

FLACSO

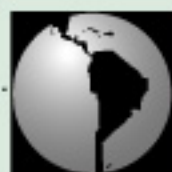
ÁREA DE ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA

1

Noviembre de 1996

Privatización y precios relativos.
Una primera aproximación metodológica
y de análisis

FACULTAD LATINOAMERICANA DE CIENCIAS SOCIALES



FLACSO

SEDE ACADÉMICA DE ARGENTINA

FLACSO

ÁREA DE ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA

1

Noviembre de 1996

Privatización y precios relativos. Una primera aproximación metodológica y de análisis

FACULTAD LATINOAMERICANA DE CIENCIAS SOCIALES



FLACSO

SEDE ACADÉMICA DE ARGENTINA

Área Economía y Tecnología

Proyecto «Privatización y regulación en la economía argentina»

Documento de Trabajo N° 1

Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica

Programa de Modernización Tecnológica SECYT-CONICET

BID 802/OC-AR PID N°: PMT-SID 0035

La primera edición de este trabajo se publicó en noviembre de 1996.

Edición Impresa

Diseño de tapa e interior a cargo de Libronauta

© 2001 by FLACSO/Área Economía y Tecnología

Ayacucho 551

1026 - Buenos Aires, Argentina

Edición Digital

Construcción y diseño a cargo de Libronauta

© 2001 by FLACSO/Área Economía y Tecnología

Ayacucho 551

1026 - Buenos Aires, Argentina

Queda hecho el depósito de Ley 11.723

I.S.S.N. 1668-0669

Reservados todos los derechos.

Queda rigurosamente prohibida sin la autorización por escrito de FLACSO y Libronauta Argentina S. A., la reproducción total o parcial de esta obra, por cualquier medio o procedimiento incluidos la reprografía y el tratamiento informático.

Presentación del Proyecto

En el marco del Subprograma de Innovación Tecnológica SECYT-CONICET (BID 802/OC-AR) fue convocado un concurso público de Proyectos de Investigación, Desarrollo y Transferencia.

Uno de los proyectos aprobados es el referido a Privatización y Regulación en la Economía Argentina, que se desarrolla en el ámbito de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), Sede Argentina. En el marco de dicho Proyecto se han de definir, construir, analizar y transferir bases de datos, metodologías de análisis y aplicaciones, acerca de las principales mutaciones en la estructura de precios relativos de la economía argentina y, en particular, de aquellas asociadas o derivadas de los procesos de privatización de empresas públicas. Esto presupone el seguimiento detallado de los precios y tarifas de los principales servicios públicos con incidencia tanto en los costos de los diversos sectores industriales, como en el costo de vida de la población.

Por otra parte, se procederá a la recopilación, sistematización y análisis de los respectivos marcos regulatorios que determinan los costos, los precios y la calidad de prestación de los servicios públicos privatizados. De esta manera, al transferir tecnologías que mejoran la calidad, facilidad de acceso, rapidez en la disponibilidad y aplicación significativa de dicha información a un bajo costo, se incrementará la capacidad de gestión de diversos organismos, se trate de tomas de decisiones empresariales o de monitoreos gubernamentales sobre la evolución y los impactos de las privatizaciones.

En el plano económico-social, transferir bases de datos, sistemas informativos y metodologías de aplicación permitirá a los usuarios disponer y luego seguir actualizando sistemas de información. Un claro ejemplo de su importancia es el de contar con los precios relativos de la economía, incluyendo las tarifas de los principales servicios públicos privatizados –gas, energía eléctrica, combustibles líquidos, peajes, etc.– que inciden en los costos de las empresas, especialmente las industriales, y en los precios minoristas. Además, se podrá disponer de metodologías que incluyen programas de simulación, a través de los cuales se puedan estimar con mayor celeridad, precisión y menores costos, los efectos de los cambios de las variables cuantitativas e institucionales, diseñar acciones o políticas para actuar en consecuencia y evaluar la necesidad de cambios en la estructura legal e institucional del sistema regulatorio.

En el plano científico-tecnológico, el Proyecto avanza en el conocimiento de los cambios económico-sociales derivados de las privatizaciones, y de sus impactos en aspectos tan diversos como el sistema de precios, la estructura de algunos mercados, los planos sectoriales y regionales de la actividad económica, con sus naturales consecuencias en la asignación de recursos. Contribuye también a la evaluación de las políticas de privatización y desregulación, de tal forma que los resultados del Proyecto sirvan como herramientas básicas e insumos directos para diseñar e implementar acciones y políticas que minimicen los costos sociales y/o maximicen los correspondientes beneficios futuros de tales políticas.

Índice

I - Introducción

II - Metodologías aplicadas

II.1 Corredores viales

II.2 Gas natural

II.3 Combustibles líquidos

II.4 Energía eléctrica

II.5 Telecomunicaciones

III - Precios relativos

III.1 Corredores viales

III.2 Gas natural

III.3 Combustibles líquidos

III.4 Energía eléctrica

Anexo I

Anexo II

I. Introducción

En el marco del Proyecto, se han construido múltiples bases de datos referidas a la evolución de los precios y tarifas de la mayor parte de los servicios públicos privatizados: distribución de energía eléctrica y del gas natural, telefonía, corredores viales nacionales y transporte ferroviario,¹ y combustibles líquidos. El objetivo del relevamiento, sistematización y homogeneización de ésta información ha sido el de contar con la máxima desagregación posible de datos –según empresas prestadoras de los mismos, tipos de usuarios, localización geográfica, incidencia impositiva, etc.–.

Tal nivel de desagregación de la información de base posibilitará confrontar la evolución de los precios y tarifas de los distintos servicios públicos privatizados con la dinámica de los restantes precios de la economía. Se trata, en otras palabras, de identificar los cambios verificados en la estructura de precios relativos de la economía asociados a los distintos procesos de privatización. Así, por ejemplo, en el ámbito industrial podrá determinarse la dinámica evolutiva **real** de los precios de los principales insumos energéticos a nivel de las distintas ramas de actividad, con diversos reflectores relevantes para distintos enfoques analíticos.

Sin embargo, para algunos fines específicos, el hecho de contar con tal diversidad de información dificulta –y en ocasiones, limita– la posibilidad de cotejar “agregados” representativos de la evolución real de los precios y tarifas en cada uno de los subsectores considerados. De allí que para este primer documento del Proyecto se optó por elaborar, para cada servicio público privatizado, uno o unos pocos indicadores representativos de la evolución tarifaria desde marzo de 1991 hasta junio de 1996. A tal fin, han debido desarrollarse metodologías específicas que permitieran superar diversas dificultades –en función a los objetivos perseguidos– que, en ciertos casos, están relacionadas con el empalme y homogeneización de las series de precios entre los períodos *pre* y *post*-privatización, y/o con cambios en la configuración de los cuadros tarifarios, y en otros con la propia elaboración de un indicador realmente representativo de cada servicio. Los criterios metodológicos adoptados en cada caso son los explicitados en la segunda sección del documento.

Por su parte, en la tercera sección del presente informe se realiza una primera aproximación analítica sobre las mutaciones en la estructura de precios y tarifas de los servicios públicos y bienes sobre los que se focaliza el estudio.

Por último, en el Anexo 1, se incorporan –para el período marzo 1991 a junio 1996– algunas de las series de precios relativos de mayor significación económica, desde la perspectiva que emana de focalizar el análisis en los principales servicios públicos privatizados. Asimismo, se adjuntan en soporte magnético, algunas de las bases de datos sobre las que se estructura el presente documento.

¹ Las peculiaridades de las actuales formas de contratación del servicio (prácticamente por tipo de carga, tramo y empresa contratista en cada una de las líneas ferroviarias privatizadas), la incorporación de nuevos servicios y las insuficiencias analíticas de sólo considerar la tarifa media –anual– por km. para cada línea, obligan a desarrollar una metodología de recopilación y homogeneización de información representativa de la evolución de los costos del transporte ferroviario de cargas. Al respecto, contando con la colaboración de altos funcionarios de cada una de las empresas prestadoras del servicio, se están desarrollando las últimas fases analíticas tendientes a la construcción de indicadores representativos.

II. Metodologías Aplicadas

En la presente Sección se presentan en forma detallada las metodologías escogidas para la compatibilización de las muy diversas fuentes de datos que han sido relevadas, validadas y analizadas a los fines de construir las bases de datos que, durante el desarrollo del Proyecto, sustentarán los estudios de la evolución de las tarifas de los servicios públicos privatizados y de sus impactos sobre la estructura de precios relativos de la economía.

El horizonte temporal bajo análisis en el Proyecto abarca un período que se inicia con el lanzamiento del Plan de Convertibilidad, previo a las profundas transformaciones de los niveles y estructuras de precios de los servicios públicos privatizados. En el período bajo análisis se han detectado, para prácticamente todos los casos bajo estudio, fuertes discontinuidades en la disponibilidad de la información básica.

Aún cuando a las mutaciones de las estructuras tarifarias que resultan de la lógica misma de los procesos de privatizaciones, se le agrega la referida debilidad de los registros anteriores a ése momento de ruptura, en el marco del Proyecto se ha elaborado, contrastado, y discutido con expertos sectoriales, un conjunto de series representativas de la evolución tarifaria de todo el período. En este sentido se convoca a todos los analistas y especialistas interesados a involucrarse, mediante sus aportes y sugerencias, en este continuo proceso de construcción de series homogéneas y realmente representativas de la evolución de los precios y tarifas de los servicios públicos privatizados, adecuadas a la visión de los distintos usuarios potenciales.

Por otro lado, las series homogéneas que se presentan para todo el período en consideración no se corresponden necesariamente y en forma unívoca con las diversas fuentes originales en todos sus tramos, pero constituyen por el momento las únicas completas para el período.

En lo que sigue de la Sección se presentan las metodologías empleadas en los casos de los corredores viales, la distribución de gas natural, la energía eléctrica, los combustibles líquidos y las telecomunicaciones.

II.1 Corredores Viales

El análisis comprende a los 18 Corredores Viales concesionados por el Estado Nacional en septiembre de 1990 (Decreto N° 2.039) bajo la administración del Organismo de Control de Concesiones Viales, dependiente de la Dirección Nacional de Vialidad. Tales concesiones involucran 8.860 kms. de rutas nacionales.

En relación con la evolución de las tarifas de peaje correspondientes a los Corredores Viales concesionados por el Estado Nacional bajo la administración de la Secretaría de Obras Públicas y Comunicaciones (SOPyC), es preciso diferenciar dos etapas.² En un primer momento, y en relación con los Contratos de Concesión aprobados por el citado Decreto 2039 del 26/9/90, la cláusula de ajuste tarifario estaba basada en una fórmula aritmética integrada por un 40% correspondiente a la evolución del Índice de Precios Mayoristas Nivel General, un 30% del Índice de Precios al Consumidor, y el 30% restante asociado a la variación de la paridad cambiaria con el dólar estadounidense. **Error! Marcador no definido.**

A partir de la sanción de los Decretos 327 del 22/2/91, 388 del 8/3/91, y 527 del 27/3/91,³ en el marco de la formulación del Plan de Convertibilidad, se reemplazó la cláusula de ajuste original por un reajuste anual acordado con las concesionarias (a partir del 1° de agosto de cada año), en relación –fundamentalmente– con los rendimientos que supondría la aplicación de la tasa LIBOR de interés anual.⁴

La nueva tarifa básica por vehículo liviano a ser ajustada mediante el mecanismo señalado quedó originalmente fijada en un peso por cada 100 Kms. En este marco se renegociaron, también, las inversiones comprometidas originalmente, se eliminó el pago del canon, se redujeron gravámenes y se fijaron subvenciones compensatorias, de forma de no afectar la ecuación económico-financiera de los concesionarios.

Sin embargo, esta nueva metodología de ajuste tarifario sólo fue concretada durante 1992 al producirse, el 1° de agosto de dicho año, la actualización de las tarifas. Antes de hacerse efectivo el reajuste correspondiente al 1° de agosto de 1993 se suspendió la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios acordados (Resolución SOPyC 168 del 21/7/93), iniciándose una nueva ronda de renegociación entre la SOPyC y las respectivas empresas concesionarias. Así, mediante la Resolución SOPyC 289 del 28/10/93 el incremento que correspondía aplicarse en el mes de agosto fue postergado hasta el 1° de noviembre de dicho año, correspondiéndole al Estado pagar una compensación indemnizatoria a las empresas concesionarias de los distintos

² Muy probablemente a principios de 1997 se inició una nueva fase en cuanto a la fundamentación del sendero evolutivo de las tarifas de peaje. En efecto, en el marco de las consideraciones del Decreto 489/95, de abril de 1995, se inició una nueva renegociación de los contratos de concesión de los distintos Corredores Nacionales, que involucrará –seguramente– tanto las tarifas como los criterios de actualización de las mismas. Así, por ejemplo, a principios de setiembre de 1996, fue sancionado el Decreto 1019/96 que establece que las tarifas de peaje a cobrar por Caminos del Río Uruguay S.A., concesionaria del Corredor Nro. 18, que corresponde principalmente a las Rutas Nacionales Nros. 12 y 14, estarán fijadas en dólares estadounidenses a partir de enero de 1997, quedando su actualización sujeta a la evolución del CPI (Consumer Price Index) de los EE.UU.; el ajuste se realizará en el mes de enero de cada año.

³ El Decreto Nro. 327 del 22/2/91 suspendió hasta el 11 de marzo de 1991 la percepción del peaje en la totalidad de las Rutas Nacionales concesionadas y fijó un plazo de renegociación de los respectivos contratos. El Decreto Nro. 388 del 8/3/91 extendió el plazo de suspensión hasta el 1ro. de abril de dicho año. Por último, el Decreto Nro. 527 del 27/3/91 fijó nuevas condiciones en los contratos de concesión que, sucintamente, se sintetizan en: la fijación de una tarifa básica equivalente a 10.000 Australes por cada cien Kms., la eliminación del canon que debían pagar las concesionarias, y el establecimiento de un subsidio compensatorio a las empresas concesionarias equivalente a poco más de 57 millones de dólares anuales.

⁴ Se trata de la tasa que rige para los depósitos en eurodólares a 180 días de plazo en el mercado interbancario de Londres (tasa activa LIBOR), disminuida en un 20%.

corredores viales.⁵ Las cláusulas de ajuste establecidas fueron renegociadas recurrentemente (Resoluciones 1817 del 29/9/92, SOPyC 168 del 21/7/93, SOPyC 289 del 28/10/93, MEyOSP 914 del 29/7/94, y SOP 6 del 31/7/95), de modo que el ajuste tarifario del sector no reconoce un mecanismo uniforme en el período bajo análisis.

De las consideraciones precedentes se infiere que la discontinuidad de los marcos regulatorios del sector, en especial en todo lo referido a los ajustes de las tarifas de peaje que deben pagar los usuarios, emerge como un rasgo distintivo que obliga a un seguimiento permanente de la normativa, y de sus repercusiones en las tarifas correspondientes a cada uno de los Corredores Viales bajo análisis.

Si bien originalmente, al inicio del Plan de Convertibilidad, se fijó una tarifa media de un peso por cada 100 kms., dicho valor presentaba ligeras discrepancias entre los distintos Corredores que –mecanismos de ajuste y de renegociaciones contractuales mediante– han tendido a adquirir una creciente intensidad. Así, por ejemplo, las tarifas vigentes a mediados de 1996 oscilan entre un máximo de 2,31 \$ cada 100 kms. en el Corredor Nro. 7, y un mínimo de 0,97 \$/100 kms. en el Corredor Nro. 8.

Esas tarifas medias por cada 100 kms. surgen de considerar la sumatoria de los valores fijados para todas las estaciones de peaje existentes en cada uno de los distintos Corredores Viales, en su relación con la longitud en kms. de estos últimos. Se trata, en otras palabras, del valor promedio cada 100 kms. que le correspondería abonar a quien recorriera la longitud total de cada Corredor.

De todas maneras, más allá de la estimación de la tarifa media por Corredor, y atento al objetivo de contar con un único indicador representativo de la evolución de las tarifas de peaje, se debieron considerar otras variables. Se trata, más precisamente, del tipo de vehículo pasante por cada estación de peaje, y la respectiva densidad de tráfico.

En efecto, para estimar una tarifa promedio que incluya a los distintos tipos de vehículo,⁶ resulta necesario utilizar una medida homogénea del volumen de tránsito, dado que el peaje abonado por un automóvil es distinto que el que corresponde, por ejemplo, a un ómnibus de pasajeros. Al respecto, se utilizó como indicador del volumen de tráfico de cada corredor una medida homogénea: las UTEq (Unidades de Tránsito Equivalentes). Dicha medida (UTEq) surge de multiplicar la cantidad de vehículos pasantes de cada categoría por el número de “tarifas básicas” que debe abonar cada tipo de vehículo, según el criterio siguiente:

⁵ Hasta la sanción de la Resolución SOPyC 289/93, el monto correspondiente a tales indemnizaciones ascendía a 5,16 millones de dólares mensuales. A partir de la sanción de la referida resolución se incrementó el monto correspondiente a las compensaciones indemnizatorias con motivo de la postergación del aumento tarifario.

⁶ La diferencia en las tarifas pagadas por los distintos tipos de vehículo se establece en relación al número de ejes de los mismos. El número de ejes es considerado como un indicador aproximado del diferencial de peso entre las distintas categorías, es decir, como un “proxy” de la incidencia relativa del paso de cada tipo de vehículo en el desgaste de las rutas concesionadas.

Cuadro II.1.i

Clasificación de tarifas por tipo de vehículo

Categoría	Tipo de vehículo	Tarifa	UTEq
a	vehículos de hasta dos ejes y hasta 2,10m de altura, sin rueda doble	tarifa básica x 1	cantidad de vehículos pasantes x 1
b	vehículos de hasta dos ejes y más de 2,10m de altura o rueda doble	tarifa básica x 2	cantidad de vehículos pasantes x 2
c	vehículos de más de dos ejes y hasta cuatro, y de menos de 2,10m de altura o rueda doble	tarifa básica x 2	cantidad de vehículos pasantes x 2
d	vehículos de más de dos ejes y hasta cuatro, y de más de 2,10m de altura o rueda doble	tarifa básica x 3	cantidad de vehículos pasantes x 3
e	vehículos de más de cuatro ejes y hasta seis o rueda doble	tarifa básica x 4	cantidad de vehículos pasantes x 4
f	vehículos de más de seis ejes y de más de 2,10m de altura o rueda doble	tarifa básica x 5	cantidad de vehículos pasantes x 5

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DEL ÓRGANO DE CONTROL DE CONCESIONES VIALES (DNV).

Sobre dicha base, para obtener un indicador de la evolución de la tarifa media del sector, se calculó un promedio ponderado de los peajes correspondientes a cada uno de ellos en función del volumen de tránsito de cada corredor en el total de los 18 corredores viales concesionados. Para poder calcular las participaciones relativas de los distintos corredores se convirtió la información provista por el Organismo de Control de Concesiones Viales, cuando esta se presentaba en unidades de vehículos pasantes por categoría, a volumen de tráfico medido en UTEq, de acuerdo con la metodología señalada.

La estructura del volumen de tránsito utilizada para estimar la tarifa promedio ponderada corresponde al período de vigencia de cada estructura tarifaria; es decir que, no siendo uniforme para todo el período de análisis, constituye la mejor aproximación a la estructura del volumen de tráfico y permite una estimación más representativa de la tarifa promedio del peaje de los Corredores Viales concesionados (CUADRO II.1.1).

Cuadro II.1.1

Tarifas de corredores viales

(tarifas finales a usuarios, en \$/100 km.)

Corredor No.	mar-91	ago-91	ene-93	nov-93	ago-95	jun-96	Var. jun-96 /mar-91 (%)
1 (Ruta 3)	1,01	1,11	1,11	1,26	1,40	1,40	38,8%
2 (Ruta 205)	0,98	1,08	1,08	1,25	1,35	1,35	37,9%
3 (Ruta 7)	1,12	1,20	1,20	1,34	1,48	1,48	31,6%
4 (Ruta 8)	1,00	1,06	1,06	1,18	1,26	1,26	25,7%
5 (Ruta 7)	1,00	1,09	1,09	1,24	1,40	1,40	40,5%
6 (Ruta 188)	1,00	1,11	1,11	1,27	1,42	1,42	41,7%
7 (Ruta 11)	1,65	1,86	1,86	2,11	2,31	2,31	40,0%
8 (Ruta 11)	1,01	0,87	0,87	0,91	0,97	0,97	-4,3%
9 (Ruta 33)	1,03	1,03	1,03	1,29	1,37	1,37	33,3%

10 (Ruta 9)	0,99	1,08	1,08	1,20	1,32	1,32	33,3%
11 (Ruta 34)	1,09	1,19	1,19	1,23	1,34	1,34	23,7%
12 (Rutas 9 y 34)	1,20	1,20	1,20	1,31	1,37	1,37	13,8%
13 (Rutas 16 y 12)	0,99	1,08	1,12	1,36	1,54	1,54	55,3%
14 (Ruta 19)	1,14	1,14	1,14	1,28	1,28	1,28	12,5%
16 (Ruta 226)	1,01	1,09	1,09	1,24	1,36	1,36	34,1%
17 (Ruta 5)	1,02	1,07	1,07	1,24	1,45	1,45	41,8%
18 (Rutas 12 y 14)	1,10	1,29	1,29	1,59	1,76	1,76	60,3%
20 (Rutas 36 y 38)	1,15	1,36	1,36	1,62	1,81	1,81	57,7%
Tarifa promedio*	1,10	1,23	1,23	1,40	1,55	1,55	40,6%

* Promedio ponderado por volumen de tráfico.

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DEL ÓRGANO DE CONTROL DE CONCESIONES VIALES (DNV) Y NORMATIVA VIGENTE.

Las recurrentes renegociaciones contractuales, y la consiguiente inexistencia de un mecanismo uniforme de ajuste tarifario en el sector no sólo se evidencian en el carácter asistemático de los períodos en que rigen los diferentes niveles de peajes, sino también en el carácter idiosincrásico de los ajustes realizados. Ello queda claramente de manifiesto en la heterogeneidad de los ajustes aplicados a los diferentes concesionarios de corredores viales.

En ese marco, se observa, por ejemplo, una disminución en el monto de las tarifas de peaje cobradas en el corredor N° 8. El resto de los corredores, con la excepción de los N° 12 y 14, presentan aumentos significativos (entre el 23,7% y el 60,3%) que, en su articulación, devienen en el aumento promedio (ponderado) de la tarifa de peaje de 40,6%, en el período comprendido entre marzo de 1991 y junio de 1996.

II.2 Gas natural

A partir de la privatización de los servicios de Transporte y Distribución de gas en enero de 1993, la tarifa final que abona el usuario (sin impuestos) es el resultado de la suma del precio del gas negociado a nivel mayorista (“en boca de pozo”), y las tarifas, fijadas en dólares a la paridad vigente,⁷ correspondientes a los servicios de transporte y distribución reguladas por el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas). Para el transporte y la distribución de gas, el sistema de regulación tarifaria es de tipo “price cap” –o de topes máximos– de tarifas reajustables quinquenalmente.⁸ A comienzos de cada semestre calendario (1° de enero y 1° de julio de cada año, a partir de la privatización) las tarifas correspondientes a los servicios de transporte y distribución se ajustan de acuerdo con la evolución semestral del PPI (Producer Price Index de los EE.UU.), y por factores de eficiencia e inversión.⁹ Así, la tarifa final está compuesta por la suma de los costos operativos, los impuestos y una rentabilidad “razonable” de cada una de las etapas de la industria (transporte y distribución), más el costo del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte.¹⁰

Antes de señalar las características y especificidades de los cuadros tarifarios pre y post privatización de los servicios de transporte y distribución del gas, y de los criterios metodológicos aplicados para estimar un único indicador representativo de la evolución tarifaria en el período marzo 1991-junio 1996, cabe incorporar unas breves consideraciones sobre el tratamiento del valor del gas en “boca de pozo”.

Las variaciones en el precio del gas son trasladadas (*pass through*) por las Distribuidoras a los Usuarios (dado que el precio del gas constituye un componente de sus costos, pues los ingresos que perciben las Licenciatarias provienen exclusivamente de la prestación del servicio de distribución), al inicio del período invernal (1 mayo-30 setiembre) y del período estival (1 octubre-30 abril).

Durante el primer año de actividad de las Licenciatarias de Transporte y Distribución (1993), el precio máximo del gas en “boca de pozo” incluido en las tarifas finales estuvo fijado por el MEyOSP.¹¹ A partir de la desregulación del mercado de producción de gas (Decreto 2731/93) su precio en el punto de ingreso al sistema de transporte ha sido determinado por las fuerzas del mercado.¹² Se instituye así el “Mercado Mayorista” del gas, cuyos principales actores son los Productores, Distribuidoras y Grandes Usuarios. Estos últimos se encuentran habilitados para convenir la compra de gas directamente con los productores, mediante contratos *bypass*, que implican una desvinculación –que puede ser física o comercial– entre el Usuario y el Sistema de Distribución. Si bien en el Mercado Mayorista se establecen las condiciones de precios y volúmenes para las transacciones del gas en “boca de pozo”, las modificaciones en el precio del gas en “boca de pozo” a ser incluidas en las tarifas finales pagadas por los usuarios (tarifas que incluyen la retribución a los servicios de transporte y distribución) deben ser autori-

⁷ Véase el Anexo B del Decreto 2255/92, Subanexo I sobre Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, Capítulo IX (Reglamento del Servicio y Tarifas), Punto 9.2.

⁸ Según el artículo 41 de la Ley N° 24.076, los prestadores podrán pactar libremente tarifas menores que las máximas pero nunca menores que el costo incremental del servicio prestado, ni preferenciales entre usuarios análogos de la misma zona geográfica –en otras palabras, se prohíben los subsidios cruzados–.

⁹ Ambos factores, el de eficiencia y el de inversión, son iguales a cero hasta la primera revisión quinquenal de tarifas.

¹⁰ El precio del gas en boca de pozo, que representa el 25% de lo que paga un consumidor residencial en Capital Federal (junio de 1996), no está dolarizado. No obstante, contará con un precio testigo, determinado por el valor del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte vigente en los contratos de exportación del fluido a Chile.

¹¹ El precio fijado al momento de la transferencia (1/1/93) fue de 0,0358 \$/m³ para todas las subzonas de distribución, excepto Malargüe (0.0180 \$/m³).

¹² La desregulación del mercado mayorista del gas rige desde el 1/1/94.

zadas por el ENARGAS. Como ya se mencionara, tales ajustes se realizan estacionalmente,¹³ y el precio de compra que se estima, al comienzo de cada período (mayo u octubre), para el período estacional siguiente, resulta del precio promedio ponderado de los contratos negociados para dicho período estacional.¹⁴

En tanto existe un precio del gas en “boca de pozo” por cada subzona de distribución, para estimar un promedio representativo de los diferentes precios del gas en “boca de pozo” se utilizó la participación del volumen de gas entregado por subzona de tarificación con respecto al total de gas entregado, para el período de vigencia de cada una de las tarifas. Es decir que la estructura de despachos por subzona, independientemente del tipo de servicio –todos los servicios incluyen el mismo precio de gas en “boca de pozo”–, se modifica de un período a otro. El resultado de la estimación es el siguiente:

Cuadro II.2.i

Evolución del precio del gas en “boca de pozo”

(en \$/m³)

	de ene/93 a abr/94	de may/94 a set/94	de oct/94 a may/95	de jun/95 a set/95	de oct/95 a abr/96	de may/96 a set/96
Precio promedio del gas en boca de pozo	0.0358	0.0412	0.0402	0.0441	0.0437	0.0460
Indice (de ene/93 a abr/94 = 100)	100	115.2	112.3	123.2	122.0	128.6

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DEL ENARGAS.

Como se mencionara, el Marco Regulatorio sectorial prevé el ajuste semestral de tarifas según las variaciones del Producer Price Index (PPI, Índice de Precios del Productor publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de EE.UU.). Dicho ajuste se realiza sobre las tarifas finales a usuarios, excluido el valor del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (o “en boca de pozo”), a comienzos de cada semestre calendario, aplicando la siguiente fórmula:

$$T_1 = T_0 * [W_1/W_0 - X/100 + K/100]$$

donde:

T₁: tarifa ajustada.

T₀: tarifa vigente anterior al ajuste, que incluye (a) cargo por factura emitida, (b) cargo por m³ consumido, excluido el precio del gas, (c) cargo por reserva de capacidad en el caso de los servicios SGG (Servicio General Grande), GUFDD (Gran Usuario Firme Distribución) y GUFT

¹³ El primer ajuste se autorizó en mayo de 1994, para el período mayo/septiembre del mismo año. En 1995 el ajuste del precio del gas en boca de pozo correspondiente al período invernal se realizó en junio.

¹⁴ La Licenciataria debe contabilizar diariamente la diferencia entre el precio del gas comprado a los productores y el precio incluido en la facturación (las diferencias acumuladas devengarán la tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda local a 30 días de plazo, vigente el último día hábil de cada mes). La diferencia acumulada mensual se incorpora, con su signo, al cálculo del precio del gas en boca de pozo del período estacional siguiente.

(Gran Usuario Firme Transporte),¹⁵ y (d) montos mínimos por factura en el caso de los servicios R (Residencial) y SGP (Servicio General Pequeño).

W_1 : PPI correspondiente al segundo mes anterior al mes del inicio de cada semestre calendario.

W_0 : PPI correspondiente al segundo mes anterior al último período ajustado.

X: factor de eficiencia¹⁶

K: factor de inversión¹⁷

Con la privatización de los servicios de Transporte y Distribución de gas natural se modificó la estructura de los cuadros tarifarios. Las tarifas cobradas por las Distribuidoras a los usuarios finales se establecen, a partir de dicha fecha, *principalmente* por tipo de servicio prestado (distribución firme o interrumpible, por ejemplo) y no por categoría de usuario (residencial, comercial, industrial para uso siderúrgico, etc.), método que era prácticamente excluyente cuando el transporte y la distribución estaban a cargo de la empresa estatal Gas del Estado. La diferencia consiste en que –con excepción del servicio Residencial (R)– los nuevos cuadros tarifarios permiten al usuario elegir el tipo de servicio a ser prestado por la Distribuidora. A continuación se presentan las características esenciales de los distintos tipos de servicios ofrecidos antes y después de la privatización, es decir, antes y después del 1/1/1993:

Características y consumos supuestos (“tipo”) de los servicios de distribución prestados antes de la privatización:

Uso doméstico: corresponde a consumos no interrumpibles de 250 m³ bimestrales.

Uso comercial: corresponde a consumos no interrumpibles de 600 m³ bimestrales.

Uso industrial: corresponde a consumos no interrumpibles de 60.000 m³ bimestrales.

Centrales Eléctricas: corresponde a consumos interrumpibles (en la temporada invernal) de 60.000 m³ bimestrales.

Uso petroquímico: corresponde a consumos no interrumpibles de 60.000 m³ bimestrales.

Uso siderúrgico: corresponde a consumos no interrumpibles de 60.000 m³ bimestrales.

Características de los servicios de distribución prestados a partir de la privatización:

Residencial (R): uso doméstico residencial, no interrumpible.

Servicio General Pequeño (SGP): uso no doméstico, no interrumpible.

Servicio General Grande (SGG): uso no doméstico, no interrumpible (mínimo 1.000 m³/día).

Gran Usuario “Firme Distribución” (GUFD): uso no doméstico, no interrumpible (mínimo 10.000 m³/día).

Gran Usuario “Firme Transporte” (GUFT): uso no doméstico, no interrumpible, con conexión directa al sistema de transporte (mínimo 10.000 m³/día).

Gran Usuario “Interrumpible Transporte” (GUIT): uso no doméstico, interrumpible, conexión directa al sistema de transporte (mínimo 3.000.000 m³/año).

Gran Usuario “Interrumpible Distribución” (GUID): uso no doméstico, interrumpible (mínimo 3.000.000 m³/año).

Como consecuencia de esa profunda modificación en las estructuras de los cuadros tarifarios, no existe una estricta homogeneidad entre las estructuras tarifarias anteriores y posteriores al otorgamiento de las licencias. Ello implica que no todas las categorías de tarificación vigentes

¹⁵ Una clasificación detallada de las características de los distintos servicios de distribución se presenta más adelante.

¹⁶ Se trata de un factor destinado a estimular la eficiencia. Al disminuir la incidencia de la evolución del PPI sobre la tarifa final, se supone que impulsa a las empresas licenciatarias a realizar esfuerzos en materia de productividad.

¹⁷ Se trata de un factor destinado a estimular la inversión en construcción, operación y mantenimiento. Los gastos involucrados por dichas inversiones son compensados por el incremento tarifario que resulta de su aplicación.

tienen su correlato homogéneo en la estructura de tarifación previa a la privatización. En la práctica, sólo se pueden construir series homogéneas que abarquen tanto el período *pre* como *post* privatización para cuatro categorías tarifarias: gas para uso doméstico (corresponde a consumos no interrumpibles de 250 m³ bimestrales), para uso comercial (corresponde a consumos no interrumpibles de 600 m³ bimestrales), para uso industrial (corresponde a consumos no interrumpibles de 60.000 m³ bimestrales), y para centrales eléctricas (corresponde a consumos interrumpibles de 60.000 m³ bimestrales). Estas cuatro categorías tarifarias, que pertenecen a la estructura de tarifación vigente antes de la privatización, se corresponden respectivamente con las siguientes categorías definidas a partir del otorgamiento de las licencias: servicio Residencial (R), Servicio General Pequeño (SGP) (correspondiente al tramo de consumo de 0 a 1.000 m³ mensuales), servicio Grandes Usuarios “Firme Distribución” (GUFD), servicio Grandes Usuarios “Interrumpible Distribución” (GUID).¹⁸

Las fuentes primarias de información utilizadas son, para el período anterior a la privatización, el Subgrupo de Trabajo No. 9-Política Energética-MERCOSUR que para el sector gasífero argentino obtenía y elaboraba la información proporcionada por la Subsecretaría de Combustibles y, para el período post-privatización, el ENARGAS. En el caso de la primera fuente, los niveles tarifarios informados corresponden a las tarifas aplicadas en el área metropolitana. Por lo tanto, al realizar el empalme con las tarifas vigentes a partir de la privatización, se utilizó la información provista por el ENARGAS correspondiente a la Distribuidora de Gas Metropolitana (Metrogas).¹⁹ El Proyecto ha elaborado, no obstante, una base de datos que cuenta con los cuadros tarifarios aplicados por el resto de las distribuidoras en cada una de las regiones del territorio nacional.²⁰

Los nuevos cuadros tarifarios de la distribución de gas contemplan un cargo variable por m³ de gas consumido, un cargo fijo por factura y un cargo por reserva de capacidad. El cargo por reserva de capacidad sólo es aplicable al Servicio General Grande (SGG), al servicio Grandes Usuarios Firme Distribución (GUFD) y Grandes Usuarios Firme Transporte (GUFT). Para estimar una tarifa representativa (que permita observar la incidencia del cargo fijo y del cargo por reserva de capacidad en el valor de cada m³ de gas) se utilizó la siguiente fórmula:

$$\text{tarifa } (\$/\text{m}^3) = \text{cargo variable } (\$/\text{m}^3) + [\text{cargo fijo } (\$/\text{mes o bimestre})^{21} / \text{consumo mensual o bimestral}] + [\text{reserva diaria } (\$/\text{mes}) / 30]$$

Con el objeto de homogeneizar las distintas series –anteriores y posteriores a la privatización– se supuso, para las tarifas vigentes a partir del otorgamiento de las licencias, un nivel de consumo equivalente al imputado en la estructura tarifaria aplicada por Gas del Estado S.E.: 250 m³

¹⁸ El gas entregado por los servicios R, GUFD y GUID representó, en el año 1994, el 72% del total del gas entregado (R=28% , GUFD=13% , GUID=31%). Es decir que, si bien no se pueden construir series homogéneas para la totalidad de las categorías tarifarias aplicadas a partir de la privatización, las estimaciones efectuadas abarcan aproximadamente las tres cuartas partes del mercado de distribución de gas. El gas entregado por el servicio SGP representó un 12% del total . De esta última proporción, no obstante, sólo una parte –no especificada en la información provista por el ENARGAS– puede ser valuada a la tarifa estimada, dado que el Servicio General Pequeño (SGP) se caracteriza por tener tres rangos decrecientes de facturación por volumen de consumo, y sólo se ha tomado como categoría homologable a la estructura tarifaria previa a la privatización la tarifa correspondiente al menor rango de consumo, de 0 a 1.000 m³ mensuales.

¹⁹ Metrogas es la Distribuidora más importante en términos del volumen despachado: su participación en el total de gas entregado por el conjunto de las distribuidoras (datos correspondientes a 1994) en los servicios R, SGP, GUID y GUFD es del 31%, 33%, 37% y 21%, respectivamente.

²⁰ Dicha información ha sido recopilada de las resoluciones tarifarias del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

²¹ El cargo fijo por factura conforma una tarifa bimestral en el caso de los servicios R y SGP, y mensual en el de los servicios GUID y GUFD.

bimestrales para el servicio R, 600 m³ bimestrales para el SGP, y 60.000 m³ bimestrales tanto para el servicio GUFID como GUID.

Una vez construida la serie tarifaria vigente a partir de la privatización en base a los supuestos señalados y con la información provista por el ENARGAS, se imputaron a dicha serie las tasas de variación (“hacia atrás”) que se desprenden de la evolución tarifaria durante el período marzo 91-enero 93, informadas por la Subsecretaría de Combustibles. Para estimar una tarifa

Cuadro II.2.1
Tarifas de gas natural
(tarifas finales a usuarios, en \$/m³, sin impuestos)

Tipo de servicio	mar-91	ene-92	mar-92	ene-93	jul-93	ene-94	may-94	jul-94	oct-94	ene-95	jun-95	jul-95	oct-95	ene-96	may-96	jun-96
R	0,0824	0,1356	0,1333	0,1658	0,1665	0,1667	0,1719	0,1719	0,1699	0,1725	0,1773	0,1816	0,1809	0,1807	0,1835	0,1835
(mar-91=100)	100,0	164,5	161,7	201,2	202,0	202,3	208,6	208,6	206,1	209,3	215,1	220,3	219,5	219,3	222,7	222,7
SGP	0,1323	0,1308	0,1308	0,1453	0,1459	0,1461	0,1513	0,1513	0,1493	0,1515	0,1563	0,1599	0,1592	0,1590	0,1619	0,1619
(mar-91=100)	100,0	98,8	98,8	109,8	110,2	110,4	114,3	114,3	112,8	114,5	118,1	120,8	120,3	120,2	122,3	122,3
GUID	0,0829	0,0829	0,0829	0,0734	0,0736	0,0736	0,0788	0,0788	0,0768	0,0776	0,0824	0,0836	0,0830	0,0829	0,0857	0,0857
(mar-91=100)	100,0	100,0	100,0	88,5	88,7	88,8	95,1	95,1	92,6	93,6	99,3	100,8	100,1	100,0	103,4	103,4
GUFID	0,0982	0,0970	0,0970	0,0950	0,0953	0,0954	0,1006	0,1006	0,0986	0,0998	0,1046	0,1066	0,1059	0,1058	0,1087	0,1087
(mar-91=100)	100,0	98,8	98,8	96,8	97,1	97,2	102,5	102,5	100,5	101,7	106,6	108,6	107,9	107,8	110,7	110,7
Tarifa promedio*	0,0926	0,1106	0,1098	0,1196	0,1201	0,1202	0,1254	0,1254	0,1234	0,1251	0,1299	0,1326	0,1320	0,1319	0,1347	0,1347
Tarifa promedio* (mar-91=100)	100,0	119,5	118,6	129,3	129,7	129,9	135,5	135,5	133,3	135,2	140,3	143,3	142,6	142,5	145,5	145,5

* Promedio ponderado por volumen de gas entregado.

Nota: las fechas para las cuales se presentan las tarifas corresponden a los cambios significativos de la serie.

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DEL ENARGAS Y LA SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES.

promedio (ponderada) se utilizó la participación relativa de los cuatro servicios considerando como ponderador el volumen total de gas entregado en el período 1993/95, por el conjunto de las distribuidoras.

En el CUADRO II.2.1 se presentan las tarifas de gas pagadas por los usuarios correspondientes a los meses en que se efectuó el mencionado ajuste automático. Dicho ajuste, como ya fuera mencionado, se efectúa –debido a la aplicación del criterio de *pass through*– independientemente del valor del gas en “boca de pozo”.

De la información sintetizada en el CUADRO II.2.1. se desprende que, en términos agregados y sobre la base de los criterios metodológicos aplicados, la tarifa media ponderada del gas natural ha tenido un incremento de 45,5% en el período marzo 1991-junio 1996; ritmo de crecimiento en el que subyacen comportamientos muy dispares según el tipo de servicios de que se trate. Así, en una tendencia que se remonta al período pre-privatización de Gas del Estado S.E., el servicio R (Residencial) muestra los mayores incrementos, a punto tal que la tarifa media se incrementó 2,2 veces en el período de referencia. En contraposición, la tarifa media correspondiente al servicio GUID (Gran Usuario Interrumpible Distribución), prácticamente se mantiene al mismo nivel (apenas creció el 3,4%) que el vigente al inicio del Plan de Convertibilidad. Por su parte, los servicios GUFD (Gran Usuario Firme Distribución) y SGP (Servicio General Pequeño), revelan un incremento en sus tarifas medias (10,7% y 22,3%), muy distante del que le corresponde al servicio Residencial.

II.3 Combustibles líquidos

Los combustibles líquidos que se analizan en este documento²² incluyen algunos bienes que son, preponderantemente, de consumo final (como las naftas y el kerosene), otro (gas oil) que es utilizado como bien de consumo final y como insumo intermedio –en especial, en el agro y el transporte– y el restante (fuel oil) que es utilizado como insumo intermedio en diversos procesos productivos. Los subproductos petroleros mencionados y sus respectivos precios responden a las siguientes características:

nafta común: es un derivado liviano, con un contenido medio de plomo de 0,25 gramos por litro y un índice de octanos inferior a 92 RON;

nafta especial: es un derivado liviano, con un contenido medio de plomo de 0,25 gramos por litro y un índice de octanos superior a 92 RON. En ambos tipos de naftas se trata de precios «sugeridos» de venta al público –estimados con y sin contenido impositivo–;

gas oil: es un derivado intermedio que tiene un índice de cetano de entre 44 y 50, un punto de inflamación entre 40 y 55 grados centígrados y un contenido de azufre inferior al 1%. Se trata de precios de venta al público en surtidor –diferenciando, además, el precio sin contenido impositivo alguno–;

kerosene: se trata del precio final al consumidor (con y sin impuestos);

fuel oil: es un derivado pesado del petróleo con un bajo contenido de azufre (inferior al 1%), y los precios considerados corresponden a planta de despacho de distribución o «puerta de destilería» (con y sin impuestos).

En cuanto a los precios de los subproductos petroleros bajo análisis, cabe señalar que desde 1990 los mismos no se hallan sujetos a ningún tipo de regulación oficial –al margen de la que deviene de las modificaciones en las respectivas cargas impositivas–. No obstante, el mercado doméstico de los derivados de petróleo se encuentra en gran medida condicionado por los “precios sugeridos” por Y.P.F., en torno a los cuales tienden a alinearse los precios de las restantes empresas productoras (se trata de un mercado oligopólico fuertemente concentrado, no sujeto a regulación oficial alguna). El poder decisivo de Y.P.F. en la determinación de los precios domésticos está directamente asociado a la morfología de dicho mercado (oligopolio concentrado), donde el 59,1% de la elaboración en refinerías –en 1993– correspondió a Y.P.F., proporción que se eleva al 88,7% de incluir a las firmas Esso (15,8%) y Shell (13,8%). Este rasgo se reproduce en cada uno de los submercados involucrados. Por ejemplo, en lo referido a las naftas (comunes y especiales), Y.P.F. explica el 51,1% de las ventas al mercado interno, Shell el 22,5% y Esso el 16,0%, en tanto, de las ventas de gas oil, Y.P.F. concentra el 53,8% del total, mientras que las ventas de Shell y de Esso representan, respectivamente, el 15,4% y el 19,8%.

La información básica sobre la evolución de los precios de los distintos combustibles es la proporcionada por la Subsecretaría de Combustibles, y por el Subgrupo de Trabajo Nro. 9, Política Energética del MERCOSUR (Boletín de Combustibles). A partir de tal información, y con el objetivo de contar con un único indicador representativo de la evolución conjunta de los cinco derivados del petróleo considerados, se optó por calcular un precio promedio de los mismos. A tal fin, se ponderaron los correspondientes precios mensuales (con y sin impuestos) por su respectiva participación en el consumo interno agregado,²³ de acuerdo con la siguiente estructura:

²² Se trata de aquellos combustibles derivados del petróleo de mayor significación económica.

²³ En base a información correspondiente al año 1993.

Cuadro II.3.i

Estructura del consumo interno de combustibles

(porcentajes)

Tipo de combustible	Participación
<i>nafta común</i>	15,4
<i>nafta especial</i>	19,7
<i>gas oil</i>	47,1
<i>kerosene</i>	3,1
<i>fuel oil</i>	14,7

FUENTE: SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES.

A partir de la adopción de tales criterios de homogeneización de los bienes a considerar, de sus respectivos precios de venta al público (con y sin impuestos), y de la consiguiente estimación del precio medio resultante, en el CUADRO II.3.1. se sintetiza la evolución de los correspondientes valores en el período comprendido entre marzo de 1991 y junio de 1996.

Una primera lectura de la información presentada en el CUADRO II.3.1. denota la presencia de comportamientos muy disímiles en el período marzo de 1991 a junio de 1996 entre, por un lado, las naftas (con incrementos más acentuados en el caso de la especial y, en general, en los precios con impuestos) y, por otro, el gas oil y el fuel oil, que revelan caídas que fluctúan entre el 18,8% y el 2,7%, respectivamente. De resultados de esa contrastante evolución, el precio promedio ponderado de los combustibles líquidos registra un decrecimiento de 2,7% que, como producto de los incrementos en las tasas impositivas que recaen sobre los precios finales, tiene como resultado agregado un suba en tal precio promedio equivalente a 25,4%.

De las consideraciones precedentes se infiere que, en principio, con un importante grado de recurrencia oficial a instrumentos tributarios, la evolución relativa de los precios de los combustibles líquidos ha tendido a favorecer a aquellos más ligados a los sectores productivos y a ciertos servicios (como en el caso del transporte), en detrimento de los derivados del petróleo más asociados a su consumo como bienes finales.

Cuadro II.3.1

Precios de los principales combustibles líquidos

(\$/lt., excepto fuel oil \$/Kg.)

Tipo de combustible	mar-91	ene-92	ene-93	jul-93	ene-94	jul-94	ene-95	jul-95	ene-96	jun-96
<i>Sin impuestos</i>										
NAFTA (hasta 92 Ron)	0,2430	0,2185	0,2504	0,2873	0,2550	0,2605	0,2744	0,2506	0,2500	0,2670
NAFTA (más de 92 Ron)		0,2389	0,2551	0,3117	0,2900	0,3088	0,3293	0,3136	0,3440	0,3340
GASOIL	0,2580	0,2070	0,1968	0,2148	0,2206	0,2162	0,2252	0,2100	0,2100	0,2100
KEROSENE	0,2630	0,2146	0,1968	0,2148	0,2123	0,2244	0,2334	0,2244	0,2230	0,2420
FUEL OIL	0,1330	0,1086	0,1033	0,1124	0,1124	0,1134	0,1134	0,1288	0,1290	0,1290
<i>Al público</i>										
NAFTA (hasta 92 Ron)	0,5160	0,5400	0,5500	0,5950	0,5690	0,5790	0,5960	0,5740	0,5740	0,6340
(mar-91=100)	100,0	104,7	106,6	115,3	110,3	112,2	115,5	111,2	111,2	122,9
NAFTA (más de 92 Ron)	0,6310	0,6600	0,6880	0,7570	0,7510	0,7790	0,8040	0,7950	0,7950	0,8200
(mar-91=100)	100,0	104,6	109,0	120,0	119,0	123,5	127,4	126,0	126,0	130,0
GASOIL	0,3240	0,3100	0,2400	0,2620	0,2690	0,2640	0,2750	0,2630	0,2630	0,2630
(mar-91=100)	100,0	95,7	74,1	80,9	83,0	81,5	84,9	81,2	81,2	81,2
KEROSENE	0,2760	0,2700	0,2400	0,2620	0,2590	0,2740	0,2850	0,2810	0,2790	0,3030
(mar-91=100)	100,0	97,8	87,0	94,9	93,8	99,3	103,3	101,8	101,1	109,8
FUEL OIL	0,1600	0,1540	0,1231	0,1340	0,1340	0,1340	0,1340	0,1560	0,1560	0,1560
(mar-91=100)	100,0	96,3	76,9	83,8	83,8	83,8	83,8	97,5	97,5	97,5
<i>Promedio Combustibles*</i>										
Sin impuestos	0,2387	0,2008	0,2028	0,2300	0,2234	0,2264	0,2371	0,2252	0,2311	0,2323
(mar-91=100)	100,0	84,2	85,0	96,4	93,6	94,9	99,3	94,4	96,8	97,3
Al público	0,4495	0,4665	0,4751	0,5204	0,5122	0,5294	0,5465	0,5370	0,5367	0,5638
(mar-91=100)	100,0	103,8	105,7	115,8	114,0	117,8	121,6	119,5	119,4	125,4

* Promedio ponderado por volumen de consumo interno.

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DE LA SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES.

II.4 Energía eléctrica

En el ámbito de la industria de la energía eléctrica, el reordenamiento sectorial que se evidencia desde fines de la década del ochenta, y que se profundiza a partir de la vigencia de la convertibilidad, se estructura sobre tres componentes esenciales. Primero, un nuevo marco regulatorio que involucra a las distintas fases de transformación de la energía eléctrica. Segundo, la desintegración vertical y horizontal de las empresas públicas, y la privatización de las mismas. Por último, cambian la configuración de la estructura tarifaria y la forma de regulación y determinación de los costos y precios del sector.

En cuanto al aspecto regulatorio, se destaca la formulación de las normas de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), administrado por CAMMESA,²⁴ organismo responsable de ordenar las transacciones entre los oferentes de energía eléctrica (generadores) y sus demandantes mayoristas, ya sean distribuidores o grandes usuarios. Las empresas generadoras integradas al sistema interconectado venden su producción al Organismo Encargado de Despacho (OED) de CAMMESA, a un valor –precio “spot”– que equivale al costo marginal horario de corto plazo de generación del sistema.²⁵ El OED vende toda la energía demandada por los distribuidores a un precio único, de revisión trimestral, en función de las correspondientes proyecciones de oferta y demanda.

El modelo regulatorio que emana de la Ley N° 24.065 se funda en el reconocimiento de cuatro grandes actores del mercado eléctrico: los generadores, los transportistas, los distribuidores, y los grandes usuarios. La referida ley induce a la especialización de cada empresa (generadora, transportista o distribuidora) en una sola de las fases del proceso de transformación de la energía eléctrica,²⁶ y parte del reconocimiento de distintas morfologías en cada uno de los submercados eléctricos. En la generación eléctrica, por ejemplo, existe un mercado potencialmente competitivo, mientras que la transmisión y distribución de electricidad conforman actividades monopólicas por naturaleza. En este marco, las transacciones entre generadores y distribuidores, o entre generadores y grandes usuarios,²⁷ no están sujetas a ninguna regulación tarifaria, mientras que las tarifas finales cobradas por las distribuidoras –así como la tarifa cobrada en concepto de “peaje” por los transportistas– son objeto de regulación por parte del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

De allí que las relaciones comerciales en el interior del MEM, libremente concertadas, sólo se establezcan entre generadores y distribuidores, o entre generadores y grandes consumidores; estos últimos, cabe reiterar, pueden contratar la provisión de energía eléctrica con los distribuidores, o directamente con los generadores. En este ámbito, donde tanto distribuidoras como grandes consumidores pueden contratar libremente la provisión y los precios de la energía, se inscribe el accionar de CAMMESA que, a través del OED, ordena y regula el funcionamiento y los precios del mercado mayorista.²⁸ En la concertación de los contratos referidos, se distinguen dos tipos de grandes usuarios:

²⁴ CAMMESA, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima, es una sociedad integrada en partes iguales por el Estado y cuatro asociaciones civiles que nuclean, respectivamente, a los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

²⁵ Se trata del costo marginal correspondiente al generador menos eficiente en operación.

²⁶ De allí que ninguna generadora, distribuidora o gran usuario pueda tener el control accionario sobre una empresa transportista, así como tampoco una distribuidora puede ejercer control sobre el capital de una generadora, y viceversa (Artículo 31 de la Ley N° 24.065).

²⁷ Los grandes usuarios están habilitados para contratar la provisión de energía eléctrica con los distribuidores, o directamente con los generadores.

²⁸ Los generadores integrados al sistema interconectado perciben un precio equivalente al costo marginal de corto plazo determinado con una periodicidad horaria, mientras que para los compradores –las distribuidoras– se fija en

- los Grandes Usuarios Mayores (GUMA), cuya demanda mínima debe ser de una potencia mayor o igual a 1 MW, con un consumo anual de energía mayor o igual a 4.380 MWh; a su vez, los contratos con las empresas generadoras deben cubrir como mínimo el 50% de su demanda, con una energía mínima de 4.380 MWh, y deben tener una duración mínima de un año;

- los Grandes Usuarios Menores (GUME), cuya potencia demandada debe ser mayor o igual a 0,1 MW e inferior a 2 MW, que deben contratar la totalidad de su demanda de potencia y energía, y cuyos contratos deben tener una duración mínima de dos años.

Hasta octubre de 1996 se contabilizó la existencia de 254 contratos GUMA y 410 contratos GUME. La importancia creciente del mercado mayorista se evidencia en la evolución reciente del volumen de energía eléctrica contratado directamente por distribuidoras y grandes usuarios (volumen que aumentara, entre enero de 1995 y junio de 1996, aproximadamente un 30%, en tanto bajaba el precio medio de la energía comprada bajo dicha modalidad –Cuadro II.4.i.–). Por otra parte, la relevancia del mercado mayorista para la comprensión de la evolución de los precios del sector se vislumbra en la creciente participación de los grandes consumidores en el total de energía contratada a través de dicho mercado –Cuadro II.4.ii.–. Esto último, a su vez, explica la baja ponderación que evidencian, en la estructura de ventas de las empresas distribuidoras, las categorías más altas de consumo industrial (mayor volumen de energía y potencia demandada); la participación de dichos rangos de consumo en el total de energía despachada por las empresas distribuidoras representa aproximadamente el 1%,²⁹ dado que los grandes consumidores industriales tienden a comprar directamente la energía eléctrica a las empresas generadoras.

Cuadro II.4.i

Mercado Mayorista-Contratos de abastecimiento

(volumen contratado y tarifa promedio)

	ene-95	jul-95	ene-96	jun-96
Total contratado MWh (ene-95=100)	2.253.741 100,0	2.618.476 116,2	2.789.526 123,8	2.926.028 129,8
Tarifa promedio (\$/MWh) (ene-95=100)	37,1 100,0	36,3 97,6	35,8 96,3	35,3 95,1

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DEL ENRE.

forma semestral, sujeto a revisiones trimestrales. Este último valor, representativo del mercado “spot” de energía eléctrica, es uno de los elementos esenciales en la fijación del precio final pagado por los usuarios, dado que las variaciones en aquél son de “reconocimiento automático” (*pass through*) en la determinación de las tarifas a aplicar por parte de las distribuidoras.

²⁹ El dato corresponde a Edenor, año 1994. La participación de los clientes industriales de alto consumo en el total de energía despachada por Edesur, en 1994, también representaba el 1%; para esta empresa, en el año 1995, dicha participación comprendía tan sólo el 0,5% del volumen total de energía despachada.

Cuadro II.4.ii
Participación de las Distribuidoras y los Grandes Usuarios
en el volumen de energía abastecido mediante contratos
 (porcentajes)

	ene-95	jul-95	ene-96	jun-96
Participación Distribuidoras	86,5	86,0	83,4	82,9
Participación Grandes Usuarios	13,5	14,0	16,6	17,0

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DEL ENRE.

Las series de precios analizadas en el presente informe corresponden a las tres Distribuidoras que se hicieron cargo del área de distribución de SEGBA³⁰ (en septiembre de 1992 se concretó la transferencia de dos de las tres unidades de negocio en que se dividió el área de distribución de SEGBA: EDENOR S.A. y EDESUR S.A.; la tercera unidad de negocio, EDELAP S.A., fue privatizada en diciembre del mismo año).

Las series de tarifas eléctricas para el período anterior a la privatización corresponden a las aplicadas por la ex-SEGBA. A partir de septiembre de 1992 las tarifas corresponden a las aplicadas por EDESUR y EDENOR (en el caso de EDELAP, a partir de diciembre de 1992). Dichas tarifas se encuentran dolarizadas,³¹ y se ajustan semestralmente de acuerdo con una fórmula polinómica que combina variaciones en el índice de precios al consumidor (CPI) y el índice de precios al por mayor de productos industriales (PPI), en ambos casos de Estados Unidos.

Otro componente esencial para el recálculo y ajuste periódico del precio de la energía eléctrica surge del precio del mercado “spot”.³² Las programaciones estacionales a cargo de CAMMESA son de carácter semestral: al iniciarse el período invernal (del 1 de mayo al 31 de octubre) y al comienzo del verano (del 1 de noviembre al 30 de abril).³³

La configuración de la estructura tarifaria sufrió diversas modificaciones con el traspaso de la actividad al sector privado. Esto plantea una complejidad similar a la descrita para el caso de la distribución de gas natural, en cuanto a la dificultad de construir, para el sector eléctrico, una serie homogénea de precios que permita realizar comparaciones entre las tarifas anteriores y posteriores a la privatización. Este inconveniente puede ser superado a partir de la metodología desarrollada por la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), que permite presentar series homogéneas de precios de electricidad para una amplia gama de usuarios “tipo”.³⁴

Al respecto, se han seleccionado, por considerarlos como los tipos de consumo más representativos para los cuales existe información homogénea que abarca la totalidad del período bajo análisis, los siguientes tipos de usuario:

³⁰ El Proyecto cuenta en su base de datos con los precios de la energía eléctrica vigentes en el resto de las provincias del país, información provista por la Secretaría de Energía, Dirección General de Cooperación y Asistencia Financiera.

³¹ Ver Contratos de Concesión del Servicio de Distribución de energía eléctrica (Subanexo II), donde se explicita que las tarifas de distribución de energía eléctrica están fijadas en dólares a la paridad cambiaria vigente.

³² Dicho precio se deriva de las programaciones estacionales que realiza CAMMESA a través del Organo Encargado de Despachos (OED).

³³ Tales programaciones están sujetas a una reprogramación trimestral cuyo objeto es captar posibles alteraciones del mercado respecto a las proyecciones originales realizadas para cada estación. Por ello, en la práctica, el ENRE ha ajustado los precios finales de la electricidad trimestralmente.

³⁴ Se distinguen en dicha tipología ocho categorías de consumidores residenciales, nueve de consumidores comerciales y nueve de consumidores industriales.

Cuadro II.4.iii
Usuarios “tipo” de electricidad seleccionados

Tipo de usuario	Potencia (kW)	Energía (kWh/mes)
<i>Residencial</i>		
Rd	3	200
Rg	10	1.600
<i>Comercial</i>		
Ce	20	2.000
Ci	200	50.000
<i>Industrial</i>		
Ic	30	5.000 (1 turno)
Ih	1.750	500.000 (2 turnos)
Ii	10.000	5.000.000 (3 turnos)

FUENTE: COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL (CIER).

Las series de precios de la electricidad analizadas en el presente documento corresponden a las elaboradas por la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG), que se basa en la metodología desarrollada por la CIER.³⁵ A partir de enero de 1995,³⁶ sin embargo, la CTMSG decidió ampliar la gama de usuarios tipo a considerar para las comparaciones de tarifas industriales (manteniendo los tipos residenciales y comerciales según la metodología CIER) de nueve a doce rangos de consumo. La nueva configuración de la estructura tarifaria para consumos industriales no coincide estrictamente con la que corresponde a la metodología de la CIER.³⁷ No obstante, a fin de presentar series homogéneas de precios, se han seleccionado de la nueva tipificación del consumo industrial realizada por la CTMSG aquellas categorías tarifarias que coinciden exactamente con las aplicadas bajo la metodología anterior.³⁸

Si bien se mantiene la nomenclatura original correspondiente a la metodología de la CIER, a partir de enero de 1995 la categoría de consumo industrial “Ic” corresponde al nuevo usuario típico “I3”, “Ih” corresponde a “I9”, en tanto “Ii” corresponde a “I11”.³⁹ Las tarifas por tipo de usuario presentadas en este documento corresponden a los promedios de los precios de EDELAP, EDENOR y EDESUR.⁴⁰ Con el objeto de contar con un indicador agregado de la evolución

³⁵ La tipificación CIER se determinó mediante la Resolución CIER 89-13 de la Reunión del Comité Central de dicha institución, Asunción, noviembre de 1989.

³⁶ De acuerdo con lo convenido en el II Encuentro de Distribución de Energía Eléctrica del MERCOSUR.

³⁷ La modificación de la nomenclatura con que se presentan los nuevos usuarios industriales “tipo” lo demuestra; la metodología CIER establece 9 rangos correlativos de consumo de energía y potencia requerida (del “Ia” hasta el “Ii”), en tanto la nueva configuración de la tipología de consumo industrial presenta 12 categorías de consumo (de la “I1” a la “I12”).

³⁸ Cabe reiterar que la modificación de la tipología de consumidores típicos a partir de 1995 sólo se efectuó para el caso de los consumos industriales.

³⁹ Los niveles de potencia y energía demandados para los casos Ic e Ih, presentados en el cuadro, coinciden exactamente con los niveles de potencia y energía estipulados para los nuevos usuarios típicos industriales I3 e I9. El caso Ii coincide en el nivel de energía demandada (5.000.000 kWh) pero discrepa levemente en el nivel de potencia demandada (10.000 kW para el caso Ii, y 11.000 kW para el caso I11). Se ha supuesto con fines analíticos que se trata del mismo consumidor tipo.

⁴⁰ Los precios están expresados en milésimas de dólar por kWh, siendo la conversión de moneda local a dólares estadounidenses, realizada al tipo de cambio libre vigente (1 u\$s = 1 peso, en el período bajo análisis).

del precio de la energía eléctrica se estimó una tarifa promedio (ponderado) a partir de la estructura de ventas de EDENOR⁴¹ (correspondiente al año 1994).

Cuadro II.4.1
Precios de la energía eléctrica
(en milésimas de u\$/KWh)

	mar-91	abr-91	set-91	ene-92	set-92	nov-92	may-93	nov-93	may-94	nov-94	may-95	nov-95	jun-96
<i>(mills. de u\$/kWh)</i>													
Rd / Si	82,0	76,0	64,0	78,6	88,6	90,8	96,1	80,9	81,0	80,7	83,6	81,8	85,7
Rg / Si	159,0	102,0	85,0	94,1	60,1	61,8	67,1	51,5	45,7	48,0	51,6	49,0	52,4
Ce / Si	160,0	95,0	79,0	101,3	107,1	137,6	142,1	128,4	146,2	136,7	134,4	136,6	140,4
Ci / Si	108,0	88,0	78,0	92,8	95,4	84,8	102,3	88,6	94,8	90,1	90,4	90,6	94,1
Ic / Si ¹	140,0	111,0	79,0	117,5	107,1	110,3	114,8	100,9	111,3	105,3	104,4	105,5	108,9
Ih / Si ²	84,0	66,0	54,0	68,9	68,9	68,3	74,9	62,1	66,8	62,7	55,3	56,2	58,5
Ii / Si ³	56,0	41,0	30,0	43,3	47,7	50,8	54,1	41,5	43,6	40,7	39,0	39,1	41,3
Promedio ⁴	93,1	76,6	64,0	79,3	82,3	82,9	90,0	75,8	78,6	76,3	75,3	74,8	78,1
<i>(mar-91=100)</i>													
Rd / Si	100,0	92,7	78,0	95,9	108,0	110,8	117,2	98,6	98,8	98,4	101,9	99,8	104,5
Rg / Si	100,0	64,2	53,5	59,2	37,8	38,9	42,2	32,4	28,7	30,2	32,4	30,8	33,0
Ce / Si	100,0	59,4	49,4	63,3	66,9	86,0	88,8	80,3	91,4	85,4	84,0	85,4	87,8
Ci / Si	100,0	81,5	72,2	85,9	88,3	78,5	94,7	82,1	87,8	83,4	83,7	83,9	87,1
Ic / Si ¹	100,0	79,3	56,4	83,9	76,5	78,8	82,0	72,1	79,5	75,2	74,6	75,4	77,8
Ih / Si ²	100,0	78,6	64,3	82,0	82,0	81,3	89,2	74,0	79,5	74,6	65,8	67,0	69,7
Ii / Si ³	100,0	73,2	53,6	77,3	85,2	90,8	96,6	74,0	77,8	72,6	69,6	69,8	73,8
Promedio ⁴	100,0	82,4	68,7	85,2	88,4	89,1	96,7	81,5	84,5	82,0	80,9	80,4	83,9

Nota: las fechas para las cuales se presentan las tarifas corresponden a los cambios significativos de la serie.

¹ A partir de 1995, corresponde a la categoría I3 de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande.

² A partir de 1995, corresponde a la categoría I9 de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande.

³ A partir de 1995, corresponde a la categoría I11 de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande.

⁴ Promedio ponderado por la estructura de ventas de EDENOR (1994).

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DE LA COMISIÓN TÉCNICA MIXTA DE SALTO GRANDE (CTMSG), DE LA COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL (CIER) Y DEL ENRE.

⁴¹ Se supuso, en base a las estimaciones efectuadas por el INDEC sobre el consumo residencial medio de electricidad, que el 90% del mismo corresponde al consumo residencial bajo (en la tipología utilizada, a la categoría Rd).

Una primera y rápida lectura de la información presentada en el CUADRO II.4.1. resulta suficiente para inferir que durante la vigencia del Plan de Convertibilidad se han verificado profundas mutaciones en la estructura tarifaria, tanto entre las diferentes categorías de consumidores como, también, en el interior de los distintos tipos de consumos. Al respecto, basta con resaltar que en marzo de 1991, los precios medios pagados por los consumidores residenciales de altos consumos (Rg) superaban en un 13,6% a los que les correspondían a la pequeña industria (Ic), mientras que en junio de 1996, las tarifas de los primeros se ubican por debajo de la mitad de la que deben abonar los pequeños consumidores industriales. Por otro lado, mientras las tarifas para los consumidores residenciales se incrementaron el 4,5% en el caso de los bajos consumos, las correspondientes a los segmentos de altos consumos medios se redujeron a menos de la tercera parte.

Si bien tales mutaciones involucran a la estructura tarifaria en su conjunto, las transformaciones más intensas se manifiestan en el interior de los consumidores residenciales y reflejan, en última instancia, un cambio profundo en los propios criterios sobre los que se sustenta la determinación de tales tarifas. En efecto, en marzo de 1991, los precios medios netos de impuestos que pagaban los usuarios residenciales de bajos consumos representaban poco más de la mitad de los correspondientes a sus similares de altos consumos. En junio de 1996, tal relación se invierte en forma radical, de forma tal que los primeros equivalen a 1,6 veces los segundos.

Por otro lado, haciendo abstracción de esas profundas asimetrías en los precios medios de la energía eléctrica residencial, la generalizada reducción tarifaria alcanza su mayor intensidad en el ámbito de la industria –entre el 25% y el 30% entre marzo de 1991 y junio de 1996–, al tiempo que las actividades comerciales se ubican en una situación intermedia.

De todas maneras, cabe resaltar que en términos agregados –ponderados los respectivos consumos según tipo de usuarios– las tarifas medias de la energía eléctrica revelan una caída de 16,1% entre marzo de 1991 y junio de 1996.

II.5 Telecomunicaciones

Dadas sus particulares características tecnológicas, este sector se diferencia marcadamente de otros servicios públicos recientemente privatizados. Si bien presenta una estructura de red con altos costos hundidos al igual que otros sectores tales como gas, electricidad, o aguas, éstos últimos muestran una relativa estabilidad y madurez en la tecnología y, además, un mayor grado de cobertura de las respectivas redes.

Asimismo, el sector de telefonía y telecomunicaciones exhibe un ritmo de innovación muy superior al del resto de los sectores privatizados en el país. De hecho, se verificarán en los próximos años profundas transformaciones en la naturaleza de este mercado, tanto a partir del crecimiento de aquellos tramos de servicios expuestos a formas competitivas de prestación, como debido a la aparición de nuevos servicios con alto valor agregado utilizando la capacidad de las redes instaladas. Los cambios en curso en la tecnología de las redes implican profundas transformaciones en los parámetros de la estructura de costos, de manera tal que, transitoriamente, pierde sentido técnico y económico el criterio de costo marginal.

En cuanto a las cláusulas tarifarias incluidas en el marco regulatorio del servicio de telecomunicaciones, se observa que éstas sufrieron diversas modificaciones desde su formulación original en el inicio del proceso de privatización de la ex-Entel. Algunas de ellas se remontan al período previo al Plan de Convertibilidad, mientras que otras se inscriben, en buena medida, en el nuevo contexto operativo que devino de tal programa de estabilización.

En el lapso comprendido entre la sanción del Pliego de Bases y Condiciones y la firma de los contratos de transferencia rigió un mecanismo tarifario que, por un lado, fijaba el requerimiento de que la tarifa básica de inicio de la gestión privada debía permitir obtener una tasa de retorno mínima (16%) y, por otro, estableció una cláusula de ajuste mensual (según el Índice de Precios al Consumidor) que no necesariamente guarda mayor relación con la evolución de los costos del servicio.⁴²

A pesar del significativo encarecimiento relativo del costo de las telecomunicaciones que conllevó tal metodología de ajuste tarifario, al momento de la firma de los contratos con las licenciatarias privadas se incorporó una nueva y complementaria cláusula de ajuste que morigeró el posible impacto sobre los costos empresarios de cambios sustantivos en los precios relativos de la economía. Se trata de la aplicación de una fórmula combinada de ajuste entre las variaciones en el IPC (60%) y en la paridad cambiaria con el dólar (40%) toda vez que en un mes –o como acumulado de tres meses consecutivos– la discrepancia entre ambas variables superara al 25% (Decreto Nro. 2332/90). Esta nueva metodología de ajuste fue aplicada entre el mes de la toma de posesión (noviembre de 1990) y el mes de marzo de 1991, ya que la sanción de la Ley de Convertibilidad dejó sin efecto toda cláusula de reajuste o indexación de precios.

Por otro lado, siguiendo en parte los lineamientos incluidos en el Pliego de Bases y Condiciones, se establecieron tres subperíodos en los que se aplicarían distintas metodologías de actualización de las tarifas. En el primero de ellos, el llamado «período de transición» (los dos primeros años de gestión), los ajustes según la evolución del IPC debían realizarse cada seis meses.⁴³ En el segundo, el «período de exclusividad» (los tres años posteriores), las empresas licenciatarias se comprometían a reducir el nivel general de sus tarifas en un 2% anual en térmi-

⁴² De allí que durante ese período -de enero de 1990 a principios de noviembre del mismo año-, caracterizado por un muy acelerado ritmo inflacionario, la aplicación de tales ajustes derivó en márgenes de rentabilidad muy superiores a los previstos para el momento de la transferencia del servicio.

⁴³ Como ya se señaló, ésta cláusula fue ligeramente modificada en los contratos definitivos por un lado, al fijarse que tal ajuste se realizaría mensualmente, y por otro, al incorporarse otra posibilidad de ajuste relacionada con la evolución del tipo de cambio respecto al dólar.

nos reales⁴⁴ respecto a la evolución del IPC. Por último, en el «período de prórroga de la exclusividad» (otros tres años), tal reducción tarifaria debería ser equivalente al 4% anual en términos reales. Estas dos últimas condiciones (puntos 12.4. y 12.5. del Pliego de Bases y Condiciones) quedaron expresamente incorporadas en los contratos de transferencia del servicio.

Las consideraciones precedentes sintetizan, en lo esencial, el marco regulatorio sectorial en materia de tarifas que, ante la promulgación de la Ley Nro. 23.928 (Ley de Convertibilidad) se vio radicalmente alterado en todo lo concerniente a la posible aplicación de cláusulas de ajuste o de actualización monetaria. De allí que entre el 1° de abril de 1991 y noviembre del mismo año no se registró modificación alguna en el valor del pulso telefónico.

Con la sanción del Decreto Nro. 2585 a fines de noviembre de 1991, por el que se aprueban los acuerdos celebrados entre el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y las dos empresas licenciatarias, se establece finalmente que el valor del pulso telefónico pasa a ser expresado en dólares estadounidenses y puede ser actualizado –en forma semestral– según las variaciones en el Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU.. Asimismo, mediante dicho decreto se autoriza la reestructuración de los cuadros tarifarios «sin que ello signifique la modificación de la tarifa promedio».⁴⁵

De tal marco regulatorio surge, entonces, la evolución del pulso telefónico como el indicador básico del costo del servicio. Sin embargo esta forma de tasación, heredada de las tecnologías electromecánicas, en el marco de las cuales el costo del consumo según “ritmo de tasación” (pulsos por minuto) se torna fundamental, pierde representatividad ante la implementación de nuevas tecnologías. En efecto, en la era digital, la duración de la llamada en determinada banda horaria se convierte en el indicador más apropiado, lo cual, por otra parte, señala la necesidad de explicitar las estructuras de costos y tráfico.⁴⁶

En la práctica, y en alguna medida como estrategia negociadora ante el proceso de rebalanceo de las tarifas telefónicas (las audiencias del RBT de fines de 1996), las empresas licenciatarias que gozan del período de exclusividad (Telefónica S.A. y Telecom S.A.), han venido restringiendo –o afirmando no contar con– la información crítica referida a las matrices de tráfico y la estructura de costos requeridas para la construcción de un indicador de la evolución de los precios de una “canasta” de productos para un usuario “tipo” del servicio de telefonía.

Por ello, y a manera de aproximaciones, en el marco del proyecto se han relevado las series del PTFO observado (pulso telefónico) de la oficina reguladora (la Comisión Nacional de Telecomunicaciones –CNT–, dependiente de la Secretaría de Comunicaciones) y una muestra de series de facturas de servicio telefónico de las empresas en cuestión. Éstas han sido contrastadas con la evolución del indicador de evolución del costo de la telefonía residencial, elaborado por el INDEC en el marco del IPC (Índice de Precios al Consumidor) y en base a la estructura de consumo revelada por la Encuesta

⁴⁴ El Decreto Nro. 677/90 explicita que para tal reducción tarifaria «no se permitirá compensación alguna entre Tráfico Internacional y Tráfico Local, debiendo lograrse la reducción mencionada en forma aislada en cada uno de los dos tráficos».

⁴⁵ Ello legaliza, en buena medida, la compensación de reducciones en las tarifas internacionales e interurbanas -cumplimentando los requisitos contractuales a aplicarse a partir del tercer año de gestión privada- con incrementos en el valor del pulso del tráfico local-urbano. El argumento subyacente alude a los denominados “precios de Ramsey”, estilización teórica que pierde relevancia cuanto más competitivos sean los mercados incluidos en la canasta multiproducto. Esto es así por cuanto la validez del modelo depende de que las elasticidades estimadas de la demanda se refieran a la totalidad del mercado. Sin embargo, en un servicio parcialmente competitivo, el proveedor enfrenta una demanda parcial más elástica que la total.

⁴⁶ De hecho, algunos analistas afirman que en este contexto tecnológico también pierde relevancia relativa la distancia de la interconexión establecida.

de Gasto de Hogares de 1986.⁴⁷ En base al análisis se decidió adoptar, transitoriamente, esta última serie como estimación razonable de la evolución del costo del servicio.

El análisis comparativo presentado en el CUADRO II.5.1 sugiere que la evolución del valor del pulso telefónico es un pobre indicador de la variación del precio del servicio de telefonía. En tanto el valor del mismo ha aumentado, según los datos provistos por la CNT, en apenas un 11% durante el período considerado (marzo de 1991-junio de 1996), el indicador elaborado por el INDEC registra un incremento superior al 50% para el mismo lapso.

Cuadro II.5.1
Evolución de las tarifas telefónicas

	mar-91	ene-92	ene-93	ene-94	ene-95	ene-96	jun-96
Indice IPC (servicio telefónico) (mar-91=100)	100,0	115,0	132,1	137,2	140,9	148,3	150,3
Valor pulso observado (CNT) (u\$/pulso)	0,0392	0,0385	0,0397	0,0408	0,0419	0,0430	0,0436
Valor pulso observado (CNT) (mar-91=100)	100,0	98,2	101,3	104,1	106,9	109,7	111,2
Valor pulso Telecom (u\$/pulso)	0,0377	0,0381	0,0397	0,0408	0,0419	0,0430	0,0436
Valor pulso Telecom (mar-91=100)	100,0	101,1	105,3	108,2	111,2	114,1	115,6
Valor pulso Telefónica (u\$/pulso)	0,0370	0,0375	0,0397	0,0408	0,0408	0,0418	0,0436
Valor pulso Telefónica (mar-91=100)	100,0	101,1	107,1	110,0	110,0	112,9	117,6

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DEL INDEC, DE LA CNT, Y RELEVAMIENTOS PROPIOS DE FACTURAS EMITIDAS POR TELEFÓNICA Y TELECOM.

Tal como se anticipara, las discrepancias aludidas ponen en evidencia la característica compuesta del servicio telefónico, en tanto su costo real depende de varios cargos o factores, de la configuración de productos “típicos” (comunicaciones establecidas según banda horaria y distancia), y de la duración del pulso telefónico.

Debido a ello se prevé desarrollar, en el marco del Proyecto, un indicador más representativo que revele las variaciones en el costo real del servicio telefónico “tipo”, a partir de la ponderación de todos los tramos de la tarifa (cargo de instalación, costo fijo, pulsos consumidos, etc.), y de la estructura de tráfico presentada por las licenciatarias a la CNT en octubre de 1996.⁴⁸

⁴⁷ El índice está calculado teniendo en cuenta el consumo típico de hogares que surge de la Encuesta de Gastos de Consumo del INDEC de 1986. Este consumo está compuesto por 200 pulsos de abono telefónico, 100 pulsos libres y 190 pulsos excedentes.

⁴⁸ Es por ello que en el presente documento de trabajo, en la sección IV referida a los precios relativos, no se incluye al sector de telecomunicaciones.

III. Precios relativos

Como fuera señalado en la Presentación del documento, el estudio de las mutaciones en la estructura de precios relativos de la economía asociadas a los procesos de privatización de empresas públicas constituye uno de los ejes analíticos del Proyecto.

En ese marco, como una primera aproximación al tema, en esta sección se utilizan los distintos indicadores de la evolución tarifaria de algunos de los principales servicios públicos privatizados que han sido elaborados en el marco del Proyecto y se los compara con la dinámica del Índice de Precios al Consumidor (IPC) y/o con la del Índice de Precios al por mayor, según el tipo de servicio de que se trate. En todos los casos, el horizonte temporal de análisis abarca el período comprendido entre marzo de 1991 y junio de 1996, contemporáneo a la vigencia de la ley de Convertibilidad.

En cuanto al índice correspondiente a los precios al por mayor, cabe incorporar algunas precisiones vinculadas con los criterios adoptados frente a los cambios metodológicos introducidos por el INDEC en la elaboración de los indicadores de los precios en su etapa mayorista. Al respecto, en los ejemplos considerados se presentan tanto la serie del IPM con base 1981=100 (que concluye en diciembre de 1995), como la que corresponde a uno de los componentes del nuevo Sistema de Índices de Precios Mayoristas (SIPM) –que reemplaza al IPM a partir de enero de 1996–: el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) con base 1993=100, el que más se asemeja al IPM. Asimismo, en la generalidad de los casos, se incorpora como referencia de la evolución de los precios mayoristas a lo largo del período bajo análisis el empalme realizado por el INDEC entre ambas series que, como se señalará más adelante, conlleva ciertas limitaciones en términos de algunos de los objetivos analíticos del presente Proyecto.

El cambio de base, y las modificaciones en la muestra de bienes relevados, en sus respectivas ponderaciones, en el grado de cobertura y de unidades informantes del nuevo Sistema de Índices de Precios Mayoristas (SIPM), traen aparejadas una serie de dificultades para el empalme de ambas series que, por sus características, tienden a verse agravadas cuanto mayor sea el nivel de desagregación de los componentes del índice de precios mayoristas. A las dificultades naturales de todo empalme se le adicionan aquellas que remiten a la necesaria adopción de los nuevos criterios de clasificación de las actividades económicas (CIU Rev. 3, en reemplazo de la CIU Rev.2 sobre la que se estructuraba la desagregación sectorial de la serie de IPM base 1981=100), y también la referida a los productos y niveles (Clasificación Central Provisional de Productos –CPC–), en ambos casos elaboradas y recomendadas por las Naciones Unidas.

Antes de analizar estas dificultades cabe explicitar brevemente en qué consisten algunas de las principales modificaciones aludidas. El SIPM presenta tres índices diferentes: el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), el Índice de Precios Internos Básicos al por Mayor (IPIB), y el Índice de Precios Básicos del Productor (IPP). El IPIM mide la evolución de los precios de los productos de origen nacional e importado ofrecidos en el mercado interno; los precios relevados incluyen el IVA, los impuestos internos y otros gravámenes, tales como el impuesto a los combustibles. El IPIB tiene igual cobertura que el IPIM, pero los precios relevados se consideran sin impuestos. Por su parte, el IPP mide la evolución de los precios, sin impuestos, de productos exclusivamente de origen nacional (excluyendo las importaciones).

En ese marco, para el análisis de la evolución relativa de los precios de los distintos servicios públicos privatizados se decidió utilizar el IPIM, dado que su cobertura y los criterios que sustentan su cálculo son los que más se asemejan al anterior Índice de Precios al por Mayor (base 1981=100).

A fin de contar con una serie continua que permita realizar comparaciones que comprendan la evolución de los precios mayoristas antes y después de la modificación de la

base, el INDEC ha realizado un empalme⁴⁹ entre las dos series disponibles.⁵⁰ Tal empalme conserva las variaciones mensuales de los precios reflejadas por la serie base 1981=100. Sin embargo, tales variaciones difieren sensiblemente de los cambios expresados por el nuevo IPIM para el trienio 1993-1995. Así, por ejemplo, entre enero de 1993 y diciembre de 1995 (período para el cual el relevamiento se efectuó con ambas metodologías) el nivel general de los precios mayoristas aumenta el 11,4%, según el IPM (1981=100), y el 8,7% de acuerdo con el IPIM (1993=100).

En tal sentido, en el Cuadro III.1. se sintetizan los valores resultantes según sea el índice de precios mayoristas que se considere.

Cuadro III.1

Evolución del nivel general de los precios mayoristas del INDEC.

(índices)

	IPM (base 1981=100)		Empalme INDEC		IPIM (base 1993=100)
	Marzo 1991=100	Enero 1993=100	Marzo 1991=100	Enero 1993=100	Enero 1993=100
Marzo 1991	100,0	-	100,0	-	s/d
Enero 1993	106,9	100,0	106,9	100,0	100,0
Diciembre 1995	119,1	111,4	119,1	111,4	108,7
Junio 1996	s/d	s/d	121,3	113,5	110,7

s/d: Sin datos.

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DEL INDEC.

Tales discrepancias son, en gran medida, resultantes naturales de la utilización de dos distintas metodologías de estimación de los cambios en los precios al por mayor, con distintas ponderaciones inter-rama y diferencias en los precios relativos de la base. En tal sentido, las diferencias resultan aún más significativas si se observa la evolución de los precios con un mayor nivel de desagregación. A manera de ejemplo, en idéntico período, los productos agrícolas aumentan 23,1% y 9,9% según la vieja y la nueva serie, respectivamente; por su parte, los productos pecuarios aumentan un 4,7% según el IPM (base 1981=100), y un 8,1% si se considera el IPIM (base 1993=100),⁵¹ también entre enero de 1993 y diciembre de 1995.

⁴⁹ Dicho empalme comprende solamente los índices del nivel general de los precios mayoristas, los nacionales y los importados, y fueron publicados para el período 1986-1995 (INDEC, "Sistema de Precios Mayoristas, Base 1993, Metodología", Buenos Aires, 1996), estando disponibles en el INDEC las series completas desde 1956.

⁵⁰ La serie del nivel general del índice anterior (IPM, base 1981=100) se transformó a la nueva base (1993=100) dividiéndola por un coeficiente de empalme del nivel general (CEG). Este coeficiente resulta de dividir el índice de diciembre de 1995 correspondiente a la base anterior (1981=100) por el índice de diciembre de 1995 base 1993=100. De esta forma, en la serie empalmada, se conservan las variaciones porcentuales de la vieja serie hasta diciembre de 1995, momento a partir del cual es reemplazada.

⁵¹ Nótese que para el caso de los productos agrícolas el aumento es mayor si se observa la serie IPM (base 1981=100), en tanto para los productos pecuarios se da la situación inversa.

En función a ello, en el marco del Proyecto se decidió realizar el análisis de la evolución relativa de los precios de los servicios públicos privatizados en función de los cambios evidenciados, en el período marzo 1991-junio 1996, por los dos índices de precios mayoristas; en un caso considerando el subperíodo marzo 1991 a diciembre 1995 y, en el otro, el lapso comprendido entre enero 1993 y—en el presente documento— junio 1996.⁵² Ello se inscribe en la necesidad de atender, a la vez, al objetivo ulterior de relevar los cambios en la estructura de precios relativos de la economía con un mayor nivel de desagregación.

A continuación se realiza un primer análisis, a partir de la comparación de las evoluciones de los precios de los servicios públicos privatizados con los indicadores de precios referidos (IPC e IPM / IPIM), de las variaciones en la estructura de precios relativos de la economía desde el inicio de vigencia del Plan de Convertibilidad.

Al respecto, se otorga singular importancia al análisis de la evolución de los precios relativos del gas natural, la energía eléctrica y los combustibles líquidos. Contrariamente a lo que ocurre en casos tales como el costo de los peajes o de las telecomunicaciones, en donde sólo excepcionalmente el precio del servicio impacta significativamente en la estructura de costos de los sectores productivos, el precio de los energéticos incide de manera variable pero relevante — y, en ocasiones, determinante— en ésta. De tal manera, el seguimiento detallado de la evolución de los precios del gas natural, de los combustibles líquidos más importantes y de la electricidad, se torna prioritario en el análisis de los cambios en la estructura de precios relativos de la economía. Asimismo, el estudio conjunto de estos indicadores reviste, en algunos casos, una importancia aun mayor dadas las relaciones parciales de sustituibilidad y el sistema de señales implícito que conforman, orientando muchas de las decisiones de inversión en las industrias y los servicios, así como en el gasto de los hogares.

⁵² Cabe reiterar que la serie con base 1981=100 fue discontinuada a partir del año 1996, por lo cual la construcción de indicadores de precios relativos efectuada a partir de la misma no puede comprender a los meses posteriores a diciembre de 1995, momento a partir del cual el análisis se refiere exclusivamente a lo reflejado por la nueva serie (IPIM).

III.1 Corredores viales

La evolución de las tarifas de peaje de los corredores viales nacionales concesionados incide sobre el conjunto de las actividades económicas. Estilizando el comentario, el comportamiento de las mismas repercute sobre los costos de transporte y/o de distribución, así como sobre el consumo familiar. De allí que el efecto real de los ajustes periódicos en las tarifas de peaje remite a la consideración de los índices de precios al por mayor y al consumidor.

En tal sentido, como puede observarse en el CUADRO III.2., la evolución relativa de las tarifas de los corredores viales difiere sustancialmente según se la compare respecto al Índice de Precios al Consumidor (IPC), o a los índices que reflejan la evolución de los precios mayoristas (IPM / IPIM y el “empalme” elaborado por el INDEC). Así, en tanto la relación de las tarifas promedio (con base marzo de 1981=100) con el índice que mide los cambios en el nivel general de precios al consumidor (a/c en el cuadro) muestra que las mismas han crecido menos que el IPC entre marzo de 1991 y junio de 1996, lo opuesto sucede respecto a los índices de precios mayoristas (a/d, b/e, y a/f en el cuadro). En otras palabras, desde la perspectiva de los consumos familiares, los incrementos de las tarifas de peaje se ubican por debajo del ritmo de crecimiento de los restantes precios. En contraposición, tal evolución de las tarifas de peaje conlleva –ceteris paribus– un incremento real de su impacto sobre los costos de los sectores productivos.

En este último caso, según sea el indicador escogido, y siempre atendiendo a la insalvable discontinuidad de las series oficiales, las tarifas promedio del sector aumentan más que los precios mayoristas (19,4% entre marzo de 1991 y agosto de 1995, y 14,1% entre enero de 1993 y junio de 1996). Por su parte, de relacionar tal evolución con el “empalme” elaborado por el INDEC, también se verifica un ritmo de crecimiento superior al del nivel general de los precios al por mayor.

Cuadro III.2.

Evolución relativa de las tarifas de los Corredores Viales Nacionales Concesionados

(\$/100 Km. e índices)

	mar-91	jun-91	dic-91	jun-92	dic-92	jun-93	dic-93	jun-94	dic-94	jun-95	dic-95	jun-96
Tarifa promedio*	1,10	1,10	1,10	1,10	1,23	1,23	1,40	1,40	1,40	1,40	1,55	1,55
a. Tarifa promedio (mar-91=100)	100,0	100,0	100,0	100,0	111,3	111,3	127,5	127,5	127,5	127,5	140,6	140,6
b. Tarifa promedio (ene-93=100)						100,0	114,5	114,5	114,5	114,5	126,3	126,3
c. IPC Nivel Gral. (mar-91=100)	100,0	111,9	121,1	133,8	142,4	150,2	152,9	154,8	158,8	160,5	161,3	160,3
d. IPM Nivel Gral. (mar-91=100)	100,0	103,5	102,8	106,2	106,1	108,3	106,2	108,5	112,4	117,3	119,1	
e. IPIM Nivel Gral. (ene-93=100)						101,1	99,8	101,0	102,7	107,9	108,7	110,7
f. Empalme INDEC (IPIM, mar-91=100)	100,0	103,5	102,8	106,2	106,1	108,3	106,2	108,5	112,4	117,3	119,1	121,3
a/c	100,0	89,4	82,5	74,7	78,2	74,1	83,4	82,4	80,3	79,4	87,2	87,7
a/d	100,0	96,6	97,3	94,2	104,9	102,8	120,1	117,5	113,4	108,7	118,1	
a/f	100,0	96,6	97,3	94,2	104,9	102,8	120,1	117,5	113,4	108,7	118,1	115,9
b/c						98,9	114,8	113,4	111,5	106,2	116,2	114,1

* Promedio ponderado por volumen de tráfico (ver sección II.1.).

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DEL ÓRGANO DE CONTROL DE CONCESIONES VIALES (DNU) Y NORMATIVA VIGENTE.

III.2 Gas natural

En el área energética, particularmente en lo referido a la distribución del gas natural, se evidencia una profunda reconfiguración de la estructura de precios relativos según categorías de usuarios.⁵³ En el período bajo análisis (marzo 1991 a junio 1996), subyacen patrones evolutivos muy disímiles según se trate de consumidores residenciales, comerciales o industriales y, a la vez, de acuerdo a si el tipo de servicio es interrumpible o en firme.

En tal sentido, la configuración de la estructura de precios relativos según tipos de usuario corresponde, al comenzar el período analizado, a una etapa en que la fijación de los precios del sector respondía a objetivos que, en general, no se atenían a criterios estrictamente económicos, desde la perspectiva sectorial. En efecto, hasta los primeros años de la década de los noventa, los problemas de control inflacionario y de estabilización, de distribución del ingreso y de financiamiento público –a nivel macroeconómico– y la necesidad de expandir las respectivas redes de distribución –a nivel micro y mesoeconómico– tendieron a subordinar, en materia de fijación de precios, criterios alternativos que –probablemente– hubieran resultado en una mayor correspondencia entre los precios pagados por los usuarios finales y los respectivos costos de transporte y distribución del gas natural.⁵⁴

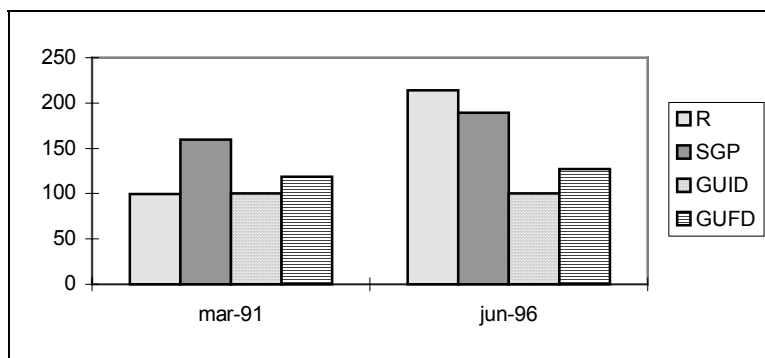
De allí que, a partir de la estructura tarifaria que caracterizaba al sector gasífero en marzo de 1991 se evidencia, a medida que transcurre el período bajo análisis (y que se concluyen las privatizaciones del sector), una tendencia hacia una reconfiguración de la estructura de los precios pagados por la provisión del servicio de distribución del gas natural. Ello implica, como se observa en el GRÁFICO III.2.i., un aumento relativo –de magnitud considerable– de los precios pagados por los consumidores residenciales en relación a las tarifas pagadas por los usuarios industriales.⁵⁵

Gráfico III.2.i

Distribución de gas natural

Estructura de precios relativos según categoría de usuarios*

(GUID = 100)



* R representa el servicio Residencial, SGP el Servicio General Pequeño, GUID el servicio Grandes Usuarios Interrumpible Distribución, y el GUFD el servicio Grandes Usuarios Firme Distribución (ver sección II.2.).

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DEL ENARGAS Y LA SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES.

⁵³ Lo mismo ocurre en el sector eléctrico (ver sección III.4).

⁵⁴ Cabe aclarar que este tipo de fijación de precios tuvo diversos efectos macroeconómicos y distributivos tal como la difusión de la provisión del gas natural a los hogares de un amplio subconjunto de la población del país.

⁵⁵ En tal sentido, se supone que la nueva estructura tarifaria, según categorías de usuario, refleja con mayor “fidelidad” los diferenciales de costos que resultan de las distintas escalas de consumo.

Esa reconfiguración de la estructura tarifaria conlleva un sustancial incremento en el consiguiente costo real del gas para los usuarios residenciales. En efecto, al comparar la evolución del precio del gas natural para los consumidores residenciales con la del IPC, se observa que la tarifa residencial del fluido aumenta significativamente entre marzo de 1991 y junio de 1996 (122,7%), superando ampliamente la evolución del costo de vida en el mismo período (60,3%), lo cual se refleja en el aumento del indicador de la evolución relativa del precio del gas residencial (a/b en el CUADRO III.2., que aumenta 38,9%). En otras palabras, desde la perspectiva del consumidor residencial, durante la vigencia de la ley de Convertibilidad se manifiesta un significativo incremento real en los costos del suministro del gas natural.⁵⁶

Por su parte, las tarifas que corresponden a los usuarios comerciales e industriales de gas natural aumentan un 11,0% entre marzo de 1991 y junio de 1996, reflejando una disminución en relación con la evolución de los precios mayoristas (-8,9%), si se considera el período marzo de 1991/diciembre de 1995 (c/e en el CUADRO III.2), y un leve aumento relativo (3,3%) si se compara con la evolución del nuevo índice de precios mayoristas (IPIM), entre enero de 1993 y junio de 1996 (d/f en el CUADRO III.2). De considerar sólo los precios correspondientes a los consumidores industriales (servicios GUID y GUFID, cuya tarifa promedio aumenta entre marzo de 1991 y junio de 1996 sólo 6,2%⁵⁷), la disminución relativa entre marzo de 1991 y julio de 1995 resulta mayor (-13,4%), mientras que también resulta superior el aumento relativo verificado entre enero de 1993 y junio de 1996 (4,6%).

Si se compara, utilizando la serie empalmada por el INDEC, la evolución de las tarifas pagadas por los usuarios comerciales e industriales, con la del nivel general de los precios mayoristas, entre marzo de 1991 y junio de 1996 se observa una disminución de 8,5%. De considerar exclusivamente los usuarios industriales, la disminución resulta mayor, alcanzando el 12,4%. Por otra parte, si se compara la evolución de las tarifas correspondientes a usuarios industriales con la evolución de los precios de algunos sectores intensivos en el uso del fluido, como son el siderúrgico y el de elaboración de cemento (ver CUADRO III.2.i.), se evidencia, con respecto a la evolución de los precios de la industria del hierro y el acero, un encarecimiento relativo (6,7% en el período marzo 91-diciembre 95, y 8,3% entre enero de 1993 y junio de 1996), en tanto para el caso de la industria del cemento se percibe una caída relativa del precio del gas natural entre marzo de 1991 y diciembre de 1995, y una recuperación entre enero de 1993 y junio de 1996 de casi el 10%.

⁵⁶ Atento a la intensidad de tal efecto, cabría reflexionar si el tránsito de una estructura tarifaria que -en principio- subsidiaba al consumo residencial, a otra, en la que se verían reflejados más eficientemente los costos relativos de la provisión del fluido, no conlleva un subsidio implícito al consumo industrial en detrimento de los usuarios residenciales.

⁵⁷ La tarifa promedio global, que incluye todos los servicios, aumenta, en el mismo período, un 45,5%.

Cuadro III.2.i.**Evolución relativa de las tarifas industriales****Comparación con los precios de los sectores intensivos en la utilización de gas natural**

(índices)

	mar-91	ene-93	dic-95	jun-96
a. Tarifa promedio industrial (mar-91=100)	100,0	91,7	95,7	106,2
b. Tarifa promedio industrial (ene-93=100)		100,0	104,3	115,8
c. Índice mayorista cemento (mar-91=100)*	100,0	102,6	109,7	
d. Índice mayorista siderurgia (mar-91=100)*	100,0	85,6	89,7	
e. Índice mayorista cemento (ene-93=100)**		100,0	105,9	105,4
f. Índice mayorista siderurgia (ene-93=100)**		100,0	107,8	107,0
a/c	100,0	89,4	87,1	
a/d	100,0	107,2	106,7	
b/e		100,0	98,5	109,9
b/f		100,0	96,8	108,3

* Corresponde a la serie IPM (base 1981=100).

** Corresponde a la serie IPIM (base 1993=100)

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DEL ENARGAS, LA SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES Y EL INDEC.

Cabe destacar que el aumento en las tarifas industriales y comerciales evidenciado a partir de 1993 se explica en gran medida por los efectos derivados de la desregulación del precio del gas en boca de pozo, que comienza a regir a partir de enero de 1994. El aumento de dicho precio desde su desregulación hasta junio de 1996 fue de 28,6% (ver CUADRO III.2.ii), e incide más en el precio final de los usuarios de gas que pagan una menor tarifa relativa, como son los industriales.

Cuadro III.2.ii.**Incidencia del precio del gas en boca de pozo en las tarifas finales**(\$/m³ y porcentajes)

	enero 1993 (\$/m ³)	junio 1996 (\$/m ³)	Variación (%)	Incidencia del precio del gas en boca de pozo*
Gas en boca de pozo	0,0358	0,0460	28,6	
R	0,1658	0,1835	10,7	57,6
SGP	0,1453	0,1619	11,4	61,4
GUID	0,0734	0,0857	16,8	82,9
GUFD	0,0950	0,1087	14,4	74,4

* Indica la participación del aumento del gas en boca de pozo en el aumento de las tarifas de los distintos servicios.

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE EL ENARGAS.

Cuadro III.3.
Evolución relativa de los precios del gas natural.
(indices)

	mar-91	jun-91	dic-91	jun-92	dic-92	ene-93	jun-93	dic-93	jun-94	dic-94	jun-95	dic-95	jun-96
a. Tarifa Residencial (mar-91=100)	100,0	100,0	100,0	161,7	161,7	201,2	201,2	202,0	208,6	206,1	215,1	219,5	222,7
b. IPC Nivel Gral. (mar-91=100)	100,0	111,9	121,1	133,8	142,4	143,6	150,2	152,9	154,8	158,8	160,5	161,3	160,3
a/b	100,0	89,4	82,5	120,8	113,6	140,1	133,9	132,1	134,8	129,8	134,1	136,1	138,9
c. Tarifa promedio exc. Resid. (mar-91=100)	100,0	100,0	100,0	99,3	99,3	97,1	97,1	97,4	102,8	100,8	106,9	108,2	111,0
d. Tarifa promedio exc. Resid. (ene-93=100)						100,0	100,0	100,3	105,9	103,8	110,1	111,5	114,3
e. IPM Nivel Gral. (mar-91=100)	100,0	103,5	102,8	106,2	106,1	106,9	108,3	106,2	108,5	112,4	117,3	119,1	
f. IPIM Nivel Gral. (ene-93=100)						100,0	101,1	99,8	101,0	102,7	107,9	108,7	110,7
g. Empalme INDEC (IPIM, mar-91=100)	100,0	103,5	102,8	106,2	106,1	106,9	108,3	106,2	108,5	112,4	117,3	119,1	121,3
c/e	100,0	96,6	97,3	93,5	93,6	90,8	89,7	91,8	94,8	89,7	91,1	90,9	
c/g	100,0	96,6	97,3	93,5	93,6	90,8	89,7	91,8	94,8	89,7	91,1	90,9	91,5
d/f						100,0	98,9	100,6	104,8	101,0	102,0	102,5	103,3
h. Tarifa promedio* (mar-91=100)	100,0	100,0	100,0	118,6	118,6	129,3	129,3	129,7	135,5	133,3	140,3	142,6	145,5
i. Tarifa promedio* (ene-93=100)						100,0	100,0	100,4	104,8	103,1	108,6	110,3	112,6
h/e	100,0	96,6	97,3	111,7	111,8	120,9	119,4	122,2	124,9	118,7	119,6	119,8	
h/g	100,0	96,6	97,3	111,7	111,8	120,9	119,4	122,2	124,9	118,7	119,6	119,8	120,0
i/f						100,0	98,9	100,6	103,8	100,4	100,6	101,5	101,7

* Corresponde a todos los servicios (R, SGR, GUID, GUFID).

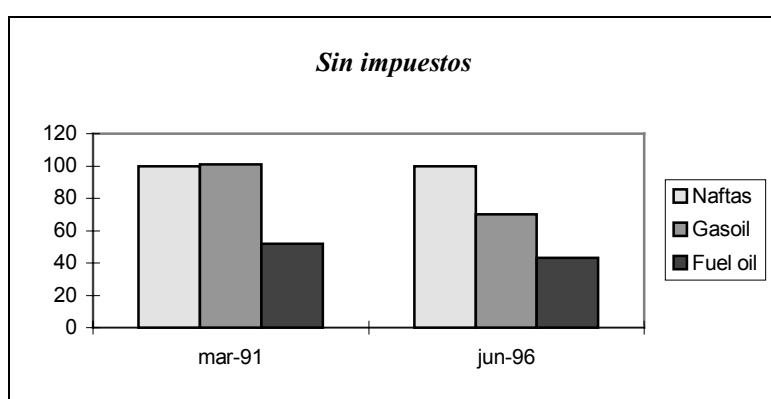
FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA, DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DEL ENARGAS Y LA SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES.

III.3 Combustibles líquidos

En cuanto a los principales combustibles líquidos, la evolución de la relación de precios entre aquellos cuyo destino es principalmente el consumo final (naftas y kerosene), y los que constituyen insumos de la producción, ya sea en el agro, la industria o el transporte (gasoil y fuel oil), no presenta transformaciones equiparables por su significatividad a las señaladas para el caso del gas natural. No obstante, como se verifica en los gráficos III.3.i y III.3.ii., se evidencia un abaratamiento relativo del segundo conjunto de combustibles, particularmente el gasoil, tanto para los precios expresados sin impuestos como en el caso de los pagados por el público.

Gráfico III.3.i
Principales combustibles líquidos

(Naftas* = 100)

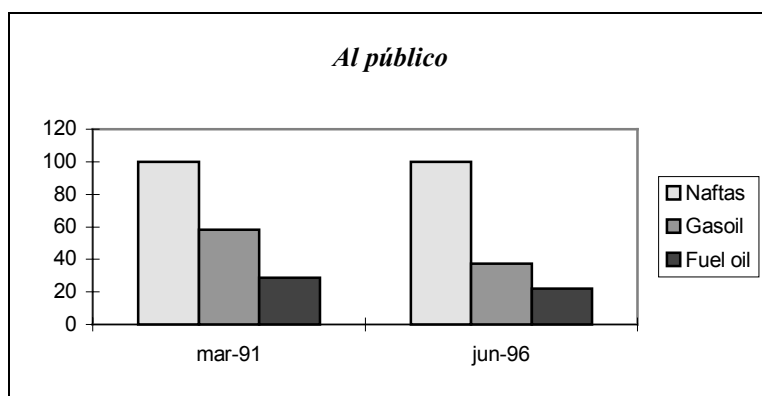


* El índice de precios de las naftas incluye el precio del kerosene (otro combustible preponderantemente destinado al consumo final). Se trata de un promedio ponderado por volumen de consumo interno (ver sección II.3.).

FUENTE: ÁREA DE ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DE LA SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES.

Gráfico III.3.ii.
Principales combustibles líquidos

(Naftas y kerosene = 100)



FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DE LA SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES.

En el período bajo análisis, los precios de los combustibles de consumo final (nafta común, nafta especial y kerosene) aumentan, en promedio, 17,3% y 26,5%, sin impuestos y al público, respectivamente, en el período bajo análisis. Dicho incremento es menor al verificado en el IPC (ver CUADRO III.3.1) para el mismo período. En consecuencia, el indicador de evolución relativa evidencia una disminución, tanto para el caso de los precios sin impuestos (26,9%) como para los precios al público (22,1%). En otras palabras, durante la vigencia de la ley de Convertibilidad se ha verificado un deterioro real de los precios de los combustibles líquidos de consumo preponderantemente final.

Por su parte, los precios de los combustibles de uso industrial y agropecuario (gasoil y fuel oil) reflejan, en promedio, tanto sin impuestos como al público, una disminución del 16,4% y 16,6%, respectivamente. Entre marzo de 1993 y julio de 1995, si se compara dicha tendencia con el comportamiento de los precios mayoristas, se observa que los indicadores de evolución relativa (a/c y b/c en el CUADRO III.3.2) caen ambos aproximadamente un 29%. Entre enero de 1993 y junio de 1996 dichos indicadores no reflejan cambios significativos: la evolución relativa de los precios de los combustibles cae apenas un 1,3% considerados sin impuestos, y aumenta un 1,1% de considerarlos con impuestos.

En este ámbito de análisis merece especial atención la evolución de los precios de ambos subconjuntos de combustibles líquidos (de uso preponderantemente industrial y agropecuario, y de consumo final) vis à vis las variaciones del precio del petróleo crudo en los mercados internacionales. Esta observación resulta aconsejable en tanto se trata de un mercado de bienes transables, donde la producción local muestra avances considerables en cuanto al grado de apertura externa, y para el cual se dispone de precios testigo internacionalmente aceptados.

A partir de estas comparaciones se verifica, en primer término, que los precios de los combustibles líquidos de utilización preponderantemente intermedia han caído en términos relativos respecto de la serie representativa del petróleo crudo (la WTI). Así, el cociente de los índices presentados cae de 100 en marzo de 1991 a aproximadamente 82 en junio de 1996, tanto cuando se consideran los precios locales sin impuestos como los indicativos al público (ver Cuadro III.3.2).

En cambio, surge una marcada discrepancia cuando se compara la evolución del precio de referencia internacional respecto de los precios internos de las naftas y el kerosene (aquellos identificados como preferentemente destinados al consumo final, ver Cuadro III.3.1). En efecto, el crecimiento del promedio ponderado de éstos, verificado entre los extremos de la serie analizada, es significativamente superior al ligero incremento constatado en los precios internacionales del crudo.

Se observa asimismo que, en tanto, el diferencial de precios sin impuestos se eleva en el período marzo 1991-junio 1996 un 14,8 %, el diferencial de precios al público se eleva al 23,9%. Esta significativa brecha no se observa en el caso de la comparación del primer subconjunto de combustibles líquidos, señalando con toda probabilidad los efectos de una morfología de mercados marcadamente oligopólica y, simultáneamente, la falta total de capacidad regulatoria del Estado en la materia.

Cuadro III.3.1

Evolución relativa de los precios de los combustibles preponderantemente de consumo final

(\$/litro e índices)

	mar-91	jun-91	dic-91	jun-92	dic-92	jun-93	dic-93	jun-94	dic-94	jun-95	dic-95	jun-96
<i>Sin impuestos</i>												
NAFTA (hasta 92 Ron)	0,2430	0,2710	0,2880	0,2231	0,2504	0,2832	0,2550	0,2556	0,2744	0,2506	0,2506	0,2670
NAFTA (más de 92 Ron)	0,2640	0,2960	0,3120	0,2720	0,2551	0,2976	0,2900	0,2981	0,3252	0,3200	0,3136	0,3340
KEROSENE	0,2630	0,2330	0,2660	0,2111	0,1968	0,2123	0,2123	0,2244	0,2334	0,2244	0,2228	0,2420
<i>Al público</i>												
NAFTA (hasta 92 Ron)	0,5160	0,5440	0,5610	0,5500	0,5500	0,5900	0,5690	0,5730	0,5960	0,5740	0,5740	0,6340
NAFTA (más de 92 Ron)	0,6310	0,6630	0,6790	0,7050	0,6880	0,7400	0,7510	0,7660	0,7990	0,8030	0,7950	0,8200
KEROSENE	0,2760	0,2460	0,2790	0,2700	0,2400	0,2590	0,2590	0,2740	0,2850	0,2810	0,2790	0,3030
Promedio*	0,2555	0,2619	0,2770	0,2474	0,2485	0,2849	0,2696	0,2750	0,2972	0,2842	0,2808	0,2995
<i>Sin impuestos</i>	0,5558	0,5612	0,5763	0,6072	0,5960	0,6405	0,6377	0,6483	0,6755	0,6683	0,6640	0,7031
<i>Al público</i>												
Promedio (mar-91=100)*	100,0	102,5	108,4	96,8	97,3	111,5	105,5	107,6	116,4	111,3	109,9	117,3
a. <i>Sin impuestos</i>	100,0	101,0	103,7	109,2	107,2	115,2	114,7	116,6	121,5	120,2	119,5	126,5
b. <i>Al público</i>												
c. IPC Nivel General (mar-91=100)	100,0	111,9	121,1	133,8	142,4	150,2	152,9	154,8	158,8	160,5	161,3	160,3
d. Precio internacional petróleo crudo**	100,0	101,5	98,3	112,5	97,5	95,8	72,6	94,6	86,2	93,0	94,6	102,1
a/c	100,0	91,7	89,5	72,4	68,3	74,2	69,0	69,6	73,3	69,3	68,1	73,1
b/c	100,0	90,3	85,6	81,6	75,3	76,7	75,0	75,4	76,5	74,9	74,0	78,9
a/d	100,0	101,0	110,3	86,1	99,7	116,4	145,4	113,8	135,0	119,7	116,2	114,8
b/d	100,0	99,5	105,4	97,1	109,9	120,2	158,1	123,3	141,0	129,3	126,3	123,9

* Promedio ponderado por volumen de consumo interno (ver sección II.3).

** Serie West Texas Intermediate (WTI).

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DE LA SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES.

Cuadro III.3.2

Evolución relativa de los precios de los combustibles de uso preponderantemente intermedio

(\$/litro e índices)

	mar-91	jun-91	dic-91	jun-92	dic-92	jun-93	dic-93	jun-94	dic-94	jun-95	dic-95	jun-96
GASOIL <i>sin impuestos</i>	0,2580	0,2360	0,2610	0,2119	0,1968	0,2115	0,2206	0,2162	0,2252	0,2100	0,2100	0,2100
FUEL OIL <i>sin impuestos</i>	0,1330	0,1310	0,1320	0,1248	0,1033	0,1124	0,1124	0,1134	0,1134	0,1288	0,1288	0,1290
GASOIL <i>al público</i>	0,3240	0,2970	0,3220	0,3200	0,2400	0,2580	0,2690	0,2640	0,2750	0,2630	0,2630	0,2630
FUEL OIL <i>al público</i>	0,1600	0,1580	0,1590	0,1755	0,1231	0,1340	0,1340	0,1340	0,1340	0,1560	0,1560	0,1560
Promedio* (mar-91=100)												
a. <i>Sin impuestos</i>	100,0	92,4	100,9	83,7	76,5	82,3	85,4	84,0	87,0	83,5	83,5	83,6
b. <i>Al público</i>	100,0	92,6	99,4	100,2	74,5	80,2	83,1	81,8	84,7	83,4	83,4	83,4
c. IPM Nivel General (mar-91=100)	100,0	103,5	102,8	106,2	106,1	108,3	106,2	108,5	112,4	117,3	119,1	
a/c	100,0	89,3	98,2	78,9	72,1	76,1	80,4	77,4	77,4	71,2	70,15844	
b/c	100,0	89,5	96,7	94,4	70,2	74,1	78,3	75,4	75,4	71,1	69,9971	
Promedio* (ene-93=100)												
d. <i>Sin impuestos</i>						107,7	111,6	109,9	113,8	109,3	109,3	109,3
e. <i>Al público</i>						107,7	111,6	109,8	113,8	111,9	111,9	111,9
f. IPIM Nivel General (ene-93=100)						101,8	99,8	101,0	102,7	107,9	108,7	110,7
d/f						105,8	111,9	108,7	110,8	101,3	100,5	98,7
e/f						105,8	111,9	108,7	110,8	103,8	103,0	101,1
g. Empalme INDEC (mar-91=100)	100,0	103,5	102,8	106,2	106,1	108,3	106,2	108,5	112,4	117,3	119,1	121,3
h. Precio internacional petróleo crudo**	100,0	101,5	98,3	112,5	97,5	95,8	72,6	94,6	86,2	93,0	94,6	102,1
a/g	100,0	89,3	98,2	78,9	72,1	76,1	80,4	77,4	77,4	71,2	70,2	68,9
b/g	100,0	89,5	96,7	94,4	70,2	74,1	78,3	75,4	75,4	71,1	70,0	68,7
a/h	100,0	91,1	102,6	74,5	78,4	85,9	117,6	88,8	101,0	89,9	88,3	81,8
b/h	100,0	91,2	101,1	89,1	76,3	83,7	114,6	86,5	98,3	89,7	88,1	81,6

* Promedio ponderado por volumen de consumo interno.

** Serie West Texas Intermediate (WTI).

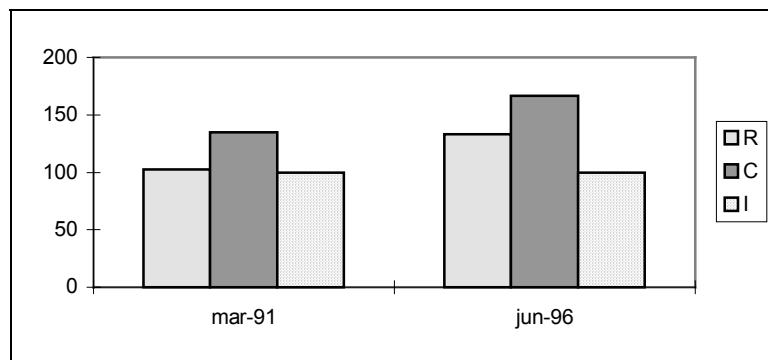
FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DE LA SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES.

III.4 Energía eléctrica

El sector eléctrico experimenta, en el período bajo análisis, una reconfiguración de su estructura de precios relativos según categoría de usuarios. Dicha modificación presenta características similares a las señaladas con respecto al sector gasífero. Si bien no se evidencia con la misma intensidad, es posible observar la misma tendencia hacia una reformulación de los precios pagados por la energía eléctrica. Se supone, como en el caso del gas, que el sinceramiento referido tiende a reflejar el mayor costo relativo que implica la provisión de energía eléctrica a los usuarios de consumo reducido. Efectivamente, como puede observarse en el GRÁFICO III.4.i., se produce un incremento relativo de las tarifas pagadas por los usuarios residenciales en relación con las correspondientes, especialmente, a los consumidores industriales.⁵⁸

Gráfico III.4.i.

Distribución de energía eléctrica Estructura de precios relativos según categoría de usuarios
(Servicio Industrial = 100)



FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DE LA COMISIÓN TÉCNICA MIXTA DE SALTO GRANDE, DE LA COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL (CIER) Y DEL ENRE.

En el sector eléctrico, el decrecimiento –absoluto– de los precios alcanza al conjunto de las categorías de consumidores, cualquiera sean sus niveles de consumo medio. La tarifa residencial promedio disminuye 2,7% en el período bajo análisis, lo que constituye, frente al aumento del 60,3% del IPC, una disminución relativa del 39,3% (a/b en el CUADRO III.4). No obstante, como fuera señalado, la marcada priorización de los respectivos factores de utilización ha tendido hacia una mayor intensidad de tales reducciones en los estratos de mayores niveles de consumo. La tarifa promedio de consumidores comerciales disminuye entre marzo de 1991 y junio de 1996 un 12,8%, esto es, casi cinco veces más que la disminución en la tarifa residencial, lo que se refleja en los indicadores de evolución relativa: decrece 29,3% entre marzo de 1991 y noviembre de 1995 (c/g en el CUADRO III.4), y 4,0% entre enero de 1993 y junio de 1996 (d/h en el CUADRO III.4). Si se compara la evolución de las tarifas pagadas por los usuarios comerciales con la serie empalmada del nivel general de precios mayoristas, se observa una disminución relativa de 28,1% entre marzo de 1991 y junio de 1996.

Son las actividades industriales las que en términos relativos se han visto más beneficiadas por la reducción tarifaria. Como se observa en el CUADRO III.4., en el período bajo análisis la tarifa industrial promedio disminuye 29,5%. Si se compara su evolución con la del IPM Nivel

⁵⁸Las actividades comerciales se ubican en una situación intermedia.

General (base 1981=100), la tarifa industrial evidencia una disminución relativa de 43,1% entre marzo de 1991 y diciembre de 1995 (e/g en el CUADRO III.4.), muy superior al decrecimiento experimentado por las tarifas comerciales en el mismo período. Entre enero de 1993 y junio de 1996, según el nuevo índice de precios mayoristas (IPIM), la baja relativa de dichas tarifas es de 21,8%, en tanto si se compara su evolución con respecto a la serie empalmada de precios mayoristas, la disminución relativa alcanza el 41,9% para la totalidad del período bajo análisis. El contraste de la intensidad de la caída de las tarifas industriales con respecto al resto de las tarifas (residenciales y comerciales) es aún mayor si se tiene en cuenta que los grandes usuarios de energía eléctrica tienden a contratar directamente la provisión de electricidad con las empresas generadoras. En tales contratos el precio promedio por Mwh pagado en junio de 1996 por los grandes usuarios es un 15% menor que el pagado por los usuarios "Ii" (el rango de consumo más alto de los relevados en esta presentación, y el que paga la tarifa más baja).⁵⁹

Por último, si se compara la evolución de las tarifas industriales con la dinámica de los precios del sector productor de aluminio (uno de los sectores más electro-intensivos), se evidencia un profundo proceso de abaratamiento real de la energía eléctrica como insumo productivo de este sector. En tanto los precios del aluminio, según el IPM (base 1981=100), aumentan entre marzo de 1991 y diciembre de 1995 un 13,7%, las tarifas pagadas por el rango de consumo industrial más alto de los relevados en esta presentación (el "Ii", que a su vez, como ya fuera mencionado, es el que paga la tarifa más baja) caen 30,2%, dando lugar a una disminución relativa del precio del insumo energético de 38,6%.

⁵⁹ En junio de 1996 la categoría de consumo industrial "Ii" pagaba 41,3 \$/Mwh, en tanto el precio promedio de los contratos de abastecimiento de energía eléctrica era de 35,3 \$/MWh.

Cuadro III.4
Evolución relativa de los precios de la electricidad
(indices)

	mar-91	jun-91	dic-91	jun-92	dic-92	jun-93	dic-93	jun-94	dic-94	jun-95	dic-95	jun-96
a. Promedio residenciales* (mar-91=100)	100,0	89,8	75,6	92,2	103,6	109,3	92,0	91,7	91,6	95,0	92,9	97,3
b. IPC Nivel Gral. (mar-91=100)	100,0	111,9	121,1	133,8	142,4	150,2	152,9	154,8	158,8	160,5	161,3	160,3
a/b	100,0	80,3	62,4	68,9	72,7	72,8	60,2	59,3	57,7	59,2	57,6	60,7
c. Promedio comerciales* (mar-91=100)	100,0	77,2	67,8	81,6	80,0	93,2	81,7	88,5	83,8	83,8	84,2	87,2
d. Promedio comerciales* (ene-93=100)						113,6	99,6	107,9	102,1	102,1	102,6	106,3
e. Promedio industriales* (mar-91=100)	100,0	78,4	63,3	82,0	81,4	88,6	73,8	79,5	74,6	66,7	67,7	70,5
f. Promedio industriales* (ene-93=100)						108,9	90,7	97,6	91,6	81,9	83,2	86,6
g. IPM Nivel Gral. (mar-91=100)	100,0	103,5	102,8	106,2	106,1	108,3	106,2	108,5	112,4	117,3	119,1	110,7
h. IPIM Nivel Gral. (ene-93=100)	100,0	103,5	102,8	106,2	106,1	101,1	99,8	101,0	102,7	107,9	108,7	110,7
i. Empalme INDEC (ene-93=100)	100,0	103,5	102,8	106,2	106,1	108,3	106,2	108,5	112,4	117,3	119,1	121,3
c/g	100,0	74,6	66,0	76,8	75,4	86,1	77,0	81,5	74,6	71,4	70,7	71,9
c/i	100,0	74,6	66,0	76,8	75,4	86,1	77,0	81,5	74,6	71,4	70,7	71,9
d/h						112,4	99,9	106,8	99,4	94,7	94,4	96,0
e/g	100,0	75,8	61,6	77,2	76,8	81,9	69,6	73,2	66,4	56,8	56,9	58,1
e/i	100,0	75,8	61,6	77,2	76,8	81,9	69,6	73,2	66,4	56,8	56,9	58,1
f/h						107,7	90,9	96,6	89,2	75,9	76,6	78,2
j. Prom. resid., com. e ind.* (mar-91=100)	100,0	82,4	68,7	85,2	89,1	96,4	81,5	84,5	82,0	80,9	80,4	83,9
k. Prom. resid., com. e ind.* (ene-93=100)						107,8	91,1	94,5	91,6	90,5	89,9	93,8
j/b	100,0	73,6	56,7	63,7	62,6	64,2	53,3	54,6	51,6	50,4	49,8	52,3
j/i	100,0	79,5	66,9	80,2	84,0	89,1	76,8	77,9	73,0	69,0	67,5	69,2
k/h						106,6	91,3	93,5	89,2	83,9	82,7	84,7

FUENTE: FLACSO, ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA, EN BASE A INFORMACIÓN DE LA COMISIÓN TÉCNICA MIXTA DE SALTO GRANDE, DE LA COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL (CIER) Y DEL ENRE.

Anexo I.1: Corredores viales (promedio ponderado)

AÑO	MES	PROMEDIO	IPC	IPM*	1 / 2	1 / 3
		1	2	3		
1991	3	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1991	4	100,0	105,5	101,4	94,8	98,6
1991	5	100,0	108,5	102,4	92,2	97,6
1991	6	100,0	111,9	103,5	89,4	96,6
1991	7	100,0	114,8	103,9	87,1	96,2
1991	8	111,3	116,2	103,5	95,7	107,5
1991	9	111,3	118,3	103,9	94,1	107,1
1991	10	111,3	119,9	104,7	92,8	106,3
1991	11	111,3	120,4	103,8	92,5	107,2
1991	12	111,3	121,1	102,8	91,9	108,3
1992	1	111,3	124,8	103,2	89,2	107,8
1992	2	111,3	127,5	103,7	87,3	107,4
1992	3	111,3	130,2	105,2	85,5	105,8
1992	4	111,3	131,9	105,3	84,4	105,7
1992	5	111,3	132,8	105,3	83,8	105,7
1992	6	111,3	133,8	106,2	83,2	104,8
1992	7	111,3	136,1	107,1	81,8	103,9
1992	8	111,3	138,2	107,8	80,6	103,3
1992	9	111,3	139,6	108,5	79,7	102,5
1992	10	111,3	141,4	108,7	78,7	102,4
1992	11	111,3	142,0	106,6	78,4	104,4
1992	12	111,3	142,4	106,1	78,2	104,9
1993	1	111,3	143,6	106,9	77,5	104,1
1993	2	111,3	144,6	107,8	77,0	103,3
1993	3	111,3	145,7	107,1	76,4	104,0
1993	4	111,3	147,2	107,9	75,6	103,1
1993	5	111,3	149,1	108,4	74,6	102,7
1993	6	111,3	150,2	108,3	74,1	102,8
1993	7	111,3	150,7	108,1	73,9	103,0
1993	8	111,3	150,7	108,6	73,8	102,5
1993	9	111,3	152,0	108,6	73,2	102,5
1993	10	111,3	152,8	109,1	72,8	102,1
1993	11	127,5	152,9	107,4	83,4	118,7
1993	12	127,5	152,9	106,2	83,4	120,1
1994	1	127,5	153,0	106,1	83,3	120,1
1994	2	127,5	153,0	105,9	83,3	120,4
1994	3	127,5	153,3	105,7	83,2	120,6
1994	4	127,5	153,6	106,3	83,0	120,0
1994	5	127,5	154,2	106,9	82,7	119,2
1994	6	127,5	154,8	108,5	82,4	117,5
1994	7	127,5	156,2	109,3	81,6	116,7
1994	8	127,5	156,5	109,6	81,4	116,4
1994	9	127,5	157,6	109,9	80,9	116,0
1994	10	127,5	158,1	110,6	80,6	115,2
1994	11	127,5	158,4	111,6	80,5	114,2
1994	12	127,5	158,8	112,4	80,3	113,4
1995	1	127,5	160,8	114,0	79,3	111,8
1995	2	127,5	160,8	113,6	79,3	112,2
1995	3	127,5	160,0	113,8	79,7	112,0
1995	4	127,5	160,8	116,8	79,3	109,1
1995	5	127,5	160,8	117,2	79,3	108,8
1995	6	127,5	160,5	117,3	79,4	108,7
1995	7	127,5	161,1	117,5	79,1	108,5
1995	8	140,6	160,7	117,8	87,5	119,4
1995	9	140,6	161,0	118,9	87,3	118,3
1995	10	140,6	161,5	119,1	87,0	118,1
1995	11	140,6	161,2	118,8	87,2	118,3
1995	12	140,6	161,3	119,1	87,2	118,1
1996	1	140,6	161,8	119,4	86,9	117,8
1996	2	140,6	161,3	119,2	87,2	117,9
1996	3	140,6	160,4	120,2	87,7	117,0
1996	4	140,6	160,4	122,0	87,7	115,3
1996	5	140,6	160,3	122,2	87,7	115,0
1996	6	140,6	160,3	121,3	87,7	115,9

* Corresponde a la serie empalmada por el INDEC.

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO EN BASE A INFORMACIÓN DEL OCC (DNY) Y EL INDEC.

Anexo I.2: Gas natural

AÑO	MES	R	SGP	GUID	GUFD	IPC	IPM*	1 / 5	2 / 6	3 / 6	4 / 6
		1	2	3	4	5	6				
1991	3	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1991	4	100,0	100,0	100,0	100,0	105,5	101,4	94,8	98,6	98,6	98,6
1991	5	100,0	100,0	100,0	100,0	108,5	102,4	92,2	97,6	97,6	97,6
1991	6	100,0	100,0	100,0	100,0	111,9	103,5	89,4	96,6	96,6	96,6
1991	7	100,0	100,0	100,0	100,0	114,8	103,9	87,1	96,2	96,2	96,2
1991	8	100,0	100,0	100,0	100,0	116,2	103,5	86,0	96,6	96,6	96,6
1991	9	100,0	100,0	100,0	100,0	118,3	103,9	84,5	96,2	96,2	96,2
1991	10	100,0	100,0	100,0	100,0	119,9	104,7	83,4	95,5	95,5	95,5
1991	11	100,0	100,0	100,0	100,0	120,4	103,8	83,1	96,3	96,3	96,3
1991	12	100,0	100,0	100,0	100,0	121,1	102,8	82,5	97,3	97,3	97,3
1992	1	164,5	98,8	100,0	98,8	124,8	103,2	131,8	95,7	96,9	95,7
1992	2	164,5	98,8	100,0	98,8	127,5	103,7	129,0	95,3	96,5	95,3
1992	3	161,7	98,8	100,0	98,8	130,2	105,2	124,2	93,9	95,0	93,9
1992	4	161,7	98,8	100,0	98,8	131,9	105,3	122,6	93,8	95,0	93,8
1992	5	161,7	98,8	100,0	98,8	132,8	105,3	121,8	93,8	94,9	93,8
1992	6	161,7	98,8	100,0	98,8	133,8	106,2	120,8	93,1	94,2	93,0
1992	7	161,7	98,8	100,0	98,8	136,1	107,1	118,8	92,2	93,3	92,2
1992	8	161,7	98,8	100,0	98,8	138,2	107,8	117,0	91,7	92,8	91,6
1992	9	161,7	98,8	100,0	98,8	139,6	108,5	115,8	91,0	92,1	91,0
1992	10	161,7	98,8	100,0	98,8	141,4	108,7	114,4	90,9	92,0	90,9
1992	11	161,7	98,8	100,0	98,8	142,0	106,6	113,9	92,7	93,8	92,6
1992	12	161,7	98,8	100,0	98,8	142,4	106,1	113,6	93,2	94,3	93,1
1993	1	201,2	109,8	88,5	96,8	143,6	106,9	140,1	102,7	82,8	90,5
1993	2	201,2	109,8	88,5	96,8	144,6	107,8	139,1	101,9	82,1	89,8
1993	3	201,2	109,8	88,5	96,8	145,7	107,1	138,1	102,6	82,6	90,4
1993	4	201,2	109,8	88,5	96,8	147,2	107,9	136,6	101,8	82,0	89,7
1993	5	201,2	109,8	88,5	96,8	149,1	108,4	134,9	101,3	81,7	89,3
1993	6	201,2	109,8	88,5	96,8	150,2	108,3	133,9	101,4	81,7	89,4
1993	7	202,0	110,2	88,7	97,1	150,7	108,6	134,0	101,5	81,7	89,4
1993	8	202,0	110,2	88,7	97,1	150,7	108,6	134,0	101,5	81,7	89,4
1993	9	202,0	110,2	88,7	97,1	152,0	108,6	132,9	101,5	81,7	89,4
1993	10	202,0	110,2	88,7	97,1	152,8	109,1	132,2	101,1	81,3	89,1
1993	11	202,0	110,2	88,7	97,1	152,9	107,4	132,1	102,7	82,6	90,4
1993	12	202,0	110,2	88,7	97,1	152,9	106,2	132,1	103,8	83,6	91,5
1994	1	202,3	110,4	88,8	97,2	153,0	106,1	132,2	104,0	83,7	91,6
1994	2	202,3	110,4	88,8	97,2	153,0	105,9	132,2	104,2	83,8	91,8
1994	3	202,3	110,4	88,8	97,2	153,3	105,7	132,0	104,4	84,0	92,0
1994	4	202,3	110,4	88,8	97,2	153,6	106,3	131,7	103,9	83,6	91,5
1994	5	208,6	114,3	95,1	102,5	154,2	106,9	135,3	106,9	88,9	95,9
1994	6	208,6	114,3	95,1	102,5	154,8	108,5	134,8	105,3	87,6	94,5
1994	7	208,6	114,3	95,1	102,5	156,2	109,3	133,5	104,6	87,0	93,8
1994	8	208,6	114,3	95,1	102,5	156,5	109,6	133,3	104,3	86,8	93,6
1994	9	208,6	114,3	95,1	102,5	157,6	109,9	132,4	104,0	86,5	93,3
1994	10	206,1	112,8	92,6	100,5	158,1	110,6	130,4	101,9	83,7	90,8
1994	11	206,1	112,8	92,6	100,5	158,4	111,6	130,1	101,1	83,0	90,0
1994	12	206,1	112,8	92,6	100,5	158,8	112,4	129,8	100,4	82,4	89,4
1995	1	209,3	114,5	93,6	101,7	160,8	114,0	130,2	100,4	82,1	89,2
1995	2	209,3	114,5	93,6	101,7	160,8	113,6	130,2	100,8	82,4	89,5
1995	3	209,3	114,5	93,6	101,7	160,0	113,8	130,8	100,6	82,2	89,4
1995	4	209,3	114,5	93,6	101,7	160,8	116,8	130,2	98,0	80,1	87,1
1995	5	209,3	114,5	93,6	101,7	160,8	117,2	130,2	97,7	79,9	86,8
1995	6	215,1	118,1	99,3	106,6	160,5	117,3	134,1	100,7	84,7	90,8
1995	7	220,3	120,8	100,8	108,6	161,1	117,5	136,7	102,8	85,8	92,4
1995	8	220,3	120,8	100,8	108,6	160,7	117,8	137,1	102,6	85,6	92,2
1995	9	220,3	120,8	100,8	108,6	161,0	118,9	136,9	101,6	84,8	91,3
1995	10	219,5	120,3	100,1	107,9	161,5	119,1	135,9	101,0	84,0	90,6
1995	11	219,5	120,3	100,1	107,9	161,2	118,8	136,2	101,3	84,2	90,8
1995	12	219,5	120,3	100,1	107,9	161,3	119,1	136,1	101,0	84,0	90,6
1996	1	219,3	120,2	100,0	107,8	161,8	119,4	135,5	100,7	83,8	90,3
1996	2	219,3	120,2	100,0	107,8	161,3	119,2	135,9	100,8	83,9	90,4
1996	3	219,3	120,2	100,0	107,8	160,4	120,2	136,7	100,0	83,2	89,7
1996	4	219,3	120,2	100,0	107,8	160,4	122,0	136,7	98,6	82,0	88,4
1996	5	222,7	122,3	103,4	110,7	160,3	122,2	138,9	100,1	84,6	90,6
1996	6	222,7	122,3	103,4	110,7	160,3	121,3	138,9	100,8	85,2	91,2

* Corresponde a la serie empalmada por el INDEC. R: Residencial; SGP: Servicio General Pequeño; GUID: Gran Usuario Interrumpible Distribución; GUFD: Gran Usuario Firme Distribución.

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO EN BASE A INFORMACIÓN DEL ENARGAS, LA SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES Y EL INDEC.

Anexo I.3.a: Combustibles líquidos de uso intermedio (sin impuestos)

AÑO	MES	FUEL OIL	GASOIL	IPM*	WTI**	1 / 3	1 / 4	2 / 3	2 / 4
		1	2	3	4				
1991	3	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1991	4	92,5	87,2	101,4	104,5	91,2	88,5	86,0	83,4
1991	5	98,5	91,5	102,4	106,7	96,2	92,3	89,3	85,7
1991	6	98,5	91,5	103,5	101,5	95,1	97,0	88,4	90,1
1991	7	98,5	91,5	103,9	107,5	94,8	91,6	88,0	85,1
1991	8	98,5	91,5	103,5	108,7	95,2	90,6	88,4	84,1
1991	9	94,7	93,0	103,9	109,8	91,1	86,2	89,5	84,7
1991	10	96,2	94,2	104,7	116,9	91,9	82,3	90,0	80,5
1991	11	97,7	97,7	103,8	112,5	94,2	86,9	94,1	86,8
1991	12	99,2	101,2	102,8	98,3	96,6	100,9	98,4	102,9
1992	1	81,6	80,2	103,2	94,6	79,1	86,3	77,7	84,8
1992	2	81,6	80,2	103,7	95,5	78,7	85,5	77,4	84,0
1992	3	82,1	75,7	105,2	95,1	78,1	86,4	72,0	79,6
1992	4	82,1	75,7	105,3	101,8	78,0	80,7	71,9	74,4
1992	5	83,4	77,3	105,3	105,2	79,2	79,3	73,4	73,5
1992	6	93,8	82,1	106,2	112,5	88,3	83,4	77,3	73,0
1992	7	93,8	82,1	107,1	109,3	87,5	85,8	76,6	75,1
1992	8	93,8	81,6	107,8	107,3	87,0	87,4	75,7	76,1
1992	9	93,8	81,6	108,5	110,1	86,4	85,2	75,2	74,2
1992	10	93,8	81,6	108,7	109,0	86,3	86,1	75,1	74,9
1992	11	93,8	81,4	106,6	102,2	88,0	91,8	76,3	79,6
1992	12	77,7	76,3	106,1	97,5	73,2	79,6	71,9	78,2
1993	1	77,7	76,3	106,9	95,7	72,6	81,1	71,3	79,7
1993	2	76,5	76,3	107,8	100,8	71,0	75,9	70,8	75,7
1993	3	76,5	76,3	107,1	102,3	71,5	74,8	71,2	74,6
1993	4	83,5	76,3	107,9	101,9	77,4	82,0	70,7	74,9
1993	5	82,3	80,5	108,4	100,2	76,0	82,2	74,2	80,3
1993	6	84,5	82,0	108,3	95,8	78,1	88,2	75,7	85,6
1993	7	84,5	83,3	108,1	89,8	78,2	94,1	77,0	92,7
1993	8	84,5	83,3	108,6	90,5	77,8	93,4	76,7	92,0
1993	9	84,5	82,0	108,6	88,4	77,8	95,6	75,5	92,7
1993	10	84,5	82,0	109,1	91,2	77,5	92,7	75,2	89,9
1993	11	84,5	82,0	107,4	83,8	78,7	100,8	76,4	97,9
1993	12	84,5	85,5	106,2	72,6	79,6	116,5	80,5	117,8
1994	1	84,5	85,5	106,1	75,5	79,7	111,9	80,6	113,2
1994	2	84,5	85,5	105,9	74,3	79,8	113,8	80,7	115,1
1994	3	85,3	85,4	105,7	73,7	80,7	115,7	80,8	115,8
1994	4	85,3	85,4	106,3	82,3	80,3	103,6	80,4	103,7
1994	5	85,3	85,4	106,9	89,6	79,8	95,2	79,9	95,3
1994	6	85,3	83,8	108,5	94,6	78,6	90,2	77,2	88,6
1994	7	85,3	83,8	109,3	97,5	78,1	87,5	76,7	86,0
1994	8	85,3	83,8	109,6	92,1	77,9	92,7	76,5	91,0
1994	9	85,3	83,8	109,9	86,8	77,6	98,2	76,2	96,5
1994	10	85,3	85,7	110,6	88,0	77,1	96,9	77,5	97,3
1994	11	85,3	87,3	111,6	90,8	76,4	94,0	78,2	96,2
1994	12	85,3	87,3	112,4	86,2	75,9	99,0	77,7	101,3
1995	1	85,3	87,3	114,0	90,1	74,8	94,7	76,6	96,9
1995	2	85,3	80,9	113,6	91,8	75,1	92,9	71,3	88,2
1995	3	85,3	80,9	113,8	91,8	75,0	92,9	71,1	88,2
1995	4	85,0	81,4	116,8	99,7	72,8	85,3	69,7	81,7
1995	5	85,0	81,4	117,2	98,6	72,6	86,3	69,5	82,6
1995	6	96,8	81,4	117,3	93,0	82,5	104,2	69,4	87,6
1995	7	96,8	81,4	117,5	87,5	82,4	110,7	69,3	93,0
1995	8	96,8	81,4	117,8	90,3	82,2	107,3	69,1	90,2
1995	9	96,8	81,4	118,9	90,6	81,5	106,9	68,5	89,8
1995	10	96,8	81,4	119,1	87,1	81,3	111,2	68,4	93,5
1995	11	96,8	81,4	118,8	89,4	81,5	108,3	68,5	91,1
1995	12	96,8	81,4	119,1	94,6	81,3	102,3	68,4	86,0
1996	1	97,0	81,4	119,4	93,4	81,3	103,8	68,2	87,1
1996	2	97,0	81,4	119,2	90,3	81,3	107,5	68,3	90,2
1996	3	97,0	81,4	120,2	101,9	80,7	95,2	67,7	79,9
1996	4	97,0	84,9	122,0	114,0	79,5	85,1	69,6	74,5
1996	5	97,0	84,9	122,2	105,2	79,4	92,2	69,4	80,7
1996	6	97,0	81,4	121,3	102,1	80,0	95,0	67,1	79,7

* Corresponde a la serie empalmada por el INDEC.

** W.T.I.: West Texas Intermediate

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DE LA SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES Y EL INDEC.

Anexo I.3.b: Combustibles líquidos de uso final (con impuestos)

AÑO	MES	NAFTA C.	NAFTA E.	KEROSENE	PROM.	IPC	WTI*	1 / 2	1 / 3
					1	2	3		
1991	3	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1991	4	99,4	99,7	101,1	95,6	105,5	104,5	90,6	91,4
1991	5	105,4	105,1	89,1	101,0	108,5	106,7	93,1	94,6
1991	6	105,4	105,1	89,1	101,0	111,9	101,5	90,3	99,5
1991	7	105,4	105,1	89,1	101,0	114,8	107,5	88,0	93,9
1991	8	105,4	105,1	89,1	101,0	116,2	108,7	86,9	92,9
1991	9	106,2	105,5	90,6	101,5	118,3	109,8	85,8	92,4
1991	10	106,6	105,9	91,7	101,9	119,9	116,9	85,0	87,1
1991	11	107,8	106,8	96,4	102,9	120,4	112,5	85,5	91,4
1991	12	108,7	107,6	101,1	103,7	121,1	98,3	85,6	105,4
1992	1	104,7	104,6	97,8	104,3	124,8	94,6	83,6	110,3
1992	2	104,7	104,6	97,8	104,3	127,5	95,5	81,8	109,3
1992	3	102,7	103,0	93,8	102,5	130,2	95,1	78,7	107,8
1992	4	102,7	103,0	93,8	102,5	131,9	101,8	77,7	100,7
1992	5	104,7	106,2	95,7	105,2	132,8	105,2	79,2	100,0
1992	6	106,6	111,7	97,8	109,2	133,8	112,5	81,6	97,1
1992	7	109,5	111,7	97,8	110,3	136,1	109,3	81,1	100,9
1992	8	109,5	111,7	97,8	110,3	138,2	107,3	79,9	102,8
1992	9	109,5	111,7	97,8	110,3	139,6	110,1	79,0	100,3
1992	10	109,5	111,7	97,8	110,3	141,4	109,0	78,1	101,2
1992	11	109,5	111,7	93,5	110,2	142,0	102,2	77,6	107,8
1992	12	106,6	109,0	87,0	107,2	142,4	97,5	75,3	109,9
1993	1	106,6	109,0	87,0	107,2	143,6	95,7	74,7	112,0
1993	2	106,6	109,0	87,0	107,2	144,6	100,8	74,1	106,4
1993	3	106,6	109,0	87,0	107,2	145,7	102,3	73,6	104,9
1993	4	107,9	109,9	87,6	108,3	147,2	101,9	73,5	106,3
1993	5	113,5	115,6	91,0	113,8	149,1	100,2	76,3	113,6
1993	6	114,3	117,3	93,8	115,2	150,2	95,8	76,7	120,2
1993	7	115,3	120,0	94,9	117,2	150,7	89,8	77,8	130,5
1993	8	115,3	120,0	94,9	117,2	150,7	90,5	77,8	129,5
1993	9	114,3	117,3	93,8	115,2	152,0	88,4	75,8	130,3
1993	10	114,3	117,3	93,8	115,2	152,8	91,2	75,4	126,3
1993	11	114,3	117,3	93,8	115,2	152,9	83,8	75,4	137,5
1993	12	110,3	119,0	93,8	114,7	152,9	72,6	75,0	158,1
1994	1	110,3	119,0	93,8	114,7	153,0	75,5	75,0	151,9
1994	2	110,3	119,0	93,8	114,7	153,0	74,3	75,0	154,5
1994	3	110,3	119,0	93,8	114,7	153,3	73,7	74,9	155,6
1994	4	110,3	119,0	93,8	114,7	153,6	82,3	74,7	139,4
1994	5	109,7	120,3	101,1	115,5	154,2	89,6	75,0	129,0
1994	6	111,0	121,4	99,3	116,6	154,8	94,6	75,4	123,3
1994	7	112,2	123,5	99,3	118,3	156,2	97,5	75,7	121,3
1994	8	113,4	124,7	99,3	119,4	156,5	92,1	76,3	129,8
1994	9	113,4	124,7	99,3	119,4	157,6	86,8	75,8	137,6
1994	10	113,4	124,7	101,4	119,5	158,1	88,0	75,6	135,8
1994	11	115,5	125,0	103,3	120,6	158,4	90,8	76,1	132,9
1994	12	115,5	126,6	103,3	121,5	158,8	86,2	76,5	141,0
1995	1	115,5	127,4	103,3	122,0	160,8	90,1	75,9	135,4
1995	2	113,6	127,4	96,0	121,0	160,8	91,8	75,2	131,8
1995	3	113,6	127,4	99,6	121,1	160,0	91,8	75,7	131,9
1995	4	111,6	127,3	102,5	120,4	160,8	99,7	74,9	120,8
1995	5	111,2	127,3	101,1	120,2	160,8	98,6	74,8	121,9
1995	6	111,2	127,3	101,8	120,2	160,5	93,0	74,9	129,3
1995	7	111,2	126,0	101,8	119,5	161,1	87,5	74,2	136,6
1995	8	111,2	126,0	104,7	119,6	160,7	90,3	74,4	132,5
1995	9	111,2	126,0	104,7	119,6	161,0	90,6	74,3	132,0
1995	10	111,2	126,0	101,1	119,5	161,5	87,1	74,0	137,2
1995	11	111,2	126,0	101,1	119,5	161,2	89,4	74,1	133,6
1995	12	111,2	126,0	101,1	119,5	161,3	94,6	74,0	126,3
1996	1	111,2	126,0	101,1	119,5	161,8	93,4	73,8	127,9
1996	2	111,2	126,0	101,1	119,5	161,3	90,3	74,1	132,4
1996	3	112,2	126,0	101,1	119,8	160,4	101,9	74,7	117,6
1996	4	121,1	132,8	108,3	127,4	160,4	114,0	79,4	111,8
1996	5	120,7	132,8	110,1	127,4	160,3	105,2	79,5	121,0
1996	6	122,9	130,0	109,8	126,5	160,3	102,1	78,9	123,9

* WTI: West Texas Intermediate.

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO, EN BASE A INFORMACIÓN DE LA SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES Y EL INDEC.

Anexo I.4: Energía eléctrica (promedios ponderados por categoría)

AÑO	MES	RESID.	COMERC.	INDUS.	IPC	IPM*	1 / 4	2 / 5	3 / 5
		1	2	3	4	5			
1991	3	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1991	4	89,8	77,2	78,4	105,5	101,4	85,1	76,2	77,4
1991	5	89,8	77,2	78,4	108,5	102,4	82,8	75,4	76,6
1991	6	89,8	77,2	78,4	111,9	103,5	80,3	74,6	75,8
1991	7	87,4	75,5	75,2	114,8	103,9	76,2	72,7	72,4
1991	8	87,4	75,5	75,2	116,2	103,5	75,2	72,9	72,6
1991	9	75,6	67,8	63,3	118,3	103,9	63,9	65,3	60,9
1991	10	75,6	67,8	63,3	119,9	104,7	63,0	64,8	60,4
1991	11	75,6	67,8	63,3	120,4	103,8	62,8	65,3	61,0
1991	12	75,6	67,8	63,3	121,1	102,8	62,4	66,0	61,6
1992	1	92,2	81,6	82,0	124,8	103,2	73,8	79,0	79,5
1992	2	92,2	81,6	82,0	127,5	103,7	72,3	78,7	79,1
1992	3	92,2	81,6	82,0	130,2	105,2	70,8	77,5	77,9
1992	4	92,2	81,6	82,0	131,9	105,3	69,9	77,5	77,9
1992	5	92,2	81,6	82,0	132,8	105,3	69,4	77,4	77,9
1992	6	92,2	81,6	82,0	133,8	106,2	68,9	76,8	77,2
1992	7	92,2	81,6	82,0	136,1	107,1	67,7	76,1	76,5
1992	8	92,2	81,6	82,0	138,2	107,8	66,7	75,7	76,1
1992	9	101,0	84,2	81,7	139,6	108,5	72,4	77,6	75,3
1992	10	101,0	87,4	81,7	141,4	108,7	71,5	80,5	75,2
1992	11	103,6	80,0	81,4	142,0	106,6	72,9	75,0	76,3
1992	12	103,6	80,0	81,4	142,4	106,1	72,7	75,4	76,8
1993	1	103,6	82,0	81,4	143,6	106,9	72,1	76,7	76,1
1993	2	103,6	82,0	81,4	144,6	107,8	71,6	76,1	75,5
1993	3	103,6	82,0	81,4	145,7	107,1	71,1	76,6	76,0
1993	4	101,4	85,3	81,2	147,2	107,9	68,9	79,0	75,3
1993	5	109,7	93,6	88,9	149,1	108,4	73,6	86,3	82,0
1993	6	109,3	93,2	88,6	150,2	108,3	72,8	86,1	81,9
1993	7	109,3	93,0	88,6	150,7	108,1	72,6	86,1	82,0
1993	8	95,3	82,9	75,4	150,7	108,6	63,2	76,3	69,4
1993	9	95,3	82,9	75,4	152,0	108,6	62,7	76,3	69,4
1993	10	95,3	82,9	75,4	152,8	109,1	62,4	76,0	69,1
1993	11	92,0	81,7	73,8	152,9	107,4	60,2	76,1	68,8
1993	12	92,0	81,7	73,8	152,9	106,2	60,2	77,0	69,6
1994	1	92,0	81,7	73,8	153,0	106,1	60,1	77,0	69,6
1994	2	92,0	81,7	73,8	153,0	105,9	60,1	77,2	69,7
1994	3	92,0	81,7	73,8	153,3	105,7	60,0	77,3	69,9
1994	4	92,0	81,7	73,8	153,6	106,3	59,9	76,9	69,5
1994	5	91,7	88,5	79,5	154,2	106,9	59,5	82,8	74,3
1994	6	91,7	88,5	79,5	154,8	108,5	59,3	81,5	73,2
1994	7	91,7	88,5	79,5	156,2	109,3	58,7	81,0	72,7
1994	8	91,1	79,8	71,1	156,5	109,6	58,2	72,9	64,9
1994	9	91,1	79,8	71,1	157,6	109,9	57,8	72,6	64,7
1994	10	91,1	79,8	71,1	158,1	110,6	57,6	72,2	64,3
1994	11	91,6	83,8	74,6	158,4	111,6	57,8	75,1	66,8
1994	12	91,6	83,8	74,6	158,8	112,4	57,7	74,6	66,4
1995	1	91,6	83,8	67,6	160,8	114,0	57,0	73,5	59,4
1995	2	91,7	83,1	67,7	160,8	113,6	57,0	73,1	59,6
1995	3	91,7	83,1	67,7	160,0	113,8	57,3	73,0	59,5
1995	4	91,7	83,1	67,7	160,8	116,8	57,0	71,1	57,9
1995	5	95,0	83,8	66,7	160,8	117,2	59,0	71,5	56,9
1995	6	95,0	83,8	66,7	160,5	117,3	59,2	71,4	56,8
1995	7	95,0	83,8	66,7	161,1	117,5	58,9	71,3	56,7
1995	8	92,4	81,0	66,1	160,7	117,8	57,5	68,8	56,1
1995	9	92,4	81,0	66,1	161,0	118,9	57,4	68,1	55,6
1995	10	92,4	81,0	66,1	161,5	119,1	57,2	68,0	55,5
1995	11	92,9	84,2	67,7	161,2	118,8	57,6	70,8	57,0
1995	12	92,9	84,2	67,7	161,3	119,1	57,6	70,7	56,9
1996	1	92,9	84,2	67,7	161,8	119,4	57,4	70,5	56,7
1996	2	95,8	88,1	70,8	161,3	119,2	59,4	73,9	59,3
1996	3	93,9	88,0	70,7	160,4	120,2	58,5	73,3	58,9
1996	4	93,9	88,0	70,7	160,4	122,0	58,5	72,2	58,0
1996	5	97,3	87,2	70,5	160,3	122,2	60,7	71,4	57,7
1996	6	97,3	87,2	70,5	160,3	121,3	60,7	71,9	58,1

* Corresponde a la serie empalmada por el INDEC.

FUENTE: ÁREA ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO EN BASE A INF. DE LA CTMSG, LA CIER, EL ENRE, Y EL INDEC.

Anexo II

Instrucciones para la utilización del software adjunto

I. Características del software

El diskette adjunto contiene un software diseñado para el sistema operativo DOS que puede ser ejecutado desde el mismo diskette, o bien, como se recomienda, puede ser copiado en un disco rígido y ejecutado desde allí. Los requerimientos de hardware son mínimos y puede ser utilizado en cualquier PC compatible.

II. Instalación del programa en un disco rígido

- a. Insertar el diskette adjunto en la diskettera
 - b. Ejecutar el programa de instalación para copiar el software en el disco rígido.
- Desde el sistema operativo ingresar las siguientes órdenes (tipear sólo lo que está en *itálica*):

C:\> A: {Enter} o C:\> B: {Enter} según tenga configurada la diskettera.

Luego, cuando cambie el símbolo del sistema operativo (prompt), ejecutar el programa de instalación especificando la diskettera en la que está el diskette con el software y el disco rígido en el que quiera copiarlo.

A:\> COPIAR A: C: {Enter} o B:\> COPIAR B: C: {Enter}

Una vez finalizada la ejecución de este programa, el software habrá sido copiado en un subdirectorío C:\SPREC del disco rígido.

III. Utilización del software

Para utilizar el software, se debe ingresar al subdirectorío C:\SPREC y allí ejecutar el programa SISTPRIV.EXE. Utilizar las siguientes órdenes:

C:\> CD\SPREC {Enter} y luego C:\PRIVAT> SISTPREC {Enter}

Al ejecutar este programa, aparecerá el menú principal del sistema que incluye las siguientes opciones:

1. Servicios Públicos Privatizados
2. Indices de Precios
3. Información
4. Salir

En este menú principal, como en el resto de los que aparecen en el programa, la selección de cualquiera de las opciones se realiza utilizando las teclas con flechas del teclado y luego, cuando la opción deseada está en video inverso (letras oscuras sobre fondo iluminado) se elige la opción apretando la tecla Enter. Por último, es importante tener en cuenta que en la parte inferior de la pantalla siempre aparecerá una leyenda indicando la función de cada una de las opciones de los distintos menús.

A continuación se detallan los procedimientos para acceder a la información disponible tras las dos primeras opciones del menú principal, puesto que las opciones tres y cuatro se corresponden a las funciones de mostrar información y terminación del programa respectivamente y no requieren de una descripción en particular.

A. Servicios Públicos Privatizados

Al elegir esta opción del *Menú principal*, aparecerá un submenú con la información relacionada a los siguientes servicios públicos privatizados (*Menú de servicios privatizados*):

1. Corredores Viales Nacionales
2. Distribución de Energía Eléctrica
3. Distribución de Gas Natural
4. Combustibles Líquidos

A continuación se describe la información incluida en el diskette para cada uno de estos servicios y se detallan los pasos a seguir para acceder a la misma.

A.1. Corredores Viales

La información incluida en relación a este servicio está constituida por los registros mensuales del precio del peaje desde marzo de 1991 hasta junio de 1996 para cada una de las estaciones de 18 corredores viales.

Esta información se presenta por estación de peaje.

Al seleccionar la opción “Corredores Viales” del *Menú de servicios privatizados*, se deberá seleccionar primeramente el corredor vial en el que se ubica la estación cuyas tarifas se quiere consultar. Esto se realiza “iluminando” el número de corredor vial y luego apretando la tecla Enter.

Luego de seleccionar el corredor vial, aparecerán los nombres de las estaciones incluidas en el corredor elegido, con su ubicación respectiva. En este menú se podrá elegir la estación que interese considerar.

Seguidamente, deberá especificar el rango de los meses que se deseen consultar en el *Cuadro de serie* (ver punto A.5), tras lo cual aparecerá el *Menú de acceso a listado* (ver puntos A.6 y A.7).

A.2. Distribución de Energía Eléctrica

La información incluida para el servicio de distribución de energía eléctrica está constituida por las tarifas (sin y con impuesto) por tipo de usuario de las empresas SEGBA, EDENOR, EDESUR y EDELAP.

Las tarifas del período previo a la privatización corresponden a SEGBA (para una descripción detallada de los tipos de usuario relevados ver sección II.4)

Para acceder a esta información, luego de seleccionar la opción “Distribución de Energía Eléctrica” del menú de servicios públicos privatizados, se debe especificar el tipo de usuario cuyas tarifas se deseen considerar.

Para esto el sistema le pedirá que elija primero el tipo de consumidor entre: RESIDENCIAL, COMERCIAL e INDUSTRIAL. Seguidamente, se deberá seleccionar la categoría del consumidor entre las disponibles en la metodología de la CIER.

En el caso de las tarifas de los consumidores industriales se presentan dos series. La primera cubre el período marzo 91-diciembre 94, y la segunda enero 95-junio 96. Esto se debe a que a partir de enero de 1995 se modificó la tipología de usuarios “tipo” industriales del servicio de distribución de energía eléctrica (ver sección II.4).

Seguidamente, deberá especificar el rango de los meses que se deseen consultar en el *Cuadro de serie* (ver punto A.5), tras lo cual aparecerá el *Menú de acceso a listado* (ver puntos A.6 y A.7).

A.3. Distribución de Gas Natural

La información incluida para este servicio comprende los distintos componentes que determinan la tarifa de gas por tipo de servicio/usuario según empresa distribuidora y subzona.

El acceso a esta información se realiza eligiendo la opción “Distribución de Gas Natural” del menú de Servicios Públicos Privatizados. Una vez elegida esta opción, deberá elegir la empresa distribuidora cuyas tarifas se deseen consultar. En caso de que la empresa escogida tuviese adjudicada más de una subzona, el sistema solicitará la especificación de la subzona de interés. Por último, también se deberá elegir el tipo de servicio/usuario que se desee considerar.

Seguidamente, deberá especificar el rango de los meses que se deseen consultar en el *Cuadro de serie* (ver punto A.5), tras lo cual aparecerá el *Menú de acceso a listado* (ver puntos A.6 y A.7).

A.4. Combustibles Líquidos

La información incluida en esta opción del *Menú de servicios privatizados* está conformada por las tarifas sin impuestos y de venta al público de los siguientes combustibles líquidos: NAFTA (hasta 92 RON), NAFTA (más de 92 RON), GASOIL, KEROSENE y FUEL OIL.

Para acceder a esta información, luego de seleccionar la opción “Combustibles líquidos” del *Menú de servicios privatizados*, sólo se deberá elegir el combustible líquido del cual se desee consultar la evolución de la tarifa.

Seguidamente, deberá especificar el rango de los meses que se deseen consultar en el *Cuadro de serie* (ver punto A.5), tras lo cual aparecerá el *Menú de acceso a listado* (ver puntos A.6 y A.7).

A.5. Cuadro de serie

En este cuadro de diálogo se indica el rango de meses en los que se dispone de datos referidos a la información seleccionada y se pide la especificación de los meses entre los que se desea considerar dicha información. Para esto deben ingresarse el primero y el último mes (con los años correspondiente) de la serie a solicitar con el formato mm/aa (mes/año). En caso de que no se ingrese esta información el sistema asumirá por defecto los valores extremos disponibles.

A.6. Menú de acceso al listado

Este menú es el que permite visualizar la información que se haya seleccionado. Las opciones del mismo son las siguientes:

- a) Mostrar: Muestra el listado con la información seleccionada.
- b) Modificar: Permite modificar la selección de la información,
- c) Cancelar: Cancela la selección y vuelve al *Menú de servicios privatizados*.