Las modificaciones tarifarias se efectúan en distintos momentos del año para actualizar los diferentes componentes de las tarifas. Así, en los meses de julio y enero, se modifican los cargos de transporte y distribución según una fórmula $PPI-X+K$, donde PPI es el *Producer Price Index* de los Estados Unidos, X es un factor de eficiencia y K un factor de ajuste que remunera las inversiones requeridas para expandir la red y mejorar la calidad⁴. Mientras que en los meses de mayo y octubre la tarifa se modifica con el fin de reflejar los cambios en el precio del gas en boca de pozo producto de la estacionalidad de la demanda de gas.

Con el fin de incrementar la competencia se ha introducido una serie de mecanismos en el segmento *downstream* del mercado. Por un lado, se creó un mercado *spot* o de corto plazo (basado en contratos inferiores a seis meses) por medio del cual las compañías distribuidoras pueden contratar con los productores el gas que no sea cubierto a través de los contratos de largo plazo. Por otro lado, los grandes usuarios y las usinas eléctricas cuentan con la posibilidad de contratar directamente el gas con los productores, pagando al

⁴ Los factores X y K se fijan cada 5 años mediante revisiones tarifarias. Estos factores se pueden aplicar periódicamente (por ejemplo semestralmente). No obstante, en la Revisión Quinquenal de 1997 se implementaron de una sola vez para todo el quinquenio. La filosofía de este tipo de regulaciones puede consultarse en Armstrong *et al* (1995), Green y Rodríguez Pardina (1999) y en Laffont y Tirole (2000).

transportista y la distribuidora los correspondientes peajes. Para ello existen dos modalidades: *by pass* comercial y *by pass* físico. La diferencia entre ambos es que el gran usuario en el caso del *by pass* físico construye su propio conducto que lo conecta directamente con el gasoducto troncal del transportista.

Como se ha señalado, los usuarios finales pueden clasificarse en usuarios cautivos y no cautivos. Los primeros son aquellos que no pueden contratar libremente el gas y agrupa fundamentalmente a los usuarios residenciales, entes gubernamentales y pequeños o medianos comercios. Los usuarios no cautivos son aquellos que pueden contratar el suministro directamente con los productores y abarca a aquellos usuarios que consumen grandes cantidades de fluido (más de 5000 m³/día) como son las industrias, centrales térmicas y empresas expendedoras de gas comprimido para uso vehicular (GNC). La posibilidad que tienen estos usuarios de contratar el gas necesario para satisfacer sus niveles de consumo, como así también la mayor sustituibilidad del combustible que muestran, ha llevado a que las empresas distribuidoras realicen importantes descuentos con el fin de retener a estos clientes.

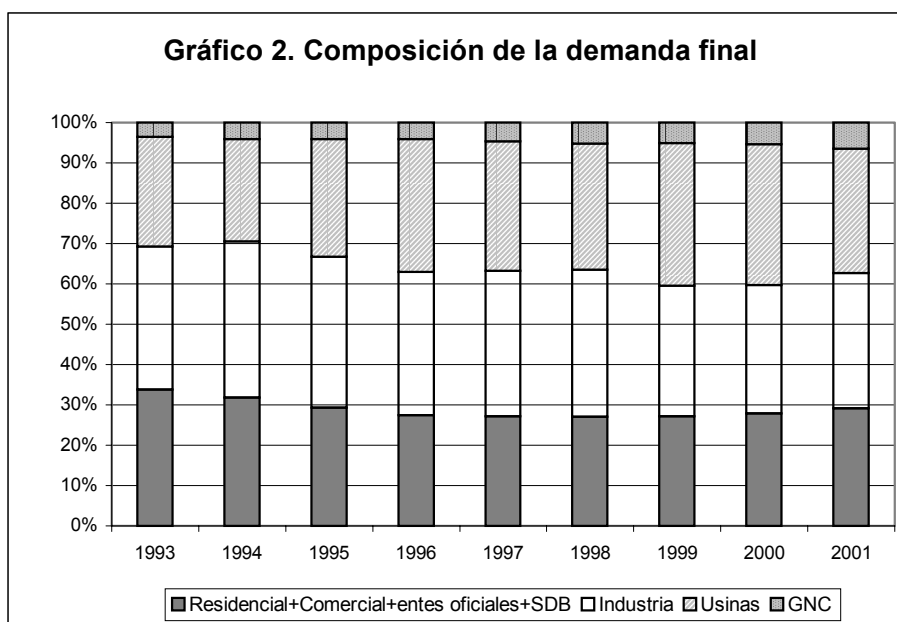
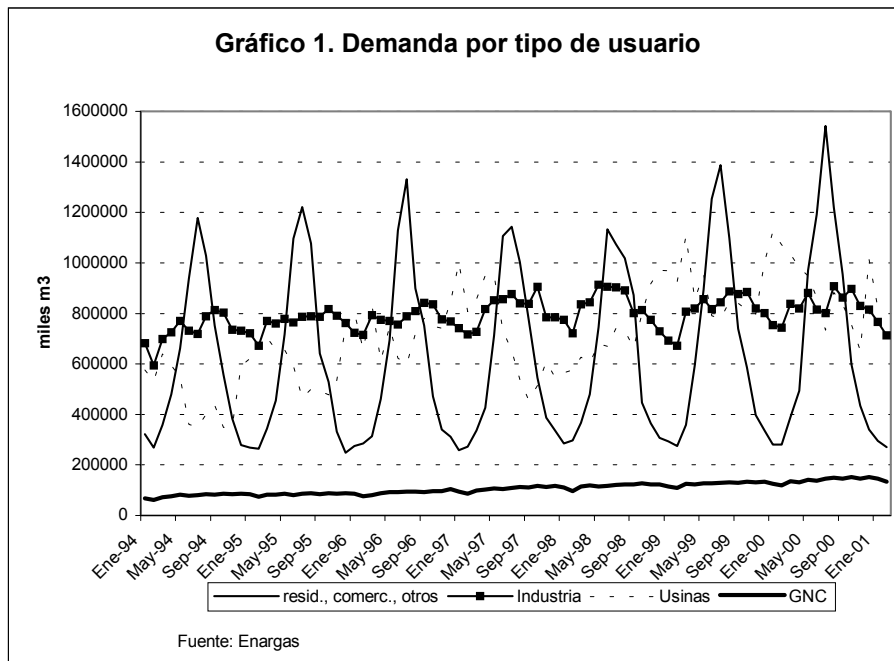
1.2. El mercado mayorista del gas natural: características y evolución

La demanda que enfrentan las compañías distribuidoras es una demanda derivada de la realizada por los consumidores finales.

Por un lado, se encuentran aquellos consumidores cautivos de las empresas distribuidoras (usuarios residenciales, pequeños comercios y entes gubernamentales; en el caso argentino estos usuarios están comprendidos en las categorías R, SG-P y SG-G). Estos usuarios se caracterizan *a priori* por poseer una demanda inelástica y marcadamente estacional. El uso primordial es el de calefacción y calentamiento y cocción de alimentos, siendo en el corto plazo difícil sustituir el gas por otros combustibles.

Por otro lado, se encuentran aquellos consumidores no cautivos, que son aquellos que tienen la posibilidad de contratar libremente, por lo que su demanda resulta más elástica. Entre éstos es necesario distinguir entre los grandes usuarios industriales, las centrales eléctricas de ciclo combinado y las estaciones que proveen gas natural comprimido para uso vehicular -GNC- (servicios ID, IT, FD, FT y GNC). Estos usuarios demandan el gas como insumo intermedio en los procesos productivos y por lo tanto su demanda depende en buena medida del nivel de actividad económica. Asimismo cuentan con fuentes alternativas de suministro disponibles en un plazo relativamente corto.

En los gráficos 1 y 2 se ilustran la evolución y composición de la demanda total del mercado por tipo de consumidor. A excepción del GNC, los usuarios industriales y centrales termoeléctricas contratan usualmente un servicio interrumpible en caso de restricciones en la capacidad de transporte. De esta manera consiguen precios menores dado que no contratan capacidad en firme. Por el contrario, los usuarios residenciales y comerciales reciben un servicio no interrumpible.



II. Metodología

La metodología aquí propuesta sigue, en sus aspectos generales, la utilizada por Banker *et al* (1993 y 1996). Aplicaciones de esta metodología fueron realizadas por Fraquelli y Vannoni (2000) para el caso de las telecomunicaciones en Europa y por Colomé *et al* (2002 y 2003) para el caso de las telecomunicaciones en Argentina y para el caso de la distribución de agua potable en Córdoba (Argentina), respectivamente. A partir de la utilización de información contable y técnica, resulta factible evaluar la evolución de la rentabilidad de firmas distribuidoras de gas natural y, a su vez, explicar tal evolución en función de una serie de efectos relacionados con la modificación en los precios (de los bienes y factores productivos) y en las cantidades utilizadas y producidas por las firmas.

El objetivo básico consiste en obtener una serie de indicadores que permitan medir el desempeño técnico y económico relativo de las firmas prestadoras del servicio. Adicionalmente, la metodología podría permitir la realización del cálculo, en forma sencilla, de un factor de eficiencia X (o eficiencia productiva) para ser incorporado en el cálculo de las

tarifas⁵. Indirectamente, además, sería posible observar la "rigidez" del regulador en términos de inferir los *passthrough* avalados.

En virtud de que la mayor parte de la información necesaria para este tipo de análisis está ampliamente disponible (en las propias empresas y en el ENARGAS) y no representa un recurso estratégico, se genera una ventaja adicional a la hora de aplicación de la metodología, dados los conocidos problemas de consecución de información para efectuar trabajos empíricos en Argentina.

En síntesis, la metodología resulta significativamente eficiente por cuanto permite obtener resultados relevantes con un mínimo de información, generándole valor agregado a la información contable.

II.1. ¿Cómo obtener los indicadores de desempeño?

Para medir el desempeño económico-financiero de las firmas se puede recurrir a un indicador denominado *índice de rentabilidad sobre los costos* (simbolizado por la letra π). Este índice se calcula como la razón entre las ventas y los egresos, representando el ingreso generado por cada peso gastado por la empresa. *A priori*, se puede extraer una serie de conclusiones (un tanto obvias) sobre la rentabilidad; por ejemplo la diferencia entre el valor del índice y la unidad estaría representando el margen obtenido por la firma.

Adicionalmente, este índice permite efectuar comparaciones para una sola firma en distintos momentos del tiempo, o para diferentes firmas en un mismo período, determinando así la factibilidad de realizar dos tipos de análisis de la *diferencia relativa* en la rentabilidad: uno de orden temporal y el otro de corte transversal entre firmas.

Sin embargo, la utilidad del índice de rentabilidad antes descrito es limitada, por cuanto las variaciones observadas en los guarismos del mismo pueden deberse a dos causas (o una combinación de ellas): alteraciones en los precios y/o modificaciones en las cantidades.

La metodología especificada a continuación permite analizar, en forma separada, los efectos de las variaciones en las cantidades y las variaciones en los precios sobre la rentabilidad. Así, a través de la desagregación del índice de rentabilidad en cuatro indicadores se captan, individualmente, los efectos que tienen sobre la rentabilidad fenómenos tales como las variaciones en la productividad, alteraciones en los precios de insumos y productos, modificaciones en la mezcla de productos⁶ y cambios en la utilización de la capacidad instalada.

De este modo, se amplía el universo posible de análisis al contarse con información más detallada sobre el origen de las variaciones en la rentabilidad. Al mismo tiempo se aumenta la cantidad de instrumentos de política para la firma, como así también para el regulador.

En la confección de los indicadores se utilizará la siguiente simbología:

Y_{jt}^k : cantidad del bien⁷ k producida por cada empresa j en el año t . En que $k = c, m$ siendo c el número de conexiones y m la cantidad de m^3 entregados; c y m varían entre 1 y L , que son las categorías de usuarios. Por lo tanto, habría *a priori* (dependiendo de la información) $2L$ productos.

P_{jt}^k : precio del bien k producido por cada firma j en el año t .

X_{jt}^i : cantidad del insumo i demandada por la firma j en el año t , en que $i = f$ (factores fijos); v (factores variables) y $f = 1, \dots, F$ y $v = 1, \dots, V$.

W_{jt}^i : precio que la empresa j paga por el insumo i en el año t .

⁵ Un análisis de la relación entre el factor X y la productividad total de los factores puede ser consultada en Bernstein y Sappington (1998).

⁶ Por mezcla de producto se debe interpretar a la participación de cada uno de los productos o servicios provistos por la empresa en el total de ventas.

⁷ Cuando se hable de "bien", indistintamente se estará haciendo mención al servicio o al bien comercializado en la prestación del servicio.

Q_{jt}^i : cantidad óptima⁸ del insumo i demandado por la firma j en el año t , al nivel de capacidad *efectivamente* utilizado por la firma en cuestión.

G_{jt}^i : cantidad óptima del insumo i usado por la firma j en el año t , pero suponiendo un uso estándar (el del promedio de la industria) de la capacidad.

II.1.a. Índice de ingreso-egresos

Supuestos generales:

- Las firmas objeto del estudio producen y venden un conjunto de productos: acceso o conexión a la red y gas natural a L categorías de clientes. Alternativamente, en virtud del grado de detalle en la información disponible, se puede considerar que las firmas producen dos tipos de bienes para cada categoría de usuario: uno de ellos sería la disponibilidad potencial de gas natural (cuyos precios estarían asociados a los cargos fijos) y el otro, la cantidad de m³ de gas efectivamente distribuidos (en este caso, los precios se relacionan con los cargos variables incorporados en la tarifa). Por lo tanto, se contaría con $2L$ bienes provistos por cada empresa, recordándose que L es el número de categorías de usuarios.

- Se utilizan dos grupos de insumos, uno de ellos constituido por los factores fijos y otro por los factores variables de producción.

Con estos supuestos se puede operar con un número reducido de términos, los cuales son fácilmente aplicables a los casos específicos de análisis. Bajo estas condiciones, el índice de ingreso-egresos de una firma, para un período determinado se podría especificar de la siguiente manera:

$$\pi_{jt} = \frac{\sum_{k=1}^{2L} P_{jt}^k Y_{jt}^k}{\sum_{f=1}^F X_{jt}^f W_{jt}^f + \sum_{v=1}^V X_{jt}^v W_{jt}^v} \quad (1)$$

y nos mostraría la rentabilidad de la firma considerada en el período correspondiente, t ⁹.

Haciendo el cociente entre los indicadores para el periodo t y un periodo base (π_{jt}/π_0) y restándole la unidad, se obtiene el valor de la variación en la rentabilidad de la firma entre los años t y el base (0). El valor base no necesariamente debe referirse a un período determinado. También se pueden tomar como base de comparación los valores registrados por una firma específica -que se considere eficiente-, o tomar empresas que se quieran comparar, o bien suponer la existencia de una firma *Hipotética* -donde los valores de las variables relevantes se pueden obtener del promedio de los datos registrados para todas las firmas en cuestión-. De este modo, el cociente π_{jt}/π_0 medirá la *rentabilidad relativa* de la firma j en cada año t respecto de la empresa eficiente, de la firma a comparar, o respecto de la firma Hipotética. En el presente trabajo se procedió a determinar los valores base como el promedio de todas las empresas y para todos los periodos, es decir, considerar la existencia de una firma *Hipotética* promedio.

II.1.a.i. Desagregación del índice de rentabilidad relativa en cuatro indicadores técnicos

Tal como se manifestó anteriormente, el objetivo es desagregar la ratio de rentabilidad relativa (π_{jt}/π_0) en cuatro indicadores técnicos que aporten un mayor conjunto de información para evaluar el desempeño relativo de las firmas. Los cuatro indicadores en los que puede ser desagregado el índice de rentabilidad relativa son: eficiencia productiva; recupero por precios; mezcla de productos e insumos y variación en la utilización de la capacidad.

⁸ Se entiende por cantidad óptima de un insumo, a la que sería demandada por la firma si ésta operara sobre la frontera de eficiencia.

⁹ Estrictamente, para obtener la rentabilidad debe restarse 1 del cociente.

II.1.a.i.1. Eficiencia productiva (EP)

El indicador que representa la eficiencia productiva de las firmas estará dado por el cociente entre el gasto total en factores productivos (fijos y variables) cuando se utilizan las cantidades óptimas (Q) y el gasto total en factores productivos (también fijos y variables) para los niveles *efectivamente* utilizados por las empresas (X).

La especificación matemática de esta ratio es la siguiente:

$$EP = \frac{\sum_{f=1}^F W_{jt}^f Q_{jt}^f + \sum_{v=1}^V W_{jt}^v Q_{jt}^v}{\sum_{f=1}^F W_{jt}^f X_{jt}^f + \sum_{v=1}^V W_{jt}^v X_{jt}^v} \quad (2)$$

Los precios de los insumos (W) son los del año t considerado, por lo tanto, la única fuente de variación en el desembolso total está dada por las cantidades utilizadas. Conforme aumenta el valor registrado de la EP , mayor es la productividad de la firma en el año considerado. Esto significa que la utilización de insumos por parte de cada una de las firmas y para cada período se va acercando al nivel óptimo requerido.

Las cantidades óptimas se definen de la siguiente manera:

- **Cantidad óptima de los insumos variables en el año t (Q_{jt}^v):** dichas cantidades se obtienen a partir de la estimación de fronteras de eficiencia de requerimiento de insumos. En el caso de los insumos personal, servicios de terceros y factor de producción agregado, el modelo estimado es una adaptación del sugerido por Battese y Coelli (1992) (ver además Coelli (1996) y Coelli, Rao y Battese (1998) para una introducción a la estimación de fronteras de eficiencia estocásticas). Consisten en modelos de datos de panel en los cuales se supone que la ineficiencia técnica varía con el tiempo. Las funciones estimadas tienen la siguiente especificación general:

$$X_{jt}^v = z_{jt} \cdot \alpha + \varepsilon_{jt} + \omega_{jt} \quad (3)$$

en que z_{jt} es un vector de variables explicativas¹⁰; α es el vector de los coeficientes a estimar; ε_{jt} es el término de error aleatorio el cual se supone es independiente e idénticamente distribuido como una normal de media cero y varianza constante y ω_{jt} es una variable aleatoria no negativa y que recoge la ineficiencia técnica de la empresa. El término ω_{jt} se define de la siguiente forma:

$$\omega_{jt} = \{\exp[-\eta(t-T)]\} \omega_j \quad (4)$$

donde T es el total de años, η es un parámetro a estimar y ω_j se distribuye iid como una normal truncada de media μ y varianza constante.

La cantidad óptima del insumo gas en boca de pozo para cada distribuidora se obtiene a partir del porcentaje de pérdida mínima que presenta dicha distribuidora durante el período bajo análisis. Es importante recordar que por el simple hecho de que una distribuidora se encuentre más alejada de los cuencas gasíferas su porcentaje de pérdidas será mayor. Por lo tanto, para calcular la cantidad eficiente de gas comprado por una distribuidora no es posible aplicar el porcentaje de pérdida de otra firma ubicada a menor distancia de los puntos de extracción de gas.

- **Cantidad óptima de los insumos fijos en el año t (Q_{jt}^f):** al igual que con los insumos variables la cantidad óptima de capital se obtiene mediante la estimación de la frontera de eficiencia de requerimientos del factor capital (medido por la extensión de la red). En este caso las variables explicativas, además de la constante, han sido:

¹⁰ Las variables explicativas han sido, además de la constante, las que se listan a continuación. Para personal y factor agregado: m3 entregados, extensión de la red en km, número de clientes residenciales. Para Servicios de terceros: m3 entregados, extensión de la red, número de localidades abastecidas y una tendencia temporal.

m3 entregados, número de localidades abastecidas, número de clientes residenciales y la tendencia temporal.

II.1.a.i.2. Recupero por precios (RPP)

Este indicador permite captar el efecto de las modificaciones en los precios -tanto de los productos como de los factores- sobre la rentabilidad de las firmas. Se calcula a partir de un cociente entre dos índices de rentabilidad. El numerador es el índice de rentabilidad (ingreso/egresos) valuado a precios de la firma considerada, y para el año en cuestión, mientras que el denominador es el mismo índice pero valuado a precios base¹¹. En dicho cociente las cantidades de los insumos están expresadas en los niveles estipulados como óptimos (para aislar solamente el efecto de los precios y eliminar el de las cantidades), en tanto que las cantidades del producto se corresponden con las del año corriente considerado.

La especificación matemática es:

$$RPP = \frac{\frac{\sum_{k=1}^{2L} P_{jt}^k Y_{jt}^k}{\sum_{f=1}^F W_{jt}^f Q_{jt}^f + \sum_{v=1}^V W_{jt}^v Q_{jt}^v}}{\frac{\sum_{k=1}^{2L} P_0^k Y_{jt}^k}{\sum_{f=1}^F W_0^f Q_{jt}^f + \sum_{v=1}^V W_0^v Q_{jt}^v}}}{\frac{\sum_{k=1}^{2L} P_0^k Y_{jt}^k}{\sum_{f=1}^F W_{jt}^f Q_{jt}^f + \sum_{v=1}^V W_{jt}^v Q_{jt}^v}}}{\frac{\sum_{k=1}^{2L} P_0^k Y_{jt}^k}{\sum_{f=1}^F W_0^f Q_{jt}^f + \sum_{v=1}^V W_0^v Q_{jt}^v}}}$$
 (5)

Reordenando el cociente anterior se puede arribar a la siguiente expresión:

$$RPP = \left[\frac{\sum_{k=1}^{2L} P_{jt}^k Y_{jt}^k}{\sum_{k=1}^{2L} P_0^k Y_{jt}^k} \right] \cdot \left[\frac{\sum_{f=1}^F W_0^f Q_{jt}^f + \sum_{v=1}^V W_0^v Q_{jt}^v}{\sum_{f=1}^F W_{jt}^f Q_{jt}^f + \sum_{v=1}^V W_{jt}^v Q_{jt}^v} \right]$$
 (6)

Puesto de este modo, el indicador RPP se puede ver como el producto de un índice de Paasche¹² de las ventas, por la inversa del índice de Paasche para las erogaciones en factores productivos. Así, un aumento en el precio de los bienes finales respecto de los base ($P_{jt}^k > P_0^k$), para todo j y k , reflejado por el primer factor del segundo miembro de la ecuación (6), genera un incremento en la rentabilidad, en tanto que un aumento en el precio de los insumos (captado por el segundo factor del segundo miembro) produce una caída en la rentabilidad y de allí que se tome la inversa del índice de Paasche para mostrar este efecto.

II.1.a.i.3. Mezcla de producto e insumos (MPI)

Esta ratio permite ver el impacto de cambios en la participación relativa de distintos productos en el nivel de ventas totales -aún cuando, por ejemplo, existiera un mismo volumen de ventas-. Además de la alteración en las ventas, podría observarse una variación en la *intensidad de uso* de los factores productivos, lo cual afectaría la rentabilidad a través del precio y/o de la productividad de aquéllos.

La expresión matemática para este indicador es la siguiente:

¹¹ El precio base puede corresponder o bien a la firma *Hipotética*, calculado como el promedio para todas las empresas consideradas y para todos los períodos, o bien al de las firmas elegidas como representativas.

¹² Conviene recordar que el índice de Paasche contiene las ponderaciones en base a la canasta de bienes del año corriente (t); a diferencia del índice de Laspeyres cuyas ponderaciones son las del año base ($t=0$).

$$MPI = \frac{\frac{\sum_{k=1}^{2L} P_0^k Y_{jt}^k}{\sum_{v=1}^V W_0^v Q_{jt}^v + \sum_{f=1}^F W_0^f G_{jt}^f}}{\frac{\sum_{k=1}^{2L} P_0^k Y_0^k}{\sum_{v=1}^V W_0^v Q_0^v + \sum_{f=1}^F W_0^f G_0^f}} \quad (7)$$

Como se puede ver en la expresión anterior, la única fuente de variación en el indicador está dada por las diferencias de las cantidades de bienes en cada año respecto de las cantidades base y de las cantidades de factores empleadas en cada uno de los años respecto de las cantidades base.

Este cociente puede ser reordenado de la siguiente manera:

$$MPI = \left[\frac{\sum_{k=1}^{2L} P_0^k Y_{jt}^k}{\sum_{k=1}^{2L} P_0^k Y_0^k} \right] \cdot \left[\frac{\sum_{v=1}^V W_0^v Q_0^v + \sum_{f=1}^F W_0^f G_0^f}{\sum_{v=1}^V W_0^v Q_{jt}^v + \sum_{f=1}^F W_0^f G_{jt}^f} \right] \quad (8)$$

De esta manera, el indicador queda convertido en el producto de dos razones: la primera de ellas (que se corresponde con un índice de cantidades de Laspeyres) indica el cambio en la rentabilidad debido a modificaciones en la cantidad vendida manteniendo constante los precios en los niveles determinados como base. La segunda razón muestra la variación en la rentabilidad debido a variaciones en las cantidades óptimas de los insumos utilizados manteniendo los precios de los mismos constantes también en los valores base. En esta razón las cantidades de insumos del año t se incluyen como denominador, pues un aumento en las cantidades usadas de los mismos -manteniendo los precios constantes- genera un incremento en el gasto y una caída en la rentabilidad relativa.

Los factores de producción fijos se evalúan a sus niveles de requerimientos óptimos y considerando un uso estándar de la capacidad, en tanto que el factor productivo variable se considera a sus niveles de requerimientos óptimos pero a los niveles de capacidad efectivamente usados.

Analíticamente Q_{jt}^v supone requerimientos óptimos del insumo variable v por la empresa j en el periodo t y permite que la capacidad usada varíe; en tanto que G_{jt}^f supone un nivel de capacidad estándar.

La forma para calcular G_{jt}^f es la siguiente:

$$G_{jt}^f = L_0 \cdot \sum_{m=1}^L Y_{jt}^m \quad (9)$$

en que L_0 es igual a

$$L_0 = \frac{\sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N Q_{jt}^f}{\sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N \sum_{m=1}^L Y_{jt}^m} \quad (10)$$

e indica la cantidad óptima de insumo fijo que necesita la industria en su conjunto por unidad producida. Por lo tanto, G_{jt}^f refleja la cantidad óptima de insumo fijo que debería emplear la empresa dado su nivel de producción actual si respetara los requerimientos óptimos del promedio de la industria.

II.1.a.i.4. Variación en la utilización de la capacidad (CAP)

Si se comparan los requerimientos óptimos de los insumos productivos fijos, valuados a la capacidad estándar, con los requerimientos de dichos insumos pero a la actual capacidad, se puede obtener un índice de variación en la utilización de la capacidad.

La expresión matemática para este indicador es:

$$CAP = \frac{\sum_{v=1}^V W_0^v Q_{jt}^v + \sum_{f=1}^F W_0^f G_{jt}^f}{\sum_{v=1}^V W_0^v Q_{jt}^v + \sum_{f=1}^F W_0^f Q_{jt}^f} \quad (11)$$

Para un factor particular se sabe que Q_{jt}^i ($i = v, f$) supone requerimientos óptimos del insumo y permite que la capacidad varíe, en tanto que G_{jt}^i ($i = v, f$) supone requerimientos óptimos del insumo y un nivel estándar de capacidad. En tal sentido, si para un factor productivo en especial se tiene que $G_{jt}^i > Q_{jt}^i$ esto significa que se usa más insumo para producir la misma cantidad con la capacidad estándar que con la efectivamente utilizada por la firma. Ello implica que la firma bajo análisis es más productiva que la de la base de comparación.

II.1.b. Verificación

Una forma de verificar que el fraccionamiento del índice de rentabilidad en los cuatro indicadores arriba enunciados se realiza adecuadamente, consiste en efectuar el producto de aquéllos, obteniéndose el valor original del índice de rentabilidad.

El índice de rentabilidad relativa se puede expresar mediante la siguiente especificación:

$$\frac{\pi_{jt}}{\pi_0} = \left[\frac{\sum_{k=1}^{2L} P_{jt}^k Y_{jt}^k}{\sum_{k=1}^{2L} P_0^k Y_0^k} \right] \times \left[\frac{\sum_{f=1}^F W_0^f X_0^f + \sum_{v=1}^V W_0^v X_0^v}{\sum_{f=1}^F W_{jt}^f X_{jt}^f + \sum_{v=1}^V W_{jt}^v X_{jt}^v} \right] \quad (12)$$

La ecuación (12) debe ser igual a:

$$\frac{\pi_{jt}}{\pi_0} = \frac{\sum_{f=1}^F W_{jt}^f Q_{jt}^f + \sum_{v=1}^V W_{jt}^v Q_{jt}^v}{\sum_{f=1}^F W_{jt}^f X_{jt}^f + \sum_{v=1}^V W_{jt}^v X_{jt}^v} \cdot \frac{\sum_{k=1}^{2L} P_{jt}^k Y_{jt}^k}{\sum_{k=1}^{2L} P_0^k Y_0^k} \cdot \frac{\sum_{f=1}^F W_0^f Q_{jt}^f + \sum_{v=1}^V W_0^v Q_{jt}^v}{\sum_{f=1}^F W_{jt}^f Q_{jt}^f + \sum_{f=1}^F W_{jt}^v Q_{jt}^v} \quad (12a)$$

$$\cdot \frac{\sum_{k=1}^{2L} P_0^k Y_0^k}{\sum_{k=1}^{2L} P_0^k Y_0^k} \cdot \frac{\sum_{v=1}^V W_0^v Q_0^v + \sum_{f=1}^F W_0^f G_0^f}{\sum_{v=1}^V W_0^v Q_{jt}^v + \sum_{f=1}^F W_0^f G_{jt}^f}$$

$$\cdot \frac{\sum_{k=1}^{2L} P_0^k Y_0^k}{\sum_{k=1}^{2L} P_0^k Y_0^k} \cdot \frac{\sum_{v=1}^V W_0^v Q_0^v + \sum_{f=1}^F W_0^f G_0^f}{\sum_{v=1}^V W_0^v Q_{jt}^v + \sum_{f=1}^F W_0^f G_{jt}^f}$$

Simplificando los términos correspondientes se arriba a la siguiente expresión:

$$\frac{\pi_{jt}}{\pi_0} = \frac{\left[\frac{\sum_{k=1}^{2L} P^k Y_{jt}^k}{\sum_{k=1}^{2L} P_0^k Y_0^k} \right]}{\left[\frac{\sum_{v=1}^V W_0^v Q_0^v + \sum_{f=1}^F W_0^f G_0^f}{\sum_{f=1}^F W_{jt}^f X_{jt}^f + \sum_{v=1}^V W_{jt}^v X_{jt}^v} \right]} \quad (12b)$$

Considerando que para los valores base se verifica que $X_0^i = Q_0^i = G_0^i$ entonces se comprueba que las ecuaciones (12) y (12b) son idénticas.

III. Datos y supuestos utilizados en la confección de los ratios

III.1. Productos

Los productos considerados fueron el número de conexiones residenciales y los m³ de gas natural, divididos entre clientes Residenciales [R], Gas Natural Comprimido [GNC] y el resto de categorías agrupadas. El número de conexiones se incorpora a los fines de reflejar el servicio de acceso a la red brindado por las distribuidoras, en tanto que los m³ reflejan el consumo.

Los precios fueron obtenidos a partir del cociente entre las ventas brutas a cada una de las categorías de clientes mencionadas y sus cantidades correspondientes.

III.2. Factores de producción

Para trabajar con un número razonable de factores productivos se procede a agregar dichos factores de producción en cinco grandes categorías, a saber:

- *Personal.*
- *Servicios del capital.*
- *Servicios de terceros*
- *Factor de producción agregado.*
- *Gas en boca de pozo.*

III.2.a. Personal

El gasto total en personal incorpora las remuneraciones y cargas sociales. La cantidad de este factor viene dada por el número de empleados.

El precio de este factor se obtuvo como el salario medio anual abonado en la empresa.

III.2.b. Servicios del capital

El segundo factor de producción considerado es el de servicios del capital. El gasto total en este factor se aproxima por el valor contable de las depreciaciones¹³.

Como *proxy* de la cantidad de capital se utilizó la extensión de la red de distribución, en kilómetros.

El precio de los servicios del capital de cada empresa se obtuvo como el cociente entre las depreciaciones y la extensión de la red¹⁴.

III.2.c. Servicios de terceros

El gasto total en este servicio se obtuvo de servicios de terceros obtenidos de los anexos H de los balances de las empresas.

Como *proxy* de las cantidades de este insumo se utilizó un cociente entre el gasto total y el precio determinado.

¹³ Si bien el criterio de depreciación de los bienes de capital incluidos en el Estado de Resultados es puramente contable y puede no reflejar el verdadero costo económico de la utilización del capital, la dificultad de cálculo de las depreciaciones económicas de un conjunto heterogéneo de bienes obligó a adoptar este criterio.

¹⁴ Alternativas a ese cálculo podrían ser las siguientes:

1. A través de la consideración de los rendimientos asociados al capital propio y de terceros, conocida como WACC (*weighted average cost of capital*).
2. Aproximando el costo de uso del capital como la suma de la tasa de interés nominal más la tasa de depreciación.

El precio de este servicio surge como una ponderación entre los salarios promedios y el índice de precios IPIM (el cual fue tomado como referente de los insumos que utilizan los servicios tercerizados).

III.2.d. Factor de producción agregado

Este factor de la producción contempla todos aquellos costos no atribuibles a personal, servicios de capital, servicios de terceros y gas en boca de pozo. Por lo tanto, el *gasto total* en este factor se obtiene de los "costos operativos totales" netos del costo del gas en boca de pozo, del costo de personal, de los servicios de terceros y de los servicios de capital.

Los *precios* de este factor agregado se aproximaron mediante el índice de precios IPIM.

Las *cantidades* utilizadas del factor agregado, fueron calculadas como el cociente entre el gasto total en este factor y el índice de precios representativo.

III.2.d. Gas en boca de pozo

El *gasto total* por el gas en boca de pozo adquirido por las distribuidoras a los productores se obtiene de las cuentas publicadas en los balances respectivos, tomando en cuenta el costo del gas en boca de pozo propiamente dicho y los cargos de transporte por la capacidad contratada.

Las *cantidades* se obtienen de sumar el gas entregado a los clientes propios y el porcentaje de pérdidas promedio de la distribuidora.

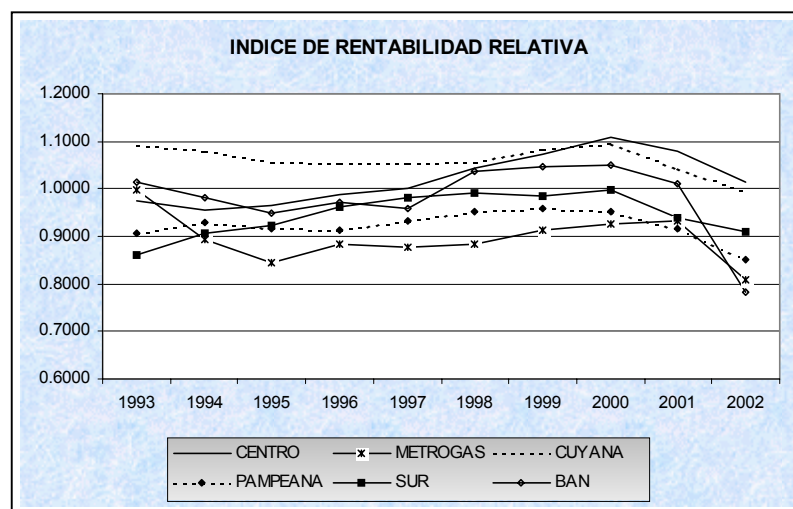
El precio se obtiene del cociente entre el gasto total y las cantidades de este insumo.

IV. Análisis de los resultados

IV.1. Rentabilidad relativa

A lo largo del periodo analizado (ver gráfico 3), este indicador para todas las empresas mostró un comportamiento estable hasta el 2000. A consecuencia de la crisis de 2001, la rentabilidad relativa de todas las empresas sufre un marcado deterioro que se acentúa con la crisis de la devaluación y el congelamiento impuesto sobre las tarifas. En el periodo, Cuyana fue la única empresa que mantuvo el valor del indicador por encima de uno (a excepción de 2002), mientras que Metrogas, Pampeana y Sur lo mantuvieron en un valor inferior a uno. Centro muestra un constante crecimiento en el indicador hasta la crisis y Ban, luego de una caída inicial en los dos primeros años de la licencia, muestra una tendencia creciente en el indicador.

Gráfico 3

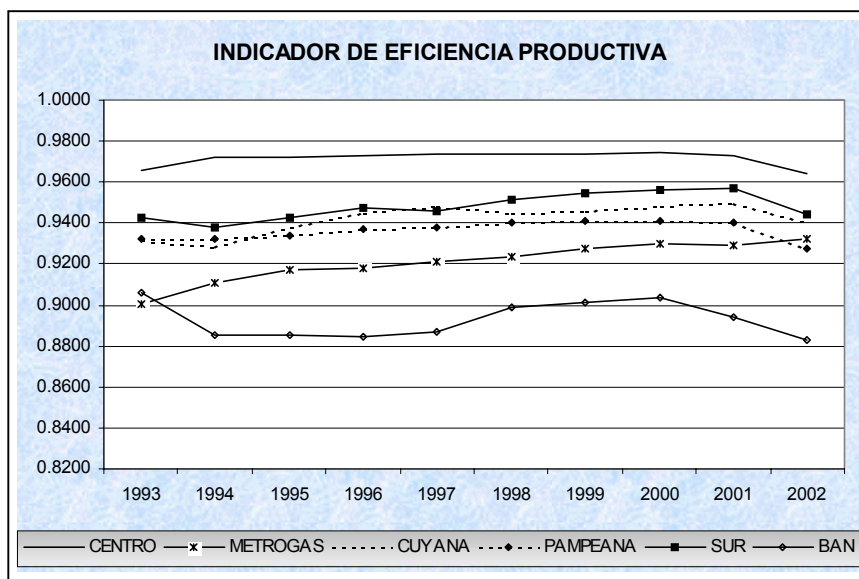


Dado que el indicador es el cociente, para cada empresa, entre los ingresos relativos (a los egresos) del año corriente respecto a los valores del año base (que son iguales para todas las empresas y todos los periodos), si alguna empresa muestra un valor mayor que uno implica que los ingresos por cada peso gastado son mayores que los base, representando ello una posición relativa de mayor rentabilidad.

IV.2. Eficiencia productiva

Dado que para el cálculo de este indicador se trabajó con fronteras de eficiencia, el valor máximo de aquél sería igual a uno. Consecuentemente, aquellas distribuidoras que presenten un valor del indicador más cercano a la unidad, estarán reflejando un uso más eficiente de sus insumos. Es decir, se encontrarán más cerca de los requerimientos eficientes de insumos para suministrar el servicio (ver gráfico 4).

Gráfico 4



La empresa que presentó el más alto indicador de eficiencia productiva (y a la vez muy estable como consecuencia de estar muy cerca de los valores de eficiencia) fue Centro con un rango para el indicador entre 0.96 y 0.98.

El resto de empresas, a excepción de Ban, muestran una mejora en el indicador a lo largo del periodo analizado.

En 2002 se observan caídas en el indicador, a excepción de Metrogas, particularmente debido a la menor eficiencia en el uso del insumo agregado, el cual también tiene una participación mayor en el indicador debido al aumento observado en su precio relativo (con respecto a los otros insumos).

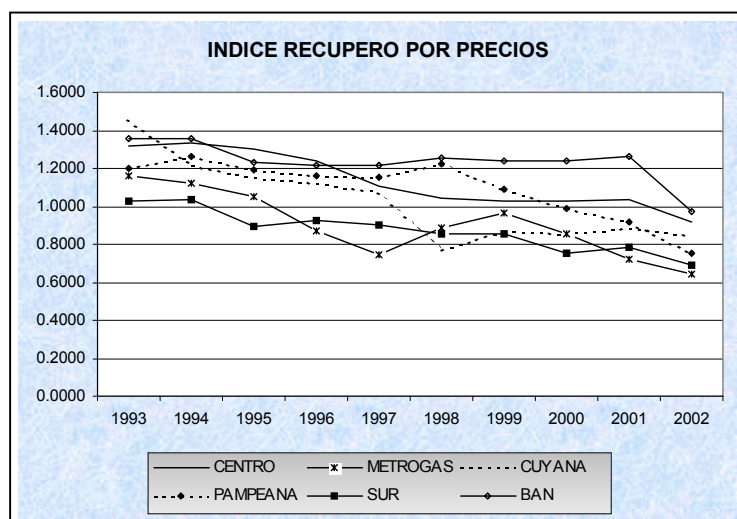
Ban aparece como la empresa con menor eficiencia productiva y con una tendencia menos definida.

IV.3. Recupero por precios

Se observa en el indicador, para todo el periodo analizado, una tendencia decreciente para todas las distribuidoras. Ello puede deberse a que los precios de los insumos han aumentado (caído) a un ritmo mayor (menor) que el de los productos (ver gráfico 5).

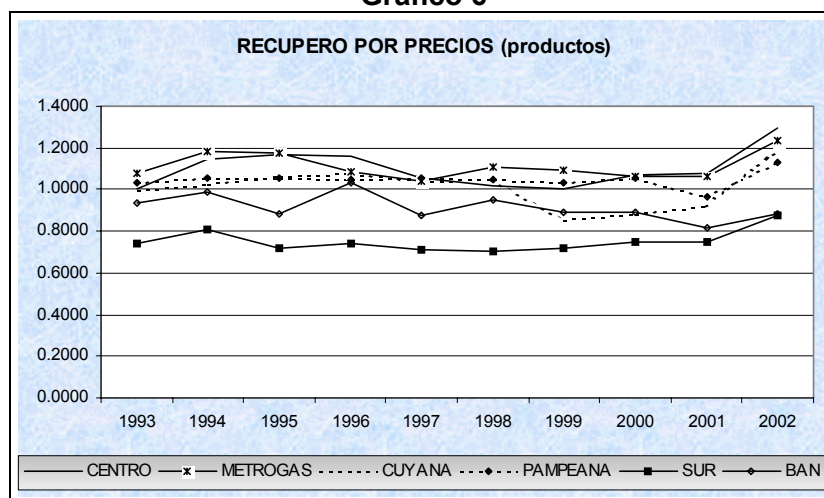
Para una mejor interpretación de la incidencia de este indicador sobre la rentabilidad relativa de las distribuidoras, se procedió a la fragmentación en sus dos componentes: evolución de los precios de los productos y evolución de los precios de los insumos.

Gráfico 5



Con respecto a los precios de los productos (ver gráfico 6), se observa una cierta estabilidad hasta 2002 momento en el cual este indicador aumenta. Producto de la crisis económica cayeron las ventas a grandes clientes, lo que significó una mayor participación de los consumos residenciales y, dado que la tarifa promedio de esta categoría de clientes es mayor, el indicador de recupero por precios (tomando en cuenta el precio de los productos exclusivamente) aumentó. Es decir, se gestó (implícitamente) un precio medio más elevado. Esto determinó el efecto positivo (mayor rentabilidad relativa) para las empresas que se observa en 2002.

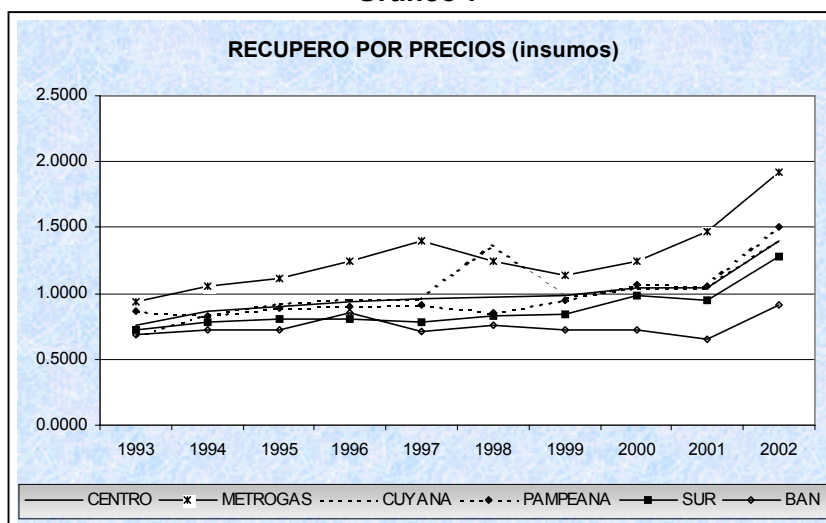
Gráfico 6



Tanto Ban como Sur muestran sistemáticamente valores menores para este indicador. En el caso de Sur ello puede ser consecuencia de un menor cargo de transporte y distribución que el promedio (por estar más cerca de las cuencas gasíferas). En el caso de Ban, el menor precio relativo podría deberse a la mayor participación de los consumos industriales (con cargos de transporte y distribución menores) con respecto al resto de las distribuidoras.

Con relación al precio de los insumos (ver gráfico 7), se observa una tendencia creciente a lo largo del periodo analizado, producto de aumentos en los costos salariales (por trabajador) y de aumentos en el costo del insumo agregado (medido por el IPIM).

Gráfico 7



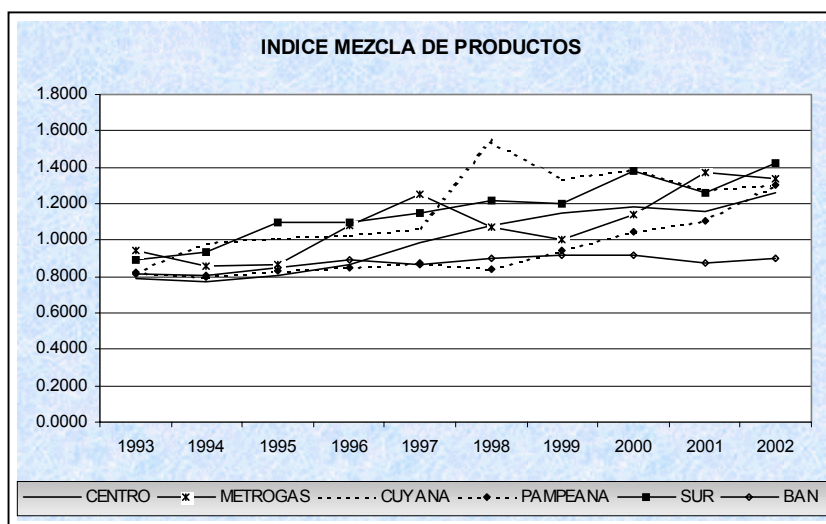
Esta situación se acentuó en 2002, compensando el efecto positivo en los precios de los productos.

En general, Ban, Centro, Sur y Pampeana tuvieron menores costos salariales y del insumo servicios del capital.

IV.4. Mezcla de productos e insumos

El indicador muestra una leve tendencia creciente a lo largo del periodo analizado (ver gráfico 8). Los motivos de este crecimiento pueden ser varios: o bien las ventas de todos los productos aumentan a un mayor ritmo que las compras de todos los insumos, o bien las ventas privilegian los productos de mayor precio relativo, o la adquisición de insumos se orienta hacia aquellos más baratos en términos relativos.

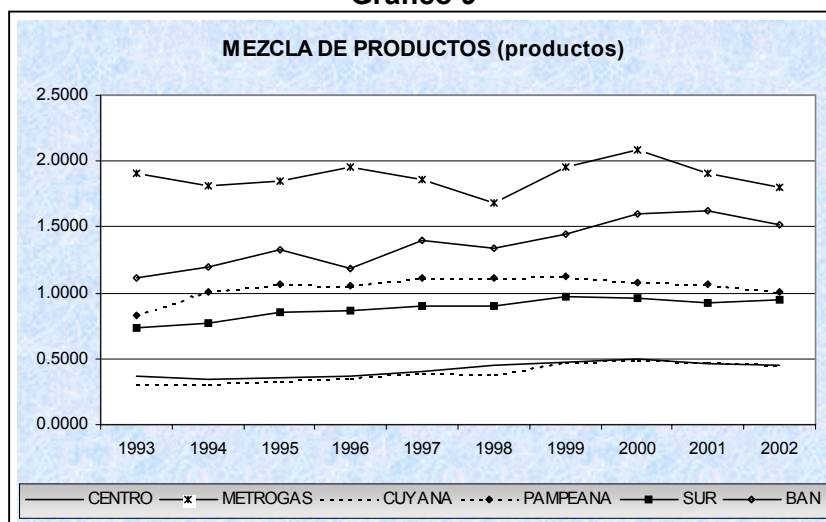
Gráfico 8



Al igual que el indicador de recupero por precios, es factible desagregar el indicador en la evolución de las cantidades de productos y las cantidades de insumos para intentar determinar cuál de estas explicaciones resulta la más adecuada.

Con relación a los productos, todas las distribuidoras muestran una tendencia creciente a excepción de Metro (ver gráfico 9).

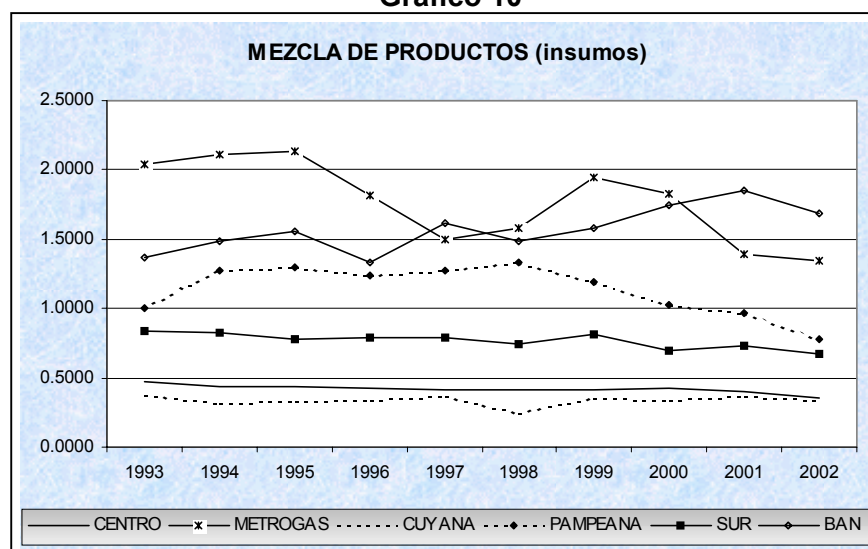
Gráfico 9



La tendencia observada estaría primordialmente explicada por el crecimiento de las ventas en su conjunto más que por una mejor mezcla de productos, dado que se trata de un mercado en pleno desarrollo. En mercados maduros la mejora en este indicador sólo podría darse por dicha mezcla de productos. La diferencia de niveles que se observan entre las distribuidoras es consecuencia del tamaño relativo de las mismas. Así, Metrogas, Ban y Pampeana están por encima del promedio. La evolución menos estable de Metrogas sería consecuencia de la mayor madurez de su mercado en el cual la mezcla de productos sí es relevante¹⁵.

Por su parte, con relación a la mezcla de los insumos (ver gráfico 10), se observa una marcada estabilidad a lo largo del periodo, en particular para Cuyana, Centro y Sur y en menor medida en Pampeana. Ello estaría indicando que existe una sustitución entre insumos. La diferencia de niveles nuevamente representa diferencias de tamaños relativos entre las distribuidoras.

Gráfico 10



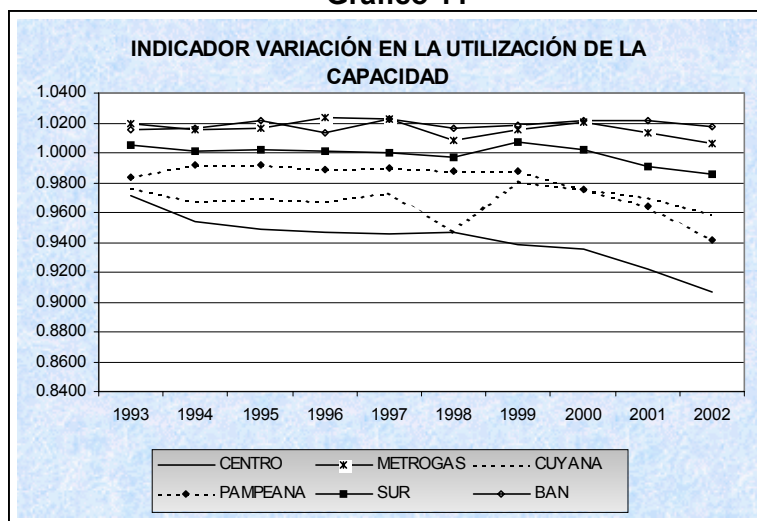
Por lo tanto, el crecimiento en el indicador mezcla de productos e insumos viene determinado, primordialmente, por un aumento en su numerador, es decir, una mejor mezcla de productos propiamente dicha.

¹⁵ Esta afirmación puede efectuarse en virtud de haber contado con una mayor desagregación de la información de los ingresos por tipo de cliente.

IV.5. Variación en la utilización de la capacidad

Con relación a este indicador (ver gráfico 11), un valor mayor que uno indica que la cantidad óptima de capital que se necesita para distribuir un m³ de gas natural, dados los promedios de la industria, es mayores que la que necesita la empresa para producir eficientemente.

Gráfico 11



Por lo tanto, estas empresas resultan más eficientes en el uso de su capacidad. Sin embargo, observar valores menores que uno para el indicador estaría mostrando que la expansión de la red fue superior al promedio de la industria. Esto quedaría reflejado en los casos de Cuyana, Pampeana y, en particular, Centro para quien el indicador fue cayendo a lo largo del periodo analizado.

V. Conclusiones

La metodología propuesta constituye una sencilla manera de determinar el origen de la rentabilidad de una firma prestadora de un servicio público (en este caso, la distribución de gas natural por redes) con respecto a otras empresas del sector y a lo largo del tiempo. Es decir, permite determinar los efectos que tienen sobre la rentabilidad fenómenos tales como las variaciones en la productividad, alteraciones en los precios de insumos y productos, modificaciones en la composición de la producción y cambios en la utilización de la capacidad instalada. Así, por ejemplo, es posible determinar si el aumento en la rentabilidad de las empresas es fruto de un aumento en las tarifas o de una mejor asignación de los recursos productivos. Otra de las ventajas radica en que, partir de información contable (de carácter público), resulta factible la elaboración de indicadores de desempeño de las empresas, particularmente en lo que hace a costos, precios y productividad.

Por otra parte, además de explicar determinados hechos estilizados para las firmas, los cuales resultan importantes a la hora de definir estrategias de negocios, la metodología también resulta útil para el regulador. Así, por ejemplo, permite atenuar los problemas de información asimétrica, dado que le facilita una mejor información para el cálculo de la tarifa; a la vez que le brindaría elementos para el cálculo del factor de eficiencia necesario en la determinación de las tarifas de distribución de gas natural por redes.

Del análisis de los resultados se concluye que la industria presentó una tendencia creciente en la rentabilidad hasta la devaluación de 2001. No obstante, la mayoría de las distribuidoras terminó en 2002 con valores de rentabilidad relativa inferiores a los de 1993.

Al desagregar el indicador de rentabilidad relativa, se aprecian las siguientes tendencias: eficiencia productiva y uso de la capacidad relativamente estable en todo el

periodo analizado, recupero por precios decreciente (especialmente influido por el aumento en el precio de los insumos) y mezcla de productos creciente.

Referencias bibliográficas

- **Armstrong, M. ; S. Cowan; J. Vickers (1995).** *Regulatory Reform. Economic Analysis and British Experience.* The MIT Press. Cambridge, Massachusetts, London , England.
- **Banker, R. D.; H-H. Chang and S. K. Majumdar (1993).** “Analyzing the Underlying Dimensions of Firm Profitability”. *Managerial and Decision Economics*, Vol. 14, N° 1, January-February, pp. 25-36.
- **_____ (1996).** “A Framework for Analyzing Changes in Strategic Performance”. *Strategic Management Journal*, Vol. 17, N° 9, November, pp. 693-712.
- **Battese, G.E. y Coelli, T.J. (1992).** “Frontier Production Functions, Technical Efficiency and Panel Data: Whith Application to Paddy Farmers in India”. *Journal of Productivity Analysis*, Vol. 3, pp. 153-169.
- **Bernstein, Jeffrey and David Sappington (1998).** “Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans”. *NBER Working Paper Series*. Working Paper 6622.
- **Coelli, T. (1996).** “A Guide to FRONTIER Version 4.1: A Computer Program for Stochastic Frontier Production and Cost Function Estimation”. *CEPA Working paper* 96/07.
- **Coelli, T.; Rao, D.S Prasada y Battese, G. (1998).** *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis.* Kluwer Academic Publishers. Norwell Massachusetts.
- **Colomé, R. A., Á. E. Neder y C. F. Ceballos Ferroglio (2000).** “Indicadores de Eficiencia y Rentabilidad en la Prestación de Servicios Públicos: El Caso del Agua Potable en Córdoba”. *Anales de la Asociación Argentina de Economía Política*, XXXVIII Reunión Anual, noviembre, Mendoza, Argentina.
- **Colomé, R. A., Á. E. Neder y C. F. Ceballos Ferroglio (2002).** “Relative efficiency in Argentina’s telecommunications industry”. *Arnoldshain V Seminar*. Córdoba, Argentina.
- **ENARGAS (varios números).** *Informe Enargas.* Buenos Aires, Argentina.
- **Fraquelli, G. and D. Vannoni (2000).** “Multidimensional performance in telecommunications, regulation and competition: analysing the European major players”. *Information Economic and Policy*, Vol. 12, pp. 27-46.
- **FIEL (1999).** *La Regulación de la Competencia y de los Servicios Públicos. Teoría y experiencia argentina reciente.* Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas. Buenos Aires. Argentina.
- **Green, Richard and Martín Rodríguez Pardina (1999).** *Resetting Price Controls for Privatized Utilities. A Manual for Regulators.* EDI Development Studies. Economic Development Institute of The World Bank. Washington D.C. USA.
- **International Energy Agency (1999).** *Regulatory Reform in Argentina’s Natural Gas Sector.* USA.

- **Jorgenson, D. W. (1963).** “Capital Theory and Investment Behavior”. *The American Economic Review*, Vol. LIII, N° 2, pp. 247-259.
- **Laffont, Jean-Jacques and Jean Tirole (2000).** *Competition in Telecommunications*. The MIT Press. Cambridge, Massachusetts, London, England.
- **Valquez, C. S. (2002).** “Un modelo empírico de oligopolio para el mercado mayorista de gas natural en Argentina”. *Anales de la Asociación Argentina de Economía Política*, XXXVII Reunión Anual, noviembre, Tucumán, Argentina.



Determinantes de la rentabilidad en la distribución de gas natural en Argentina Un estudio basado en la aplicación de indicadores de desempeño por Ángel Enrique Neder, Carlos Santiago Valquez y Carlos Fernando Ceballos Ferroglio se distribuye bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).