

**La Tarifa de Distribución antes y después de la Reestructuración del  
Sector Eléctrico**

Texto de Discusión N° 39

ISBN 987-519-104-3

Mayo 2002

por

**Alberto E. Devoto\* y Javier Cardozo\*\***

(\*) Licenciado en Economía Política, Universidad de Buenos Aires, 1969;  
Vice-Presidente del Ente Nacional Regulador de la Electricidad-ENRE;  
adevoto@enre.gov.ar

(\*\*) Licenciado en Economía, Universidad del Salvador, Buenos Aires, 1981;  
Master of Philosophy in Science & Technology Policy, University of Sussex, UK, 1989;  
Área de Análisis Regulatorios y Estudios Especiales-ENRE;  
jcardozo@enre.gov.ar

CEER  
Centro de Estudios Económicos de la Regulación  
Universidad Argentina de la Empresa  
Lima 717, 1° piso  
C1073AAO Buenos Aires, Argentina  
Teléfono: 54-11-43797693  
Fax: 54-11-43797588  
E-mail: [ceer@uade.edu.ar](mailto:ceer@uade.edu.ar)  
<http://www.uade.edu.ar>

---

(Por favor, mire las últimas páginas de este documento por una lista de los Textos de Discusión y de la Working Paper Series del CEER e información concerniente a suscripciones).

El Centro de Estudios de Economía de la Regulación (CEER), es una organización dedicada al análisis de la regulación de los servicios públicos. El CEER es apoyado financieramente por el Banco Mundial, los Entes Reguladores de Agua y Electricidad de la República Argentina, y la Universidad Argentina de la Empresa (Buenos Aires), donde el CEER tiene su sede.

Autoridades del CEER:

Ing. Eduardo Cevallo, Presidente Ente Tripartito de Obras y Servicios Sanitarios. Lic. Enrique Devoto, Vicepresidente Primero Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), Dr. Antonio Estache, World Bank Institute, Dr. Carlos Newland, Rector Universidad Argentina de la Empresa (UADE).

Director: Dr. Diego Petrecolla

INVESTIGADORES: Lic. Diego Bondorevsky, Lic. Iván Canay, Dr. Omar Chisari, Lic. Gustavo Ferro, Dr. Diego Petrecolla, Dr. Martín Rodríguez Pardina, Lic. Carlos Romero, Lic. Christian Ruzzier.

AYUDANTES DE INVESTIGACIÓN: Lic. Mauricio Roitman.

## **AGRADECIMIENTOS**

Se agradecen los comentarios realizados por el Lic. Marcelo Biach, la Cont. Ester Fandiño, el Dr. Martín Rodríguez Pardina y el Lic. Carlos Romero a versiones preliminares de este trabajo. Asimismo, se agradecen las contribuciones aportadas por la Ing. Silvia Merzi y el Ing. Ernesto Kerszberg, respecto del factor de simultaneidad de la potencia y la evolución de la generación hidroeléctrica y total y la indisponibilidad de la generación térmica, respectivamente.

## **RESUMEN**

El propósito de este trabajo es comparar la Tarifa Media Global por kWh de distribución eléctrica de SEGBA, en el período 1980-1991, con la correspondiente a EDENOR, EDESUR y EDELAP, durante 1992-2001. Se presentan distintas estimaciones que permiten comparar el antes y el después de la reestructuración para el conjunto de los clientes así como específicamente para los “usuarios cautivos” y los comprendidos en la categoría T1-R1. También son comparados algunos aspectos de la calidad incluida en el servicio de distribución.

## INTRODUCCIÓN

Ya han transcurrido más de nueve años desde que los servicios de distribución que prestaba la empresa pública Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA) en el Área Metropolitana de Buenos Aires fueron concesionados a las empresas privadas EDENOR, EDESUR y EDELAP.

Indudablemente, este período de tiempo es suficiente y adecuado para comparar en términos del valor de la tarifa y también de algunos aspectos de la calidad incluida en el servicio de distribución, los resultados obtenidos por el anterior modelo estatal integrado con el actual gestionado por agentes privados, que adquieren la energía en un mercado eléctrico mayorista (MEM) que opera bajo ciertas condiciones de competencia.

Sobre la base de argumentos económicos con soporte estadístico y dejando, expresamente, de lado las connotaciones políticas que inevitablemente surgen al reflexionar sobre los resultados del proceso de reestructuración de la economía y del sector público en la Argentina, el presente trabajo demuestra que la Tarifa Media Global Total por kWh (TMG) del período 1992-2001 fue significativamente inferior, en términos reales, que la vigente durante 1980-1991. Asimismo, entre un período y otro se registraron importantes mejoras en la calidad del servicio.

El trabajo también revela que, entre 1992 y 2001, la TMG Total y la TMG para “usuarios cautivos” (con la excepción de los comprendidos en la categoría T1-R1) de EDENOR, EDESUR y EDELAP disminuyó casi permanentemente.

Todo ello se explica por las oportunidades creadas a partir de la reestructuración de la industria eléctrica y de su nuevo marco regulatorio. Por un lado, existe abundante evidencia del impacto en precios y calidad de la competencia en el mercado mayorista, desatada por la reestructuración y desintegración vertical, de la libre elección de proveedor, de los cambios tecnológicos, del ingreso al mercado de nuevos participantes, de las nuevas inversiones en capacidad y de las mejoras en la confiabilidad. Por el otro, la gestión regulatoria del Estado hizo posible transferir las ganancias de eficiencia, directa o indirectamente, en términos de mayor producción de energía y con mejor calidad a todos los usuarios finales, en lugar de que fuesen apropiadas por los distribuidores.

En las Secciones I y II del artículo se ofrece, respectivamente, una breve caracterización del marco regulatorio y del desempeño de SEGBA y EDENOR, EDESUR y EDELAP, con el objeto de contextualizar la comparación de ambos períodos.

A continuación en la Sección III se realizan algunos comentarios considerados relevantes sobre aspectos metodológicos de la comparación entre las empresas.

La Sección IV contiene las distintas estimaciones de tarifas (y calidad de servicio) que permiten, en primer lugar, comparar el antes y después de la reestructuración para el conjunto de los clientes y, en segundo lugar, comparar la magnitud de las mejoras obtenidas durante 1992-2001 por los distintos grupos de clientes.

Finalmente, en la Sección V se resumen las Conclusiones del trabajo.

## **I. BREVE CARACTERIZACIÓN DEL MARCO REGULATORIO Y DEL DESEMPEÑO DE SEGBA**

En 1958, el Estado Nacional creó SEGBA<sup>1</sup> (Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A.) comprando las acciones a las empresas privadas CADE y CEP, que operaban, respectivamente, en la Capital Federal, y en los municipios del Gran Buenos Aires y el Gran La Plata.

Su marco regulatorio estaba conformado por la Ley N° 15.336 y el Contrato de Concesión, aprobado por el Decreto N°1247/62.

De acuerdo con el Contrato de Concesión y su Estatuto Social, SEGBA tenía por objeto principal la generación, transformación, transmisión, distribución, compra y venta de energía eléctrica, así como también la prestación del servicio público de electricidad.

El modelo regulatorio de SEGBA era de “tasa de ganancia” o “costo de servicio”. Según las disposiciones del artículo 14, sección I, inciso c) de su Contrato de Concesión, SEGBA debía cobrar una tarifa tal cuyo producido fuese suficiente para cubrir los gastos de explotación, la depreciación y renovación y que, además, le asegurase la obtención de un beneficio neto del 8% en dólares sobre todos los bienes destinados al servicio (Activo Neto)<sup>2</sup>.

Al igual que el resto de las empresas de servicios públicos, SEGBA estuvo sometida a frecuentes cambios de autoridades y lineamientos de gestión, y sus políticas tarifarias fueron puestas al servicio de esquemas de contención de la inflación o de objetivos de promoción social y/o económica en medio de un contexto de creciente inestabilidad de precios.

Debido a las políticas tarifarias y a la gestión de cobranzas de la época, SEGBA recibió frecuentemente aportes del Tesoro Nacional destinados a cubrir parte de su déficit operativo. Asimismo, puesto que no lograba obtener los beneficios requeridos por el Contrato de Concesión, recibía autorización de la Secretaría de Energía para incluir en sus Balances el concepto de “defecto de beneficio contractual” (o “ajuste del producido tarifario”) que comprendía la suma de las diferencias, en defecto, que anualmente surgían entre la rentabilidad que debía obtener SEGBA y los resultados tarifarios reales.

---

<sup>1/</sup> CADE, que operaba en Capital Federal, tenía una concesión por 50 años y fue propiedad de capitales alemanes desde 1901 hasta 1921, fecha en que la concesión fue transferida a inversionistas españoles, CHADE, que en 1936 vendieron el paquete accionario a una empresa francesa y pasó a denominarse CADE. Por otra parte, desde 1912 operaba, en un ámbito geográfico más reducido, la Compañía Italo-Argentina de Electricidad (CIAE) que era de capitales suizos. En 1936, ambas empresas consiguieron una extensión del plazo de concesión de 40 años. Con la creación de SEGBA se nacionalizó la industria eléctrica en la región metropolitana de Buenos Aires. Ver Bastos y Abdala (1993).

<sup>2/</sup> Los gastos de explotación incluyen contribuciones, impuestos y tasas nacionales, provinciales y municipales de cualquier naturaleza, como así también los que gravan el capital y/o los beneficios de la empresa. La dotación al Fondo de Depreciación y Renovación es lo que técnicamente proceda sobre el valor en dólares que arroje al final de cada año el “Registro del Valor no Depreciado de los Bienes destinados al servicio”, calculado según lo dispuesto por el artículo 13, sección II del Contrato de Concesión. El beneficio neto después de haber pagado todo impuesto, igual al 8% anual del valor de la “base tarifaria” que resulte para cada año, surge de la diferencia entre el saldo del “Registro del Valor no Depreciado de los Bienes destinados al servicio” y el saldo del “Registro de la Depreciación acumulada de los Bienes destinados al servicio”. Ver Decreto N°1247/62.

Al monto así obtenido se le deducían los aportes recibidos en los diferentes ejercicios del Gobierno Nacional en compensación de tales defectos.

Entre 1958 y 1975, SEGBA fue productora, exclusivamente. Con posterioridad, fue productora y comercializadora porque la política sectorial apuntó a reducir la generación térmica y fueron entrando en servicio las centrales hidráulicas y nucleares. De resultas SEGBA pasó a producir sólo el 40% de la energía necesaria para abastecer a su demanda y a comprar el 60% restante al Despacho Unificado de Cargas, y reorientó sus inversiones hacia distribución y transporte.

Esta reorientación de la inversión junto con las sucesivas restricciones presupuestarias, implicó -más allá del nivel de los costos incurridos- descuidar el mantenimiento de la capacidad existente y ello se tradujo en un fuerte deterioro en la capacidad real de la oferta. En consecuencia, SEGBA no estuvo en condiciones de responder a la crisis energética de 1988-1989 porque el porcentaje de indisponibilidad de su parque era del 49%<sup>3</sup>. La falta de agua durante aquellos años obligó a las autoridades a modificar el rumbo para fortalecer el mantenimiento, la rehabilitación y repotenciación, y la incorporación de nuevos turbogrupos de generación.

Por otra parte, el creciente porcentaje de pérdidas de energía -definidas como la diferencia entre la energía generada y la facturada- también contribuyó a degradar la calidad de prestación del servicio. Entre 1980 y 1991, las pérdidas de energía crecieron del 15% al 26% del total generado. Y si bien parte del aumento se explica por las denominadas “pérdidas técnicas”, que surgen de las características propias de la transmisión y distribución de la electricidad, la otra parte estuvo relacionada con el hurto de energía.

En síntesis, a fines de los '80, SEGBA enfrentaba serias dificultades para generar y ofrecer el servicio de distribución de energía eléctrica con el mínimo nivel de calidad necesario.

## **II. BREVE CARACTERIZACIÓN DEL MARCO REGULATORIO Y DEL DESEMPEÑO DE EDENOR, EDESUR Y EDELAP**

A partir de la aprobación de la Ley N°23.696 de Reforma del Estado, en agosto de 1989, se declaró en estado de emergencia la prestación de la totalidad de los servicios públicos y se inició un proceso de reformulación global del rol del Estado en la economía. Dicha ley proporcionó el marco jurídico para la ejecución de la política de privatizaciones y concesiones de empresas y entes del sector público.

En la industria eléctrica la reforma consistió en la desintegración vertical de sus tres etapas, generación, transmisión y distribución, y la privatización de las empresas públicas<sup>4</sup>. SEGBA, privatizada en 1992, fue dividida en 5 generadoras y 3 empresas distribuidoras, EDENOR, EDESUR y EDELAP.

---

<sup>3</sup>/ Con todo, merced a los esfuerzos realizados, en 1988 la producción propia de SEGBA subió al 61% de sus ventas y en 1989 al 74%.

<sup>4</sup>/ Para una descripción detallada de la reestructuración y privatización del sector eléctrico, véase Bastos y Abdala (1993).

La Ley N° 24.065, el Decreto N° 1398/92, las resoluciones de la Secretaría de Energía y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), y los respectivos Contratos de Concesión, constituyen el marco regulatorio que rige el servicio público de distribución concesionado a EDENOR, EDESUR y EDELAP.

El modelo de regulación es el de “precios máximos” (RPM o “price cap”) de la forma  $RPI - X$ , donde RPI es un índice combinado de precios mayoristas y minoristas de los Estados Unidos<sup>5</sup> y X representa el factor de eficiencia trasladable a las tarifas.

La Regulación por Precio Máximo (RPM), que también se aplica en el segmento de transporte, simula un mercado competitivo y hace que la empresa enfrente un precio máximo dado. De este modo, la regulación le pone un límite superior a los ajustes de costos y hace que la rentabilidad de las empresas dependa de su eficiencia para minimizar sus gastos operativos y de capital. A diferencia del modelo de “tasa de ganancia” o “costo de servicio” (en el que el regulado tiene el incentivo de agrandar su base de activos para a su vez “inflar” sus gastos de capital y de operaciones hacia la próxima fijación de tarifas), la regulación por “precio máximo” introduce un incentivo a la reducción de costos y al fijar el factor X otorga certidumbre a las empresas acerca de su ingreso en los siguientes períodos de revisión tarifaria, puesto que saben que podrán maximizar su beneficio mediante la minimización de sus gastos. Es decir, que una vez conocido el factor X la empresa tiene grandes incentivos para mejorar su productividad a fin de lograr una rentabilidad mayor a la reconocida (implícitamente) en sus tarifas.

La RPM replica el comportamiento del mercado en competencia perfecta, donde el precio es una variable exógena. Allí todas las empresas tratan de ser eficientes y bajar costos para aumentar su rentabilidad porque no pueden modificar el precio. Por eso, en el período siguiente, como todas las empresas hacen lo mismo, bajan los costos del sistema y los precios se ponen en línea con los costos. El factor X que fija el regulador es, entonces, un sucedáneo de la presencia de competidores que pone un límite superior a los ajustes de costos y obliga a ir transfiriendo gradualmente las ganancias de eficiencia a los consumidores.

No obstante todo lo anterior, las empresas reguladas también están obligadas a operar el servicio con ciertos estándares mínimos de operaciones y calidad para evitar que la reducción de costos se logre a expensas de la calidad del servicio.

Los siguientes son los principales mecanismos de regulación<sup>6</sup> de EDENOR, EDESUR y EDELAP:

- a) a cambio de tener exclusividad zonal, es decir, un monopolio legal sobre el uso de sus redes, están obligadas a prestar el servicio y atender todo incremento de demanda;

---

<sup>5</sup>/ Hasta la sanción de la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, el valor agregado de distribución se actualizaba en forma semestral de acuerdo con un índice combinado de precios mayoristas (67%) y minoristas (33%) de los Estados Unidos de Norteamérica.

<sup>6</sup>/ Ver Ley N°24.065, artículos N°21, 22, 23, 24, y 40 a 49, y Contratos de Concesión, artículos 5 a 11 y Sub-anexos 1, 2, 3 y 4.



- b) no obstante, las distribuidoras (al igual que las transportistas) están obligadas a otorgar libre acceso a sus redes a terceros para que no puedan apropiarse de las ganancias obtenidas en el mercado de generación;
- c) hay libertad de contratación entre generadores y usuarios, y además hay competencia de los comercializadores;
- d) el regulador fija tarifas máximas pero suficientes para que los concesionarios puedan obtener los ingresos necesarios para satisfacer los costos operativos razonables del servicio, impuestos, amortizaciones y una razonable tasa de retorno que guardará relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de las empresas y habrá de ser similar, como promedio de la industria, a la de las otras actividades de riesgo, similar o comparable nacional o internacionalmente;) y las fija permitiendo el traslado (“passthrough”) de los costos no controlados por los concesionarios (energía y potencia en el MEM), y utilizando el mecanismo de Regulación por Precio Máximo o “price cap” y la “competencia por comparación”;
- e) el regulador fija estándares de calidad y seguridad y penaliza su incumplimiento de modo que la rentabilidad de las distribuidoras dependerá de su grado de eficiencia para minimizar sus gastos operativos y de capital pero sujetas a operar con crecientes exigencias de calidad y seguridad; y
- f) competidores externos pueden adquirir el control accionario de las distribuidoras establecidas al cabo de los “períodos de gestión” que duran 10 años (excepto el primero que es por 15 años).

Como se desarrollará más adelante, durante los primeros 9 de los 95 años de duración total de las concesiones de distribución, se registró una significativa reducción, en términos reales, de las tarifas junto a una importante mejora de la calidad del servicio a partir de las oportunidades creadas por la reestructuración de la industria eléctrica y de su nuevo marco regulatorio.

### **III. ALGUNOS COMENTARIOS SOBRE ASPECTOS METODOLÓGICOS DE LA COMPARACIÓN ENTRE SEGBA Y EDENOR, EDESUR Y EDELAP**

Sin perjuicio de que en el Anexo de este trabajo se describe la metodología empleada, se considera necesario efectuar algunos comentarios y consideraciones para marcar las diferencias esenciales entre los dos modelos y períodos de gestión reseñados en las secciones anteriores.

#### **III.1 La definición de Tarifa Media Global Total por kWh (TMG)**

El precio del kilovatio-hora (kWh) es utilizado como elemento homologador para realizar la comparación entre el período 1980-1991 y el período 1992-2001. Dicho precio, definido como la Tarifa Media Global Total por kWh (TMG), se obtuvo dividiendo los Ingresos Totales de las empresas entre las cantidades de energía facturada.

La TMG Total incluye a toda la gama de tarifas y consumos de los clientes residenciales, comerciales, industriales y otros, y debió ser usada dadas las dificultades para comparar los cuadros tarifarios que han estado aplicando EDENOR, EDESUR y EDELAP desde la privatización del servicio, con los que aplicaba SEGBA anteriormente.

Dada la definición anterior, es posible aceptar que el valor de la TMG es, a la vez, representativo del ingreso bruto medio obtenido por unidad vendida por los accionistas de las empresas intervinientes en los diferentes segmentos del negocio, y del costo medio por unidad comprada soportado por los usuarios del servicio de distribución.

En suma, la TMG puede ser considerada como el “precio total” del servicio pagado por un cliente promedio, que a la vez remunera todos los costos e incluye el beneficio de las distintas empresas intervinientes en el suministro del servicio eléctrico.

Para el caso de SEGBA, los Ingresos Totales se componen de los Ingresos por Venta de Energía más la remuneración por Potencia Puesta a Disposición (PPD) más las Transferencias del Gobierno Central.

Durante la vigencia del anterior régimen, las empresas productoras de electricidad tenían derecho a percibir una remuneración consistente en una suma mensual por cada MW declarado disponible, resultara o no despachada la máquina respectiva. No obstante y aunque para SEGBA este ingreso por PPD era teóricamente significativo, debido a la magnitud de la potencia de sus centrales, en la práctica no fue más allá de su mero devengamiento. De hecho no aparece discriminado como un rubro de los ingresos totales en los balances de SEGBA y por ello no fue posible extraerlo del ingreso total<sup>7</sup>.

En lo que concierne a las Transferencias del Gobierno Central, en este trabajo se incluyen los aportes realizados por el Tesoro Nacional a SEGBA con el propósito de complementar sus ingresos y tender a equilibrar sus cuentas.

En cambio, no se incluye el llamado “defecto de beneficio contractual” (que era el resultado de la suma de las diferencias, en defecto, que anualmente surgían entre la rentabilidad que debía obtener y los resultados tarifarios reales) porque fue un mero artilugio contable para que los Balances de SEGBA registrasen un beneficio del 8% sobre sus Activos Netos.

De modo que los Ingresos Totales de SEGBA, que se habrán de dividir entre los kWh producidos para obtener la TMG Total, están conformados por los Ingresos por Venta de Energía más las Transferencias del Tesoro Nacional.

Por su parte, el caso de EDENOR, EDESUR y EDELAP es más simple: los Ingresos Totales son estrictamente los Ingresos por Venta de Energía a los “Usuarios Cautivos”

---

<sup>7</sup>/ Es necesario señalar, además, que la “potencia puesta a disposición” se prestó a algunas manipulaciones puesto que, en muchas oportunidades, las máquinas declaradas disponibles estaban, en realidad, fuera de servicio pero se “especulaba” con que no serían convocadas a generar. Por eso un vistazo al período 1980-1991, revela que la indisponibilidad de las máquinas de SEGBA crecía a medida que se reducía la relación entre la oferta de generación hidráulica y la oferta de generación total, precisamente porque esa condición de menor hidraulicidad del sistema aumentaba sensiblemente las posibilidades de que las máquinas fueran requeridas por el Despacho de Cargas.

más los Ingresos por el Servicio de Peaje a los Usuarios No Cautivos (Grandes Usuarios). Es importante aclarar que para obtener la TMG Total, en este caso, el Ingreso Total se habrá de dividir entre los kWh facturados pero sin incluir la energía comprada directamente por los Grandes Usuarios.

### **III.2 TMG y Peaje: “Usuarios Cautivos” y Grandes Usuarios**

En el período de SEGBA, todos los usuarios eran cautivos. Por ende, la TMG Total y la de “usuarios cautivos” es la misma y se obtiene dividiendo sus Ingresos Totales entre todos los kWh facturados.

Pero la libertad de elegir proveedor que, merced a la reestructuración han tenido los usuarios de mayor consumo<sup>8</sup>, introduce una distorsión en la comparación puesto que el universo y la composición de los usuarios es diferente entre los dos períodos bajo análisis.

En el caso de EDENOR, EDESUR y EDELAP, la TMG Total se obtiene dividiendo a los Ingresos por ventas a los “usuarios cautivos” más los Ingresos por la Prestación de la Función Técnica de Transporte (peaje) entre los kWh facturados netos de la energía comprada directamente por los Grandes Usuarios (ver III.1).

De manera que, en este caso, se puede distinguir entre la TMG Total, la TMG aplicada a los “usuarios cautivos” (Ingresos por ventas a los “usuarios cautivos” dividido por los kWh facturados a este grupo) y el peaje (Ingresos por la Prestación de la Función Técnica de Transporte divididos por la energía transportada a los GU).

### **III.3 El peso de los contratos transferidos en la TMG de los “usuarios cautivos”**

Como parte de la privatización de SEGBA se transfirieron a EDENOR y EDESUR contratos de abastecimiento de energía eléctrica con Central Puerto y Central Costanera, y a EDELAP con Central Térmica San Nicolás, que duraban 8 años y a precios cercanos a \$ 44/MWh del año 2001 (e indexados anualmente por un índice combinado de precios de EEUU).

Como estos contratos representaron, aproximadamente, entre el 50% y el 60% de las compras totales de energía de las distribuidoras en el mercado, los “usuarios cautivos” no pudieron beneficiarse totalmente de la caída del precio de la energía en el MEM que se situó por debajo de u\$s 25/MWh desde 1995 en adelante. En consecuencia, los “usuarios cautivos” pagaron una tarifa más alta que la que hubiesen tenido que pagar si las distribuidoras no hubiesen estado obligadas por los referidos contratos transferidos.

### **III.4 Los costos de la integración y desintegración vertical**

Cuando SEGBA era la prestadora del servicio, al estar verticalmente integrada, la actividad de generación estaba incorporada en su proceso productivo y, por lo tanto, incurría necesariamente en costos en su parte de generación produjera o no electricidad.

---

<sup>8</sup>/ Inicialmente, para ser Gran Usuario se exigía una demanda de potencia de 5MW, luego reducida sucesivamente a 1 MW, 100 kW, 50 kW y 30 kW. Ver Resoluciones N°61/92, N°322/93, N°206/94, N°334/94, N°406/96, N°91/97, N°589/99, N°423/98 y N°66/00 de la Secretaría de Energía.

Por lo tanto, es muy importante señalar que SEGBA debía hacerse cargo, como mínimo, de casi la totalidad de los costos fijos correspondientes<sup>9</sup>.

En cambio, a partir de la reestructuración y desintegración vertical de la industria, la estructura de costos de EDENOR, EDESUR y EDELAP se puede desdoblar entre el llamado Costo Propio de Distribución, o Valor Agregado de Distribución, y el costo de Energía y Potencia (y servicios de transporte asociados) resultante de las compras que deben hacer en el mercado mayorista y que, por el mecanismo de “passthrough”, transfieren al precio final, idealmente sin ganancias ni pérdidas.

De manera que, a diferencia de SEGBA, las concesionarias pagan sólo una parte de los costos fijos de generación al contratar el servicio de potencia y, por supuesto, pagan la energía que compran en el mercado mayorista. Pero si los generadores no generan porque no salen despachados, los costos fijos incurridos por la potencia no vendida quedan a su cargo y dependerá de las condiciones de mercado que los puedan pasar o no al precio.

### **III.5 El impacto en los ingresos de las pérdidas técnicas y no técnicas**

Como es sabido, en todo proceso de transmisión de energía se producen pérdidas. Esto significa que para entregar 1 kWh a la demanda, es necesario inyectar un poco más de 1 kWh en la red. A la diferencia entre ambas cantidades se la denomina “pérdidas técnicas” del sistema. Como consecuencia de ello, una empresa verticalmente integrada tiene que generar ese porcentaje de más, mientras que una empresa distribuidora no integrada deberá comprar ese “delta” de energía en el mercado.

En general, se acepta que el nivel de “pérdidas técnicas” puede variar entre un 2% y un 12%, según el nivel de tensión, y el estado y antigüedad de las redes y los sistemas conexos. Como las pérdidas son mayores cuanto menor es la tensión, ello significa que son los sistemas de distribución los que suelen registrar porcentajes más altos.

Por ello, tanto en las fórmulas tarifarias que aplicaba antes SEGBA como en las que forman parte de los Contratos de Concesión de EDENOR, EDESUR y EDELAP, se incluye un término para reconocer esas pérdidas técnicas. Se estima que, en promedio, las pérdidas “toleradas” por las fórmulas de cálculo tarifario<sup>10</sup> alcanzan al 10%.

En cambio, las llamadas “pérdidas no técnicas” son el resultado del hurto de energía así como también del fraude. El hurto tiene su visualización más cabal en los llamados “colgados”, esto es, aquellas personas que se conectan a la red en forma clandestina.

El fraude, sin embargo, puede provenir de alteraciones deliberadas en los sistemas de medición, mediante un “bypass” a los medidores, o directamente desde dentro de la empresa eléctrica falseando las mediciones efectivas al momento de la facturación.

---

<sup>9</sup>/ Cabe aclarar que, si bien SEGBA poseía plantas de generación térmica que representaban un importante porcentaje del total nacional, ellas no eran necesariamente su única fuente de suministro. En efecto, ya en aquel entonces el sistema argentino presentaba un fuerte grado de interconexión y el Despacho de Cargas operaba con criterio de costo marginal, de manera de dar prioridad a las centrales hidroeléctricas y nucleares y, por ende, optimizar el uso de los recursos no renovables.

<sup>10</sup>/ Ver Contratos de Concesión, Subanexo 2, “Procedimiento para la determinación del cuadro tarifario”.

En la época de SEGBA la conjunción de ambos factores fue elevando gradualmente el porcentaje de pérdidas y, paralelamente, se fue generando un problema de características sociales debido al creciente número de conexiones clandestinas en las llamadas “villas de emergencia” y otros barrios donde habita gente de muy escasos ingresos<sup>11</sup>.

La gravedad del problema fue tal que, durante los dos últimos años de gestión de SEGBA y el primer año de la privatización de los servicios, las pérdidas totales ascendieron, en promedio, al 25%.

Para resolverlo, el Gobierno Nacional, el Gobierno de la Provincia de Buenos Aires y EDENOR y EDESUR firmaron, en enero de 1994, el denominado Acuerdo Marco con el propósito de incorporar a la gran mayoría de las personas conectadas clandestinamente como usuarios legales<sup>12</sup>. Ello se logró muy rápidamente y al cabo de 3 años las pérdidas totales se redujeron al 10%.

De manera, entonces, que no hay sesgo metodológico en el tratamiento del problema porque en los años en que SEGBA y las distribuidoras privadas registraron pérdidas superiores al 10%, sus respectivos precios del kWh fueron menores que los que deberían haber sido en ambos casos.

### **III.6 La rentabilidad según los Contratos de Concesión**

Tal como fue señalado en I, según su Contrato de Concesión, SEGBA debía cobrar una tarifa tal cuyo producido fuese suficiente para cubrir los gastos de explotación, la depreciación y renovación y que, además, permitiese obtener un beneficio neto del 8% en dólares sobre todos los bienes destinados al servicio (Activo Neto).

Como ello no ocurría, se apelaba contablemente al concepto de “defecto de beneficio contractual” que comprendía la suma de las diferencias, en defecto, que anualmente surgían entre la rentabilidad que debía obtener SEGBA y los resultados tarifarios reales. Al monto así obtenido se le deducían los aportes recibidos en los diferentes ejercicios del Gobierno Nacional en compensación de tales defectos.

Puesto que el “defecto de beneficio contractual” fue un mero artilugio contable (ver III.1), es importante señalar que la TMG de SEGBA tenida en cuenta en este trabajo es menor a la que habría surgido si la empresa hubiese alcanzado la rentabilidad del 8% estipulada en su Contrato de Concesión.

Por otra parte, el modelo de regulación de las distribuidoras privadas es de “precios máximos” y, por lo tanto, no hay una rentabilidad dada “garantizada” *a priori*. Por el

---

<sup>11/</sup> Para resolver el problema, SEGBA lanzó, en 1987, el Plan de Electrificación de Barrios y Normalización de Usuarios Clandestinos que preveía invertir cerca de us\$ 110 millones durante 3 años para tender 870 km. de cables de distribución de media y baja tensión, ejecutar 444 centros de transformación, instalar 316.000 medidores en 580 barrios y normalizar conexiones clandestinas en 23 partidos del área de concesión, y realizar una campaña de esclarecimiento entre los usuarios. Ver Memoria y Balance de SEGBA 1987.

<sup>12/</sup> Al respecto, cabe señalar que una vez que las empresas privatizadas iniciaron su campaña para eliminar las “pérdidas no técnicas”, encontraron que aproximadamente un tercio de las mismas correspondía a fraudes de empresas y usuarios no precisamente carecientes.

contrario, la rentabilidad de las empresas dependerá de su eficiencia para minimizar sus gastos operativos y de capital (ver II).

### **III.7 La calidad como parte del servicio**

Otro rasgo claramente diferenciador entre las dos etapas a comparar, es la concepción de la Calidad del Servicio. En efecto, durante la época estatal las empresas prestadoras del servicio no estaban sujetas a parámetros de calidad ni a sanciones por su eventual incumplimiento<sup>13</sup>. Así, eran bastante comunes tanto el suministro fuera de la tensión establecida (generalmente por debajo, ya que frente a la escasez de oferta una de las primeras alternativas al corte era la disminución del voltaje) como los cortes del servicio.

Al respecto, debe recordarse que, frente a severas limitaciones en la oferta, las autoridades recurrieron, en varias oportunidades, a diversas versiones del racionamiento, tales como la supresión de la televisión, iluminación de vidrieras y otras restricciones, en horarios pico en 1973/1974, o a los cortes rotativos de hasta cuatro o más horas de duración diaria en 1988/1989.

Esta última crisis señaló el límite de la gestión estatal, dado que resultaba imposible no ya incrementar la oferta con nuevas inversiones, sino tan siquiera mantener en actividad el parque existente. En estos años los niveles de indisponibilidad del parque térmico alcanzaron los valores más altos (ver I).

No obstante ello, el usuario no recibía ninguna compensación por estas deficiencias en la calidad, al tiempo que el servicio comercial también se empezaba a deteriorar considerablemente. Contrariamente, los Contratos de Concesión del año 1992 incorporaron expresamente el concepto de calidad<sup>14</sup> como una obligación ineludible de los prestadores sujeta a la aplicación de penalidades monetarias, y establecieron una vinculación unívoca entre los estándares de calidad y las tarifas.

Los Contratos de Concesión miden las siguientes 3 dimensiones de la calidad del servicio: a) el llamado Producto Técnico, que tiene que ver con la tensión de suministro (excesos o defectos son penalizados); b) el Servicio Técnico, referido a frecuencia y duración de las interrupciones, ambos objeto de sanciones; y c) la Calidad Comercial, que abarca aspectos tales como la correcta medición y facturación, los tiempos insumidos para conexiones nuevas y para reconexiones en caso de suspensión del servicio, y otros.

La aplicación de sanciones monetarias cuando se verifica que la calidad con que fue ofrecido el servicio está por debajo de los estándares mínimos establecidos en los Contratos, posee un doble significado: por un lado, es una señal económica para las empresas puesto que el valor de las multas constituye el “costo de oportunidad” de realizar las inversiones, mejoras en el “management”, u otras gestiones empresarias que corrijan las deficiencias; y, por el otro lado, es una señal para los usuarios que al percibir el correspondiente resarcimiento internalizan que si el producto recibido es de menor calidad que el comprometido, el precio debe ser también menor.

---

<sup>13</sup>/ El artículo 19 de su Contrato de Concesión incluía la aplicación de penalidades en caso de deficiencias en la calidad del servicio, pero muy rara vez fueron aplicadas. Ver Decreto N°1247/62.

<sup>14</sup>/ Ver Contratos de Concesión, Subanexo 4 “Normas de calidad del servicio público y sanciones”.

Esta diferencia introduce una dificultad adicional para comparar ambas etapas, porque si bien el fluido eléctrico no cambia en su esencia, el producto entregado es diferente. Como se verá más adelante, esta dificultad fue sorteada deduciendo de los ingresos totales de las empresas privadas los montos pagados por multas y obteniendo la TMG efectivamente pagada por los “usuarios cautivos”.

### **III.8 Ingresos por sobreventa de potencia**

Por último, es necesario mencionar al llamado factor de simultaneidad de la potencia como otro elemento que distorsiona la comparación entre ambos modelos de gestión. Se dijo más arriba que, a partir de la desintegración vertical, las distribuidoras compraban energía y potencia en el mercado mayorista y que, mediante el mecanismo de “passthrough”, transferían esos costos (y los servicios de transporte asociados) al precio final, idealmente, sin ganancias ni pérdidas.

No obstante, en la práctica las distribuidoras privadas obtienen un ingreso marginal derivado de la sobreventa de potencia porque, debido al mencionado factor de simultaneidad<sup>15</sup>, los máximos demandados de potencia de los distintos usuarios no coinciden en el tiempo con el máximo de potencia comprado por las distribuidoras.

Además de que el distribuidor podría vender esa diferencia marginal de potencia (entre la máxima comprada y la máxima demandada por sus clientes), hay una cuestión de precio puesto que el usuario le paga al distribuidor la potencia convenida, mientras que la distribuidora paga al generador por la potencia requerida.

Esto significa que mientras que el distribuidor compra la potencia por cada hora, a su vez la vende y cobra a sus clientes por bandas horarias y les cobra la contratada máxima aunque sus usuarios no la consuman en su totalidad (sea porque se equivocaron, porque hay recesión y consumieron menos, etc...) <sup>16</sup>.

## **IV. LA TMG ANTES Y DESPUÉS DE LA REESTRUCTURACIÓN**

El Gráfico 1 muestra la evolución de Tarifa Media Global Total de distribución eléctrica por kilovatio-hora (TMG) durante el período 1980-2001. En términos reales (a valores constantes del año 2001)<sup>17</sup>, la TMG Total promedio del período 1992-2001 fue un 33% inferior a la del período 1980-1991: \$0,075 y \$0,111, respectivamente.

---

<sup>15</sup>/ El factor de simultaneidad es la relación entre la demanda máxima de potencia de los usuarios y la demanda máxima de potencia total. Se determina relacionando el promedio de las demandas máximas individuales de cada cliente con el promedio de las demandas de cada uno de esos clientes coincidentes con la demanda máxima total.

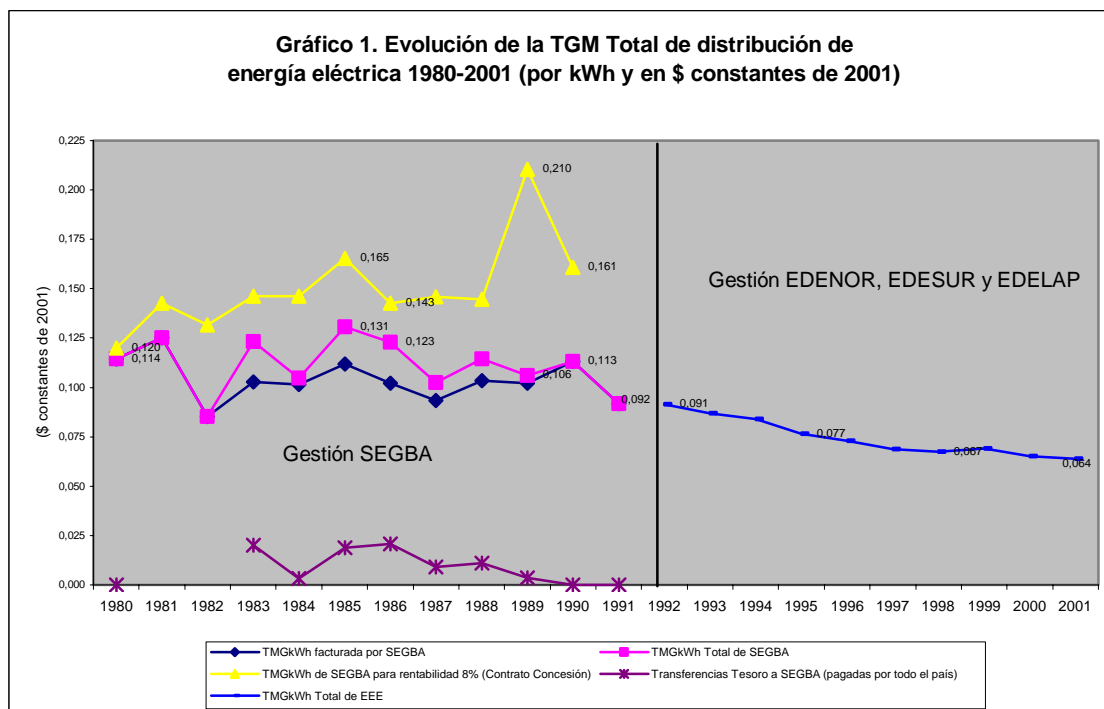
<sup>16</sup>/ Nótese, además, que como parte de las reglas de juego establecidas en el reglamento de suministro, si el usuario se “pasa” y consume más de la potencia convenida, se le cobra una penalidad y durante varios meses subsiguientes le tomará como máximo el nuevo nivel de potencia requerido.

<sup>17</sup>/ Ver Anexo Metodológico. A los efectos de expresar todos los valores monetarios corrientes utilizados en el ejercicio en pesos constantes del año 2001, se utilizaron las series “empalmadas” del Índice de Precios al Consumidor (IPC) y del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) para construir un Índice Combinado que se compone de 33% del IPC y 67% del IPIM.

Asimismo, la TMG Total de EDENOR, EDESUR y EDELAP del año 2001, calculada en poco más de 6 centavos, es casi la mitad de la cobrada en 1986<sup>18</sup> por SEGBA.

#### IV.1 La TMG Total antes de la reestructuración

Como se observa en la mitad izquierda del Gráfico 1, la evolución de la TMG Total durante 1980-1991 tiene la característica forma de serrucho, típica del período. La TMG Total se movió en un rango entre \$0,085 y \$0,131 con recuperaciones y retrocesos provocados por los vaivenes de la inflación, y su valor medio fue de \$0,111 (a valores constantes del año 2001).



Obsérvese que la TMG Total obtenida es la suma de la curva llamada TMG Total facturada, es decir, la recaudada directamente de los usuarios, y la curva de Transferencias.

Se considera que los Aportes del Tesoro Nacional constituyeron un subsidio que todos los contribuyentes del país “otorgaron” a los usuarios del Área Metropolitana servida por SEGBA y que se tradujo en una tarifa menor del servicio de energía eléctrica que la que realmente deberían haber pagado<sup>19</sup>.

<sup>18</sup>/ El año 1986 ha sido frecuentemente utilizado para comparar el impacto de los cambios producidos durante los '90 por la reforma de la economía y la reestructuración y privatización de los servicios públicos, debido a que se lo considera como el de mayor “normalidad” macroeconómica de los '80.

<sup>19</sup>/ Las transferencias recibidas por SEGBA durante 1980-1991 representaron, en promedio, el 6% de la TMG pero con una fuerte dispersión dentro de un rango entre 0 y 17%. No las hubo en 1981 y 1982, y fueron marginales en 1980, 1990 y 1991. Pero fueron muy significativas en 1983, 1985 y 1986 cuando promediaron un 16% de la TMG. En 1987 y 1988 el peso de las transferencias en la TMG bajó al 9%, y en 1989 se redujo al 3,5%.



Nótese, asimismo, que en el extremo superior del Gráfico y muy por encima de la TMG Total calculada para este ejercicio, se ubica la curva de la TMG Total necesaria para que SEGBA hubiese obtenido el 8% de rentabilidad.

Es sabido que las actualizaciones monetarias contienen, inevitablemente, un margen de error, que puede ser mayor aún cuando el período incluye años de alta inflación e hiperinflación como es el caso. Pero, de cualquier modo, el nivel alcanzado por la TMG Total durante aquellos años no se explica por las distorsiones propias de expresar valores corrientes en valores constantes. Antes bien, ello fue el resultado de un modelo de gestión que incluyó a todos los servicios públicos.

La trayectoria de la TMG Total durante 1980-1991 se explica porque SEGBA operó como empresa monopólica y parcialmente integrada, con sobre-empleo, con una dotación de capital anticuada, y sin enfrentar forma alguna de competencia ni estar sujeta a incentivos y penalidades vinculados con la eficiencia, la calidad y las inversiones. Además, carecía de recursos para invertir debido a las políticas tarifarias y a la gestión de cobranzas de la época, ya que los aportes del Tesoro Nacional estaban destinados, casi exclusivamente, a cubrir su déficit operativo (ver I).

Las falencias de SEGBA no pueden ser atribuidas exclusivamente a una mala gestión empresarial porque, en la práctica, las empresas estatales de servicios públicos tuvieron de tales sólo el nombre, ya que su gerenciamiento fue trabado y distorsionado por la sujeción que se les impuso a las reglas idiosincrásicas de la Administración Pública en la Argentina. A modo de ejemplos, téngase en cuenta que, desde 1958 hasta 1991, o sea a lo largo de sus 33 años, SEGBA tuvo 16 presidentes y 6 interventores, que se descapitalizó progresivamente merced al impacto de la inflación sobre recaudaciones realizadas 45 días después de la facturación, y que acumuló -en vísperas de la concesión- una suma pendiente de cobro equivalente a 6 meses de facturación: us\$500 millones, la mitad de los cuales era adeudada por organismos públicos<sup>20</sup>.

En síntesis, SEGBA fue un monopolio que nunca pudo imponer ni las cantidades a vender ni el precio a cobrar: no pudo erradicar el hurto y el fraude ni cobrar sus ventas y tampoco pudo aplicar las tarifas necesarias para obtener el 8% de rentabilidad como lo disponía su Contrato de Concesión.

#### **IV.2 La TMG Total después de la reestructuración**

Contrariamente y tal como se observa en la mitad derecha del Gráfico 1, durante el período 1992-2001 la TMG Total de EDENOR, EDESUR y EDELAP se redujo un 30%, y disminuyó casi permanentemente desde \$0,091 hasta \$0,064 registrando un valor medio de \$0,075<sup>21</sup>.

La reducción en términos reales de la TMG Total cobrada por las distribuidoras privadas se explica por las oportunidades creadas a partir de la reestructuración de la industria eléctrica y de la aplicación del nuevo marco regulatorio (ver II).

---

<sup>20</sup>/ Ver SIGEP (1987-1991), Informes de Gestión Anual de SEGBA.

<sup>21</sup>/ En rigor para calcular la TMG 1992-2001 habría que descontar los impuestos a las ganancias y otros que estén pagando los accionistas de las concesionarias privadas como contrapartida de haber incluido las transferencias a SEGBA para calcular la TMG 1980-1991. No obstante, se optó por no hacerlo para no "abaratarse" aún más la TMG post-reestructuración.

Por un lado, existe abundante evidencia del impacto en precios y calidad de la competencia en el mercado mayorista<sup>22</sup>, desatada por la reestructuración y desintegración vertical, de la libre elección de proveedor (ver III.2), de los cambios tecnológicos<sup>23</sup>, del ingreso al mercado de nuevos participantes<sup>24</sup>, de las nuevas inversiones en capacidad<sup>25</sup> y de las mejoras en la confiabilidad<sup>26</sup>.

Por el otro, la gestión regulatoria del Estado hizo posible transferir las ganancias de eficiencia<sup>27</sup>, directa o indirectamente, en términos de mayor producción de energía, menor precio y mejor calidad a casi todos los usuarios finales.

Como es sabido, la ecuación tarifaria de EDENOR, EDESUR y EDELAP se compone de dos términos: el primero refleja sus costos exógenos, es decir, los precios a los que compran energía y potencia en el MEM y los costos asociados de transporte, y el segundo refleja sus propios costos o valor agregado de distribución (VAD).

El primer componente es función de los precios estacionales establecidos por la Secretaría de Energía en forma trimestral (precio de compra de las distribuidoras en el mercado horario) y de su ajuste semestral en base a los precios observados en el MEM, y del precio de los contratos en el mercado a término.

Estos valores se ajustan cada vez que varían los precios de la potencia, la energía y el transporte en el MEM (y, mientras tuvieron vigencia, cuando se actualizaba el precio de los “contratos transferidos”).

La determinación del precio en el mercado mayorista se realiza en forma horaria a partir del costo marginal (declarado por los propios oferentes) de generar un MWh adicional para abastecer la demanda del sistema en ese instante. Como consecuencia de ello, el precio spot de la energía presenta, hora a hora, una significativa variación.

Para resolver el problema de tener que fijar una tarifa al usuario final a partir de un precio de compra en el mercado mayorista que varía hora por hora, se creó un sistema de precios estabilizado (o estacional). Es decir que, trimestralmente<sup>28</sup> y a partir de las estimaciones realizadas por CAMESA, la Secretaría de Energía sanciona (ex-ante) el precio estacional de la energía.

---

<sup>22</sup>/ El diseño de la reestructuración permitió hacer efectivamente competitivo al segmento potencialmente competitivo al descomponer a las 3 empresas estatales en 27 unidades independientes de generación que fueron privatizadas en su mayor parte entre 1992 y 1995. No obstante, no se ignora que la red de transmisión todavía hoy presenta algunos tramos con problemas de congestión y que ello impide que los beneficios obtenidos por la competencia alcancen totalmente a los consumidores finales, porque no siempre es posible despachar energía más barata proveniente de fuentes lejanas. Simplemente, el tema fue dejado de lado con el objeto de simplificar la exposición.

<sup>23</sup>/ Los cambios tecnológicos disminuyeron las indivisibilidades y los umbrales mínimos de producción, los tiempos de construcción y entrada en operaciones, y los costos de las centrales de generación.

<sup>24</sup>/ En la actualidad hay 42 unidades de generación.

<sup>25</sup>/ La potencia instalada aumentó, aproximadamente, de 13.000 MW en 1992 a 23.000 MW en el 2001.

<sup>26</sup>/ La indisponibilidad térmica se redujo, aproximadamente, del 52% en 1992 al 26% en el 2001.

<sup>27</sup>/ Aunque el presente artículo se centra en la baja de las tarifas obtenida por la reducción de costos, es necesario señalar que también se obtuvieron ganancias de eficiencia derivadas del uso de energía producida con tecnologías más modernas y baratas, y del aprovechamiento de la interacción entre el gas y la electricidad. Para un intento de estimar el impacto macroeconómico global, o sea en la competitividad de la economía, de la concesión del servicio de distribución de energía eléctrica (y otros) en términos de las ganancias de eficiencia, productividad y aumentos de capacidad y escala, véase CEER (2001).

<sup>28</sup>/ En concordancia con los períodos estacionales del “año eléctrico”, es decir: Invierno: trimestres mayo/julio y agosto/octubre; Verano: trimestres noviembre/enero y febrero/abril.

Este es el precio al que comprarán las empresas distribuidoras en el mercado spot y representa el precio spot medio esperado para dicho trimestre. Las diferencias entre las compras al precio estacional sancionado (que realizan los distribuidores) y las ventas al precio spot en el mercado horario (que hacen los generadores), se acumulan en un Fondo de Estabilización cuyo saldo se incorpora en el cálculo del precio estacional del siguiente trimestre.

Mediante el mecanismo del “passthrough”, los distribuidores “pasan” a la tarifa de los usuarios finales estrictamente los valores ajustados del costo de comprar energía y potencia en el mercado mayorista, sin incluir ningún tipo de margen de ganancia<sup>29</sup>. Este primer componente hoy representa, aproximadamente, el 44% de las ventas totales de las distribuidoras.

Por otra parte, el costo propio o valor agregado de distribución (VAD) refleja el costo marginal de la prestación del servicio, e incluye los costos de desarrollo e inversión en las redes, de operación y mantenimiento y de comercialización, así como también las depreciaciones y una rentabilidad justa y razonable sobre el capital invertido. El valor que asuma este término es decisivo para que la obligación de servicio sea económicamente factible. El VAD se actualiza en forma semestral de acuerdo con un índice combinado de precios de los Estados Unidos de Norteamérica<sup>30</sup> y hoy constituye, aproximadamente, el 56% de las ventas totales de las distribuidoras.

El “price cap” se aplica, precisamente, sobre el VAD. Durante el primer período tarifario 1992-2002, el coeficiente X fue igual a 0. Actualmente y como parte del proceso de fijación de tarifas para el segundo período tarifario 2002-2007, se están realizando las estimaciones para determinar el nuevo valor del coeficiente X<sup>31</sup>.

El Gráfico 2 permite observar, además del ya referido descenso del 30% en términos reales de la TMG Total entre 1992-2001, los cambios en su composición: la progresiva disminución del peso del paquete de costos de energía, potencia y transporte del 72% al 44% y, recíprocamente, el crecimiento de la participación del VAD del 28% al 56%. Sin embargo, no debe perderse de vista que, al inicio de la reestructuración, durante 1992-1993, y pese a los ajustes por la inflación norteamericana, el VAD no fue suficiente para

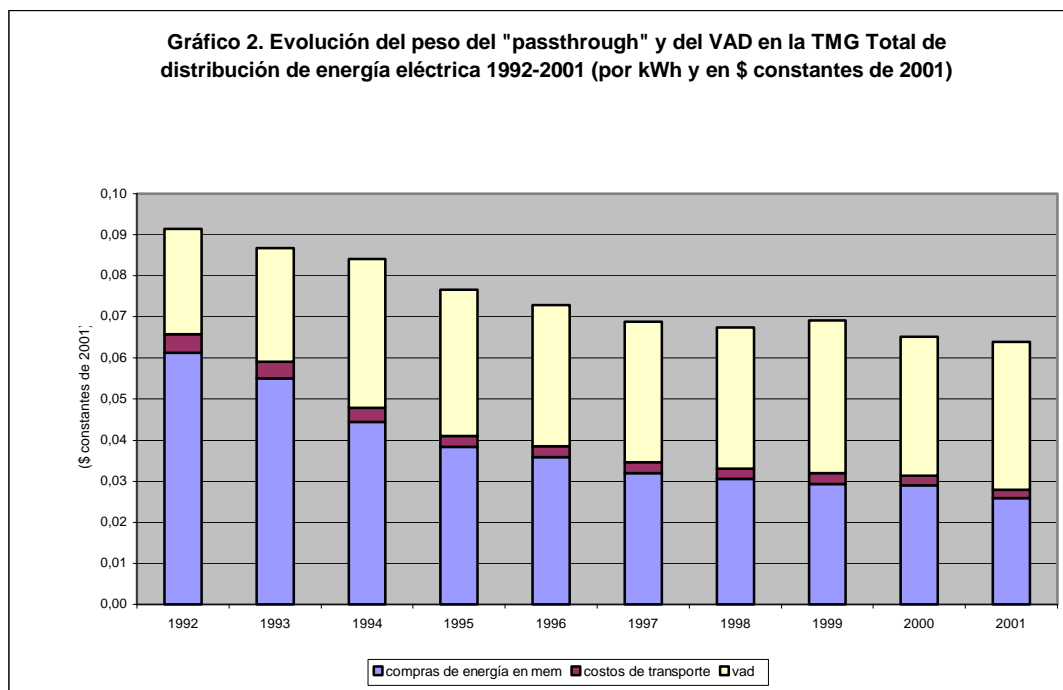
---

<sup>29</sup>/ Al no contar las distribuidoras con recursos para acotar el riesgo de las posibles variaciones de precios, éste es transferido al usuario a fin de no incidir en el resultado del negocio del distribuidor. En definitiva, las distribuidoras son en cierta medida tomadoras de precio, ya que éstos dependen directamente del despacho económico de las generadoras, previsto en cada período estacional. En otras palabras, el mecanismo hace más nítida la frontera entre el negocio de distribución propiamente dicho, que es el suministro de energía eléctrica, de sus transacciones en el MEM para el abastecimiento de sus clientes.

<sup>30</sup>/ Hasta la sanción de la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, el VAD se actualizaba en forma semestral de acuerdo con un índice combinado de precios mayoristas (67%) y minoristas (33%) de los Estados Unidos de Norteamérica. El mecanismo de ajuste en función de la inflación norteamericana se aplicó en casi todas las privatizaciones y concesiones de empresas de servicios públicos para, principalmente, garantizar el valor constante de la rentabilidad y las inversiones de las empresas concesionarias. Pero, asimismo, no es menos cierto que, al tener que realizar parte de sus transacciones en el mercado doméstico pagando precios locales más altos y recibiendo ajustes por precios norteamericanos más bajos, el mecanismo implicó asumir riesgos y, por ende, contribuyó a incentivar la eficiencia de las empresas concesionarias.

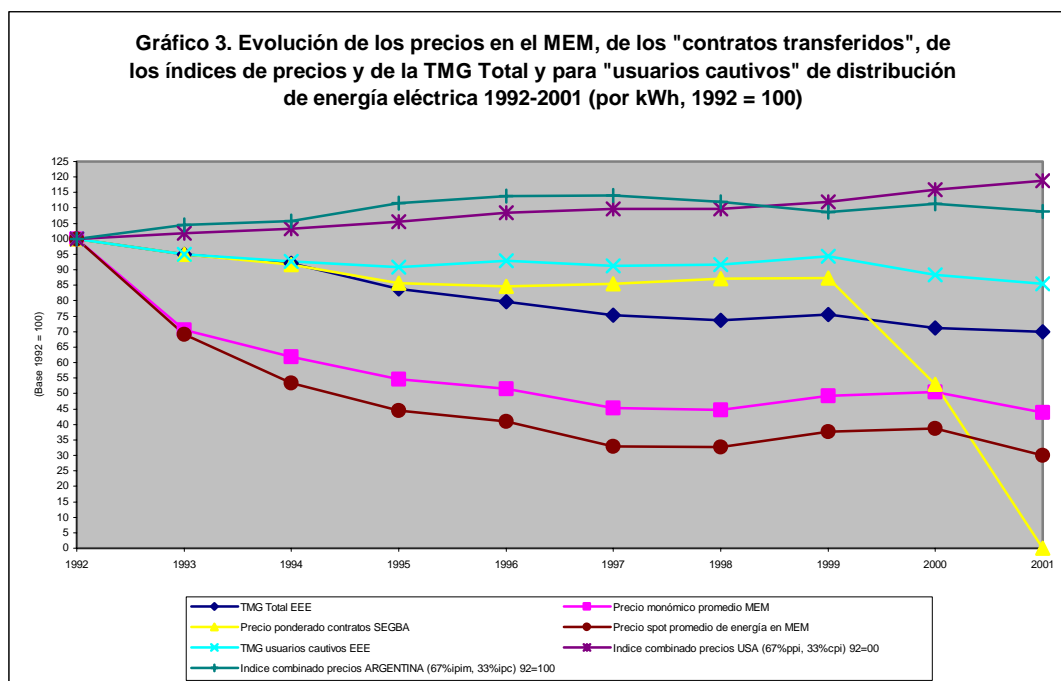
<sup>31</sup>/ El primer período tarifario de Edenor, Edesur y Edelap dura 10 años, desde 1992 hasta el 2002, a partir del cual las revisiones tarifarias se realizarán cada 5 años. En ellas, además de fijar el factor X, se realiza una revisión integral de todos componentes de la tarifa, entre ellos, los costos de explotación, las tasas de rentabilidad, la base de capital y las categorías tarifarias.

compensar los costos y las inversiones necesarias, y las empresas incurrieron en pérdidas netas. Según estimaciones realizadas por el ENRE a partir de datos de los Balances de las empresas, recién a partir de 1994 el VAD generado por las concesionarias permitió pagar los costos de operación y mantenimiento y remunerar al capital generando utilidades.



El Gráfico 3 pone de relieve la tensión entre la dinámica descendente de los precios del MEM y el precio cuasi fijo de los “contratos transferidos”. Pese a la fuerte reducción, en términos reales, del 70% en el precio spot de la energía y del 56% en el precio monómico en el MEM, la caída de la TMG Total fue atenuada por los altos valores de los “contratos transferidos”, vigentes hasta la mitad del 2000.

Por otra parte, la constancia en términos reales del VAD, debido al régimen de ajuste por la inflación norteamericana, también compensó las tendencias descendentes del MEM.



La TMG Total se redujo ininterrumpidamente hasta 1998. Luego subió levemente en 1999 como consecuencia del ascenso de precios en el MEM –debido a la baja hidráulica y el alza en el precio de los combustibles- y a que la inflación norteamericana, utilizada para ajustar el VAD, superó a la inflación local. Pero volvió a bajar en el 2000 como consecuencia de que hacia la segunda mitad del año habían finalizado los contratos transferidos por SEGBA. Ello compensó el alza en los precios en el MEM (otra vez empujados por la escasez de agua y el aumento en los combustibles) y en la inflación norteamericana.

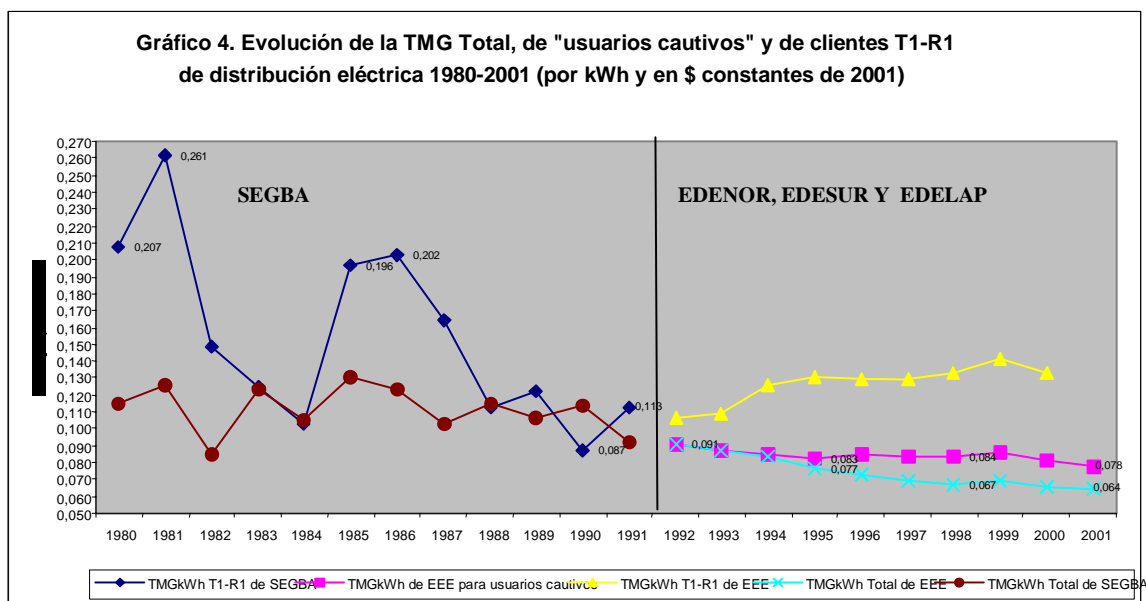
Finalmente, durante el 2001, ya sin “contratos transferidos”, con abundancia de agua y gas, debido a las bajas temperaturas invernales, la TMG volvió a descender pero no tanto porque el precio sancionado por la Secretaría de Energía estuvo muy por encima del precio observado en el mercado, y por el aumento de los precios de los EEUU.

Al respecto, debe señalarse que el Fondo de Estabilización que a fines del 2000 alcanzaba a \$ 39,8 millones y representaba el 3,8% de las ventas de energía de las generadoras y el 5% de la demanda de energía de las distribuidoras a precio estacional, al finalizar el 2001 había crecido a \$ 217,1 millones y representaba el 21,6% y el 24,9%, respectivamente, de los referidos conceptos.

#### IV.3 La TMG de los “usuarios cautivos” después de la reestructuración

Como ya fue dicho, la TMG Total cayó un 30% en términos reales, y disminuyó casi permanentemente entre 1992 y 2001 desde \$0,091 hasta \$0,064.

Sin embargo, como se observa en el Gráfico 4, la TMG aplicada por EDENOR, EDESUR y EDELAP a sus “usuarios cautivos” solamente se redujo un 15% en el mismo período, desde \$0,091 a \$0,078 (a valores constantes del 2001).



A diferencia de ello, los Grandes Usuarios pagaron una tarifa mucho más baja que la TMG Total y la de los “usuarios cautivos” porque pudieron contratar directamente en el MEM<sup>32</sup> y sólo abonaron a las distribuidoras por la Prestación de la Función Técnica de Transporte (peaje), precio regulado por el ENRE.

No obstante, debe señalarse que la TMG promedio aplicada a los “usuarios cautivos” del período 1992-2001 fue un 24% inferior en términos reales que la TMG Total del período 1980-1991: \$0,084 y \$0,111, respectivamente. Asimismo, la TMG para “usuarios cautivos” de EDENOR, EDESUR y EDELAP del año 2001, calculada en menos de 8 centavos, fue un 36% más barata que los más de 12 centavos cobrados en 1986 por SEGBA.

La trayectoria de la curva de TMG para “usuarios cautivos”, que se ubica por encima de la TMG Total, se explica por el peso que tuvo el alto precio de los contratos transferidos en el “passthrough” de la fórmula tarifaria. Dicho de otra manera, los “usuarios cautivos” recién empezaron a recibir el impacto completo de la competencia en el MEM a partir de la segunda mitad del año 2000, cuando caducaron los contratos heredados de SEGBA.

Sin embargo, en el 2001 la TMG para “usuarios cautivos” solamente se redujo en un 3,3% pese a que el precio medio observado de la energía cayó un 22,5% y el precio monómico un 13%.

Ello se explica porque el precio medio estacional sancionado por la Secretaría de Energía estuvo muy por encima del precio medio observado en el mercado durante el 2001 (ver IV.2).

<sup>32/</sup> En el 2000, por ejemplo, los GUMA adquirieron el 83% de la energía eléctrica en el mercado a término a precios que se ubicaron en promedio un 19% por debajo del spot. Comparando el precio medio de los contratos de los GUMA con el precio medio estacional (como proxy de aquel al que accederían si hubieran permanecido como usuarios cautivos de la distribuidora) y aplicando esta diferencia de precios a la energía adquirida por éstos en el MAT, se observa un ahorro que asciende a \$ 71 millones en todo el año. Véase el Informe Anual 2000 del ENRE.

Por otra parte, es importante aclarar que la reducción apuntada se registró en todas las categorías tarifarias de los “usuarios cautivos”, menos en la tarifa T1-R1.

Los clientes comprendidos en las categorías T1-R2, T1-G1, T1-G2, T1-G3, Alumbrado Público, y Grandes Usuarios T2 y T3 (en baja, media y alta tensión) –que, en promedio, constituyen, aproximadamente, el 62% de los usuarios, consumen el 92% de la energía y representan el 88% de las ventas de las distribuidoras- pagaron facturas entre un 14% y un 35% más baratas, en términos reales, como consecuencia de la reestructuración operada en la industria. Sin embargo, debe señalarse que las Tarifas 3 correspondientes a consumos esencialmente industriales se beneficiaron con reducciones superiores a las de la Tarifa 1-R de consumos exclusivamente residenciales<sup>33</sup>.

Pero, como también surge del Gráfico 4, la Tarifa T1-R1, que incluye a clientes residenciales que consumen menos de 300 kWh por bimestre y que representan, aproximadamente, el 38% del total de usuarios, consumen el 8% de la energía y explican el 12% de las ventas de las distribuidoras, se incrementó en un 25% en términos reales.

Ello se explica porque en el cuadro tarifario inicial, de fines de 1992, la tarifa T1-R1 contenía un subsidio del 30% que fue anulado a razón de 10 puntos porcentuales a lo largo de los siguientes 3 semestres. De manera que si se hace el cálculo tomando como base la tarifa sin el subsidio, resulta que la TMG por kWh de la T1-R1 también se redujo en términos reales.

Debe señalarse, al respecto, que el aumento del Cargo Fijo de todas las tarifas tipo T1 fue mayor que el registrado en el Cargo Variable. Pero, además, en el caso de la tarifa T1-R1, en la que el peso del Cargo Fijo es muy superior que en el resto, fue la única donde el Cargo Variable registró un sustancial aumento. Por último, cabe reiterar el señalamiento respecto del peso de los altos precios de los contratos transferidos en la cuenta de energía y potencia de los “usuarios cautivos”.

Sin embargo, pese al encarecimiento de \$ 0,106 por kWh a \$ 0,133 por kWh entre 1992 y 2000, la TMG por kWh T1-R1 del período 1992-2000 fue un 18% inferior a la del período 1980-1991: \$0,126 y \$0,153, respectivamente. Asimismo, la TMG por kWh T1-R1 de EDENOR, EDESUR y EDELAP del año 2000 fue un 34% más barata que la cobrada en 1986 por SEGBA<sup>34</sup>.

Por último y con relación al tema de la actualización de las tarifas, es importante señalar que los “usuarios cautivos” de EDENOR, EDESUR y EDELAP habrían tenido que pagar un mayor precio por el servicio si el VAD hubiese sido ajustado por un índice de precios combinado de la Argentina.

En efecto, como entre 1992 y 1998 el Índice de Precios Combinado de EEUU fue siempre inferior al de Argentina (Gráfico 3), los “usuarios cautivos” de EDENOR,

---

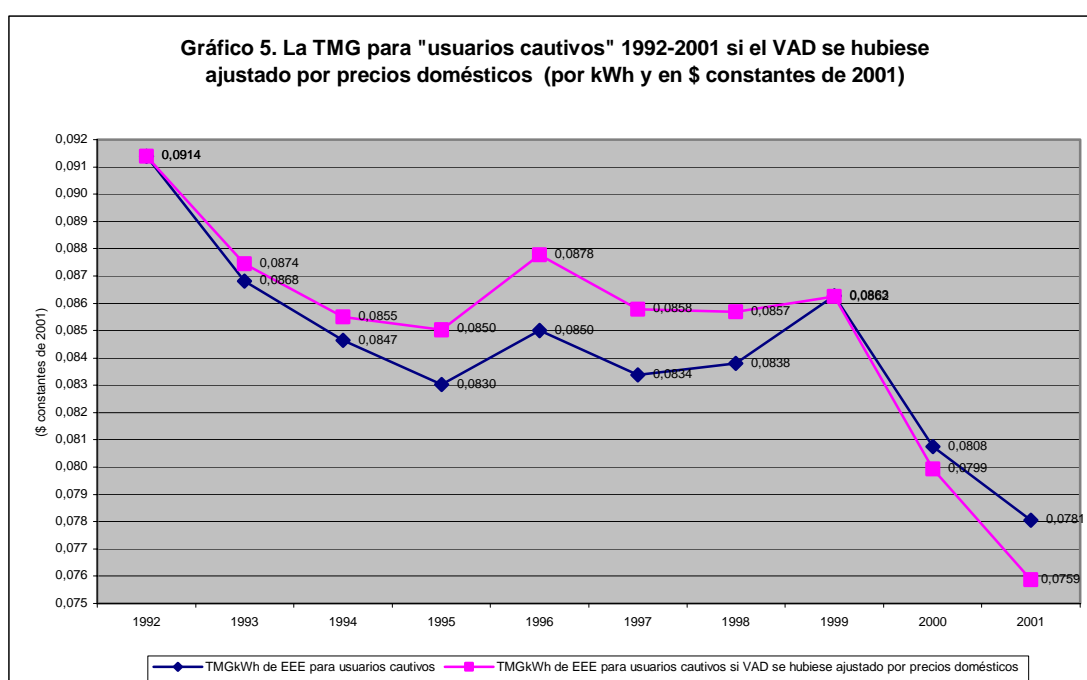
<sup>33/</sup> Véase CEER (2001). Aunque utilizando otros deflatores y períodos base, FIEL (1999) llegó a conclusiones similares.

<sup>34/</sup> Cálculos realizados por el Área de Análisis Regulatorios y Estudios Especiales (AARyEE) a partir de datos obtenidos de una muestra de usuarios T1-R1.

EDESUR y EDELAP se ahorraron de pagar casi us\$ 199 millones más por el servicio de distribución de energía eléctrica, poco más de us\$ 33 millones por año.

Pero aunque entre 1999 y el 2001 la inflación norteamericana fue mayor y el ahorro acumulado se redujo en us\$ 67 millones, si se toma todo el período 1992-2001 los usuarios habrían tenido que pagar casi us\$ 132 millones más, cerca de us\$ 14,7 millones extra por año (a valores constantes de 2001), si las tarifas se hubiesen ajustado utilizando un índice de precios domésticos<sup>35</sup>.

Tal como lo indica el Gráfico 5, esto significa que la TMG por kWh de “usuarios cautivos” del período 1993-2001 habría sido un 1% más cara si el VAD hubiese sido ajustado con el Índice Combinado de Precios Domésticos en lugar de con el Índice Combinado de Precios de los Estados Unidos. Obsérvese que, en particular, en los años 1996-1997 habría sido un 3% más cara.



#### IV.4 Precio, calidad y TMG efectivamente pagada después de la reestructuración

Sin restar importancia al descenso de las tarifas, es muy importante enfatizar que el servicio de distribución de energía eléctrica no es solamente una cuestión de precio. En los Contratos de Concesión, el concepto de servicio incluye en forma inseparable al precio y la calidad<sup>36</sup>.

De acuerdo con la información disponible, en el período 1980-1991 las pérdidas de energía por todo concepto promediaron el 20,2%, mientras que durante 1992-2001 éstas

<sup>35</sup>/ Cálculos realizados por el Area de Análisis Regulatorios y Estudios Especiales (AARyEE).

<sup>36</sup>/ Se estima que, si se dispusiese de información anual para corregir toda la serie histórica 1980-2001 por un factor de calidad –que, por ejemplo, incluyese la frecuencia y duración de los cortes de servicio y las pérdidas técnicas y no técnicas de energía- la diferencia promedio entre el antes y el después de la reestructuración sería aún mayor.



se ubicaron en una media del 14%. Asimismo, desde 1997 en adelante dichas pérdidas totales se redujeron al 10%, aproximadamente<sup>37</sup>.

Por otra parte, la frecuencia y duración de las salidas de servicio por transformador y por semestre se redujeron desde 7 veces y 13 horas, respectivamente, en 1994, cuando comenzaron a realizarse las mediciones de calidad del servicio, hasta 3 veces y 5 horas, respectivamente, en el 2000/2001<sup>38</sup>.

Como ya fue señalado en III.7, los desvíos observados respecto de los estándares de calidad establecidos en los Contratos son penalizados. Precisamente, debido a las multas aplicadas por el ENRE a EDENOR, EDESUR y EDELAP, la TMG efectivamente pagada por los “usuarios cautivos” fue aún menor que la estimada. Por distintas deficiencias en la calidad del servicio en el período 1994-2001, el ENRE aplicó multas a las tres distribuidoras privadas por \$ 164,4 millones (a valores constantes del 2001). Un 75% de esa suma, \$ 123,1 millones, revirtió hacia los “usuarios cautivos” directamente afectados por los incumplimientos<sup>39</sup>.

El Gráfico 6 muestra el desdoblamiento de la TMG de “usuarios cautivos” a partir de 1994 cuando se empezaron a aplicar sanciones<sup>40</sup>. Durante 1994-2001, los “usuarios cautivos” pagaron efectivamente, en promedio, un 1% menos que la TMG facturada a este grupo. Nótese que, durante 1999-2000, debido a las multas aplicadas a EDESUR como consecuencia de la interrupción del servicio provocada por el siniestro de la sub-estación “Azopardo” y a las demás empresas por otras deficiencias, la TMG efectiva de “usuarios cautivos” fue un 2,5% más barata.

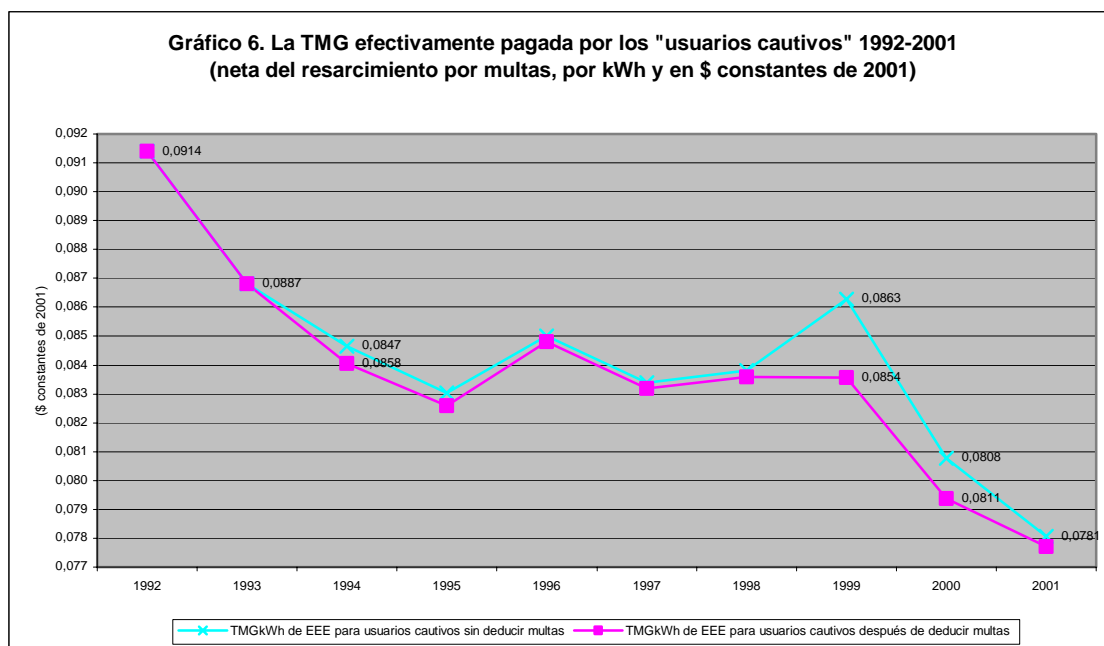
---

<sup>37</sup>/ Ver SIGEP (1987-1991), SEGBA (1986-1987 y 1988-1989), Secretaría de Energía (1986-1990, 1991-1995 y 1996-1999), EDENOR (1992-2001), EDESUR (1992-2001) y EDELAP (1992-2001).

<sup>38</sup>/ No obstante la mejora registrada “punta contra punta”, la performance de las concesionarias a lo largo del período 1994/2001 ha sido cambiante. Durante la llamada “Etapa I”, esto es, los semestres comprendidos en el período 1994/1996, se registró una fuerte tendencia descendente tanto en las salidas de servicio por transformador como en el tiempo de interrupción. Pero durante la “Etapa II”, una vez instalados en los menores niveles de falla alcanzados en 1995-1996, no se observó una tendencia clara. Por un lado, entre 1997 y 1998, se redujeron las salidas y la duración medias. Pero durante 1999-2001, el apagón provocado por el siniestro en la Sub-estación “Azopardo” de EDESUR y las fuertes tormentas y tornados ocurridos en el 2000 y 2001, se tradujeron en un desmejoramiento de la calidad. Aunque la comparación de los índices más recientes de frecuencia y tiempo total de las salidas, o sea, el segundo semestre de 2001 (10° semestre de la Etapa II) contra el segundo semestre de 2000 (8° semestre de la Etapa II) revela un significativo mejoramiento, los resultados del período 1997-2001 son controvertidos. Estimación del Departamento de Distribución del ENRE.

<sup>39</sup>/ Estimación del Departamento de Distribución del ENRE. No obstante, es importante aclarar que, puesto que la TMG de los “usuarios cautivos” es un promedio, la devolución de las penalidades se distribuye según como hayan sido afectados los usuarios de las distintas categorías tarifarias.

<sup>40</sup>/ Como los Contratos de Concesión establecen períodos semestrales para los controles de calidad y disponen que las sanciones se apliquen y hagan efectivas en la primera facturación posterior al semestre analizado, el cálculo del precio por kWh neto de las multas debería haberse hecho con ese desfase. No obstante, en los hechos, el proceso de aplicación y devolución de multas a los usuarios llevó más tiempo. Por esa razón se adoptó el criterio de corregir la tarifa en el período en el cual la sanción se hizo efectiva, o sea cuando el usuario recibió la compensación, y no en el que se produjo la merma de la calidad.



## V. CONCLUSIONES

La TMG Total del período 1992-2001 fue un 33% inferior a la del período 1980-1991. En pesos constantes de 2001, la TMG Total disminuyó de \$0,111 a \$0,075. Asimismo, la TMG Total de EDENOR, EDESUR y EDELAP que alcanzó a \$0,064 en el año 2001, es casi la mitad de la de \$0,12 fijada por SEGBA en 1986.

Al mismo tiempo, se registraron mejoras en la calidad del servicio para todos los clientes. Las pérdidas de energía por todo concepto promediaron el 14,9% durante 1992-2000 contra 20,2% en 1980-1991, y desde 1997 se redujeron al 10%. Por otra parte, la frecuencia y duración de las salidas de servicio por transformador y por semestre se redujeron desde 7 veces y 13 horas, respectivamente, en 1994, cuando comenzaron a realizarse las mediciones de calidad del servicio, hasta 3 veces y 5 horas, respectivamente, en el 2000/2001.

Ello se explica por la competencia en el mercado mayorista, desatada por la reestructuración y desintegración vertical de principios de los '90, la libre elección de proveedor, los cambios tecnológicos, el ingreso de nuevos participantes, las nuevas inversiones en capacidad, las mejoras en la confiabilidad, y por la gestión regulatoria del Estado que permitió transferir las ganancias de eficiencia, en términos de mayor producción de energía, menor precio y mejor calidad a casi todos los usuarios finales.

La TMG Total 1980-1991 de SEGBA, que operó como empresa monopólica y parcialmente integrada, con sobre-empleo, con una dotación de capital anticuada, y sin tener competencia ni estar sujeta a incentivos y penalidades vinculados con la eficiencia, la calidad y las inversiones, se movió en un rango entre \$0,085 y \$0,131 con recuperaciones y retrocesos provocados por los vaivenes de la inflación. El cálculo incluye el subsidio en forma de Aportes del Tesoro Nacional otorgado por todos los contribuyentes del país a los usuarios del Área Metropolitana servida por SEGBA.

Por su parte, la TMG Total de EDENOR, EDESUR y EDELAP se redujo un 30%, entre 1992 y 2001, y disminuyó casi permanentemente desde \$0,091 hasta \$0,064.

La reducción en términos reales de la TMG Total cobrada por las distribuidoras privadas se debió a la acción de dos factores originados en la reestructuración del sector: por una parte, las ganancias de productividad obtenidas en el MEM y, por otra parte, las reglas del “passthrough” y de fijación tarifaria que actuaron como un límite superior a los aumentos de precios del VAD y permitieron que aquellas ganancias fueran transferidas a los usuarios en lugar de ser apropiadas por los distribuidores.

Pero pese a la fuerte reducción, en términos reales, del 70% en el precio spot y del 56% en el precio monómico en el MEM, la caída de la TMG Total fue atenuada por los altos valores de los “contratos transferidos”, vigentes hasta la primera mitad del 2000. Por otra parte, la constancia en términos reales del VAD, debido al régimen de ajuste por la inflación norteamericana, también compensó las tendencias descendentes del MEM.

Aunque la TMG Total volvió a bajar durante el 2001, la brecha entre el precio medio sancionado por la Secretaría de Energía y el precio medio observado en el mercado (que hizo crecer el Fondo de Estabilización desde \$ 39,8 millones a \$ 217,1 millones) y el aumento de los precios de los EEUU, neutralizaron en parte el efecto de la inexistencia de “contratos transferidos” y la abundancia de agua y gas.

Las condiciones predominantes hasta el 2000, explican por qué mientras la TMG aplicada a los “usuarios cautivos” por las distribuidoras privadas solamente se redujo un 15% en el mismo período, desde \$0,091 a \$0,078, los Grandes Usuarios -que desde 1994-1995 pudieron contratar directamente en el MEM y sólo pagaron a las distribuidoras el precio regulado por el ENRE de la Prestación de la Función Técnica de Transporte (peaje)- se beneficiaron de una tarifa mucho más baja.

Dicho de otra manera, el impacto completo de la competencia en el MEM sobre la tarifa para los “usuarios cautivos” recién empezó a percibirse a partir de la segunda mitad del año 2000, cuando caducaron los “contratos transferidos” por SEGBA.

Adviértase, no obstante, que en el 2001 la TMG para “usuarios cautivos” solamente se redujo en un 3,3% debido a que el precio medio estacional sancionado por la Secretaría de Energía estuvo muy por encima del precio medio observado en el mercado.

Pese a ello, la TMG para “usuarios cautivos” del período 1992-2001 fue un 24% inferior que la TMG Total del período 1980-1991. Asimismo, la TMG para “usuarios cautivos” de EDENOR, EDESUR y EDELAP del año 2001, calculada en menos de 8 centavos, fue un 36% más barata que los 12 centavos cobrados en 1986 por SEGBA.

No obstante, es importante aclarar que la reducción apuntada en la TMG para “usuarios cautivos” se registró en todas las categorías tarifarias menos en la tarifa T1-R1 que, contrariamente, se incrementó en un 25% en términos reales. Ello se explica porque en el cuadro tarifario inicial, de fines de 1992, la categoría T1-R1 contenía un subsidio del 30% que fue anulado a razón de 10 puntos porcentuales a lo largo de los siguientes 3 semestres. Por ende, si se hace el cálculo tomando como base la tarifa sin el subsidio, surge que la TMG por kWh de la T1-R1 también se redujo en términos reales.

Debe señalarse, al respecto, que el aumento del Cargo Fijo de todas las tarifas tipo T1 fue mayor que el registrado en el Cargo Variable. Pero, además, en el caso de la tarifa T1-R1, en la que el peso del Cargo Fijo es muy superior que en el resto, fue la única donde el Cargo Variable registró un sustancial aumento. Por último, cabe reiterar aquí el señalamiento respecto del peso de los altos precios de los “contratos transferidos” en la cuenta de energía y potencia de los “usuarios cautivos” hasta la primera mitad del 2000.

No obstante el incremento de \$ 0,106 por kWh a \$ 0,133 por kWh entre 1992 y 2000, debe señalarse que la TMG por kWh T1-R1 del período 1992-2000 fue un 18% inferior a la del período 1980-1991: \$0,126 y \$0,153, respectivamente. Asimismo, la TMG por kWh T1-R1 de EDENOR, EDESUR y EDELAP del año 2000 fue un 34% más barata que la cobrada en 1986 por SEGBA.

Por otra parte, se estima que la TMG de “usuarios cautivos” del período 1992-2001 habría sido un 1% más cara, en términos reales, si el VAD hubiese sido ajustado con el Índice Combinado de Precios Domésticos en lugar de con el Índice Combinado de Precios de los Estados Unidos. Más aún: en los años 1996-1997 habría sido un 3% más cara. De acuerdo con los cálculos realizados, los “usuarios cautivos” habrían tenido que pagar us\$ 132 millones más en todo el período de 9 años, us\$ 14,7 millones extra por año, si las tarifas se hubiesen ajustado utilizando un índice de precios domésticos.

Finalmente, se estimó en poco más de \$ 123 millones el resarcimiento monetario total percibido por los “usuarios cautivos” durante 1994-2001 por los desvíos y deficiencias respecto de los estándares de calidad previstos en los Contratos de Concesión. En consecuencia, la TMG efectivamente pagada por los “usuarios cautivos” fue un 1% menor que la TMG facturada. Asimismo, durante 1999-2000, debido al siniestro de la sub-estación “Azopardo” de EDESUR y a otras multas aplicadas a las demás empresas, la TMG efectivamente pagada por los “usuarios cautivos” fue un 2,5% más barata que la facturada.

**En síntesis, de todo el anterior análisis comparativo, puede concluirse que la reestructuración y regulación de la industria eléctrica ha sido beneficiosa para la mayoría de los usuarios en términos de tarifas más bajas, y para todos los clientes en términos de mayor eficiencia y mejor calidad del servicio.**

No obstante y sin desmedro de los resultados obtenidos, el trabajo no ignora que la comparación entre la tarifa aplicada por la empresa pública SEGBA y las fijadas para las concesionarias privadas EDENOR, EDESUR y EDELAP, también implica cotejar dos contextos económicos y dos modelos de producción y gestión de los servicios públicos, completamente diferentes.

Dado que, durante muchos años, las políticas tarifarias y la gestión de cobranzas fueron puestas al servicio de esquemas de contención de la inflación o de objetivos de promoción social y/o económica en medio de un contexto de fuerte inestabilidad de precios y de frecuentes cambios de autoridades y lineamientos de gestión, las falencias de SEGBA no pueden ser atribuidas exclusivamente a una mala gestión empresarial. En la realidad de entonces, el margen de libertad que tenían los directivos de las empresas estatales era muy pequeño, ya que debían sujetarse a las pautas diseñadas para la Administración Pública en su conjunto.

## **BIBLIOGRAFÍA**

Bastos, Carlos y Abdala, Manuel (1993): Transformación del sector eléctrico argentino. Buenos Aires. Diciembre.

CAMMESA (1995-2000), “DTE, Informe Mensual e Informe Anual”, varios números.

Centro de Estudios Económicos de la Regulación (CEER)/UADE (2001). Las empresas privadas de servicios públicos en la Argentina. Análisis de su contribución a la competitividad del país. Buenos Aires, Noviembre.

Decreto N° 1247/62, Contrato de Concesión de SEGBA.

Decreto N° 714/92 y Resolución SEE N°170/92, Contratos de Concesión de EDENOR y EDESUR, y Sub-anexos.

Decreto N° 1795/92, Contrato de Concesión de EDELAP y Sub-anexos.

EDELAP (1992-2001), Memoria y Balance, varios números.

EDENOR (1992-2001), Memoria y Balance, varios números.

EDESUR (1992-2001), Memoria y Balance, varios números.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) (1993-2000), Informe Anual, varios números.

Fundación Bariloche, Instituto de Economía Energética (1993). Precios de la energía en Argentina 1966-1990/3. Notas metodológicas y series históricas. Buenos Aires. Marzo.

Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL) (1999). “La regulación del sector eléctrico” en La regulación de la competencia y los servicios públicos. Teoría y experiencia argentina reciente, Buenos Aires.

Ley N° 15.336 “Régimen de la energía eléctrica” (reglamentada parcialmente por Decreto N°2073/61, y modificada y complementada por Ley N° 24.065).

Ley N°24.065 (reglamentada por Decreto N°1398/92). Marco regulatorio eléctrico.

Secretaría de Energía (1986-1990 y 1991-1995), “Informes Quinquenales del Sector Eléctrico”, varios números.

Secretaría de Energía, “Informes Anuales del Sector Eléctrico 1996-1999”.

Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. (SEGBA) (1986-1987), Memoria y Balance, varios números.

Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. (SEGBA) (1988-1989), Informe estadístico, varios números.

Sindicatura General de Empresas Públicas (SIGEP) (1986). Serie histórica de Estados de Fuentes y Usos de Fondos y Balances Generales, Período 1970-1985, Buenos Aires. Agosto.

Sindicatura General de Empresas Públicas (SIGEP) (1986), Síntesis estadística anual de las Empresas Públicas, año 1985, Buenos Aires. Diciembre.

Sindicatura General de Empresas Públicas (SIGEP) (1991), Estados contables de las principales Empresas Públicas, 1980-1989, Buenos Aires. Junio.

Sindicatura General de Empresas Públicas (SIGEP) (1987-1991), Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A.-Informes de Gestión Anual, varios números.

Vogelsang, I. y J. Finsinger (1979), "A Regulatory Adjustment Process for Optimal Pricing by Multiproduct Monopoly Firms", *Bell Journal of Economics*, Vol. 10, No. 1, pp. 157-171.

## **ANEXO METODOLÓGICO**

### **DEFINICIONES**

#### **Deflatores**

A los efectos de expresar todos los valores monetarios corrientes en pesos constantes del año 2001, se utilizaron las series “empalmadas” del Índice de Precios al Consumidor (IPC) y del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) para construir un Índice Combinado de Precios que se compone de 33% del IPC más 67% del IPIM.

#### **Ingreso Total de SEGBA**

Los Ingresos Totales deberían incluir a los Ingresos por Venta de Energía, la remuneración por Potencia Puesta a Disposición (PPD) y las Transferencias del Gobierno Central.

La PPD consistía en una suma mensual por cada MW declarado disponible, resultara o no despachada la máquina respectiva, a la que tenían derecho las empresas productoras de electricidad, durante la vigencia del anterior régimen. No obstante y aunque para SEGBA este ingreso por PPD era teóricamente significativo, debido a la magnitud de la potencia de sus centrales, en la práctica no fue más allá de su mero devengamiento. De hecho no aparece discriminado como un rubro de los ingresos totales en los balances de SEGBA y por ello no fue posible extraerlo del Ingreso Total.

Se incluyen las Transferencias del Gobierno Central, esto es, los aportes realizados por el Tesoro Nacional a SEGBA con el propósito de complementar sus ingresos y tender a equilibrar sus cuentas, puesto que ellas constituyeron un subsidio que todos los contribuyentes del país “otorgaron” a los usuarios del Área Metropolitana y que se tradujo en un menor costo del servicio de energía eléctrica que el que realmente deberían haber soportado.

No se incluye el llamado “defecto de beneficio contractual” (que era el resultado de la suma de las diferencias, en defecto, que anualmente surgían entre la rentabilidad que debía obtener SEGBA y los resultados tarifarios reales) porque fue un mero artilugio contable para que los Balances de SEGBA registrasen un beneficio del 8% sobre sus Activos Netos.

Por lo tanto, los Ingresos Totales de SEGBA se conforman con los Ingresos por Venta de Energía más las Transferencias del Tesoro Nacional.

#### **Ingreso Total de EDENOR+EDESUR+EDELAP**

Los Ingresos Totales de EDENOR+EDESUR+EDELAP son estrictamente los Ingresos por Venta de Energía a los Usuarios Cautivos más los Ingresos por el Servicio de Peaje a los Usuarios No Cautivos (Grandes Usuarios). El Ingreso Total se divide entre los kWh producidos pero sin incluir la energía comprada directamente por los Grandes Usuarios.

### **TMG Total por kWh de SEGBA y de EDENOR+EDESUR+EDELAP**

La Tarifa Media Global Total por kWh (TMG) se obtuvo dividiendo los Ingresos Totales de las empresas entre las cantidades de energía facturada.

La TMG Total incluye a toda la gama de tarifas y consumos de los clientes residenciales, comerciales, industriales y otros, y debió ser utilizada dadas las dificultades para comparar los cuadros tarifarios que se aplican actualmente a los clientes de EDENOR, EDESUR y EDELAP con los que utilizaba SEGBA anteriormente.

Se considera que el valor constante de la TMG Total es, a la vez, representativo del ingreso bruto medio obtenido por unidad vendida por los accionistas de las empresas intervinientes en los diferentes segmentos del negocio, y del costo medio soportado por unidad comprada por los usuarios del servicio.

La TMG Total es el “precio total” del servicio pagado por un cliente promedio, que a la vez remunera todos los costos e incluye el beneficio de las distintas empresas intervinientes en el suministro del servicio eléctrico.

### **Compras en el MEM (“passthrough”) de EDENOR+EDESUR+EDELAP**

El valor de las Compras en el MEM se obtuvo de los Balances de las empresas. La separación de dichas sumas entre energía y transporte se realizó suponiendo que su participación relativa es la misma que la verificada para cada año del período entre el valor bruto de producción de las empresas generadoras y el de las empresas transportistas.

### **Valor Agregado de Distribución (VAD) de EDENOR+EDESUR+EDELAP**

El Valor Agregado de Distribución (VAD) fue obtenido como la diferencia entre el Ingreso por sus Ventas de energía eléctrica y sus compras de energía en el MEM.

### **Precios monómico y de energía, y precio ponderado de los contratos transferidos por SEGBA a EDENOR, EDESUR y EDELAP**

La información de los precios monómico y de la energía fue obtenida de CAMMESA. El precio ponderado de los “contratos transferidos” por SEGBA fue calculado en base a la información disponible en los registros del ENRE.

### **Indices de precios combinados**

El Índice Combinado de Argentina se compone de 67% del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) y de 33% del Índice de Precios al Consumidor (IPC). El Índice Combinado de Precios de los EEUU se compone de 67% del Producer Price Index y de 33% del Consumer Price Index.

### **TMG por kWh para “usuarios cautivos” de SEGBA y EDENOR+EDESUR+EDELAP**

La TMG aplicada a los “usuarios cautivos” se obtuvo dividiendo los Ingresos por Venta de Energía menos los Ingresos por Peaje entre los kWh facturados (sin incluir la energía comprada directamente por los Grandes Usuarios).



### **TMG por kWh T1-R1 de SEGBA y EDENOR+EDESUR+EDELAP**

A partir de datos de una muestra de usuarios T1-R1, la TMG correspondiente se obtuvo dividiendo la sumatoria de las facturas (Cargo Fijo más Cargo Variable más impuestos) entre la sumatoria de los kWh consumidos.

### **TMG por kWh para “usuarios cautivos” de EDENOR+EDESUR+EDELAP si el VAD se hubiese ajustado por el índice combinado de precios domésticos**

A partir de una estimación de VAD anual promedio por empresa se calculó la diferencia entre la actualización según la inflación de EEUU y la de Argentina (Índice Combinado de Argentina=67% del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) + de 33% del Índice de Precios al Consumidor (IPC); Índice Combinado de EEUU= 67% del Producer Price Index + 33% del Consumer Price Index), y luego se la ponderó por la energía consumida por los “usuarios cautivos”.

### **TMG por kWh efectiva para “usuarios cautivos” de EDENOR+EDESUR+EDELAP**

La llamada TMG efectivamente pagada por los usuarios cautivos se obtuvo deduciendo de la TMG aplicada a los “usuarios cautivos” las multas aplicadas por el ENRE que revierten a los clientes afectados por las deficiencias en la calidad del servicio. Se trata de multas por calidad de servicio técnico, calidad de producto técnico, calidad comercial, seguridad y atención al usuario.

Los Contratos de Concesión establecen períodos semestrales para los controles de calidad, y disponen que las sanciones se apliquen y hagan efectivas en la primera facturación posterior al semestre analizado. Por lo tanto, el cálculo del precio por kWh neto de las multas debería haberse hecho en el mismo año calendario. No obstante, en los hechos, el proceso de aplicación y devolución de multas a los usuarios llevó más tiempo. Por esa razón se adoptó el criterio de corregir la tarifa en el período en el cual la sanción se hizo efectiva, o sea cuando el usuario recibió la compensación en su factura, y no en el período durante el cual se produjo la deficiencia en la calidad del servicio.

## **FUENTES**

### **Indices de precios**

Los Indices de Precios al Consumidor (IPC) y de Precios Internos al por Mayor (IPIM) de Argentina fueron obtenidos del INDEC. El Consumer Price Index y el Producer Price Index de los EEUU fueron obtenidos del Bureau of Labor Statistics.

### **Ingresos, energía entregada y energía facturada de SEGBA**

Dicha información fue obtenida, fundamentalmente, de publicaciones de la Sindicatura General de Empresas Públicas (SIGEP). También se utilizaron algunos Balances e Informes Estadísticos disponibles de SEGBA, e información de la Sub-Secretaría de Energía.

### **Transferencias del Tesoro Nacional a SEGBA**

Dicha información no está publicada y fue proporcionada al ENRE por la Dirección de Análisis e Información Financiera del Ministerio de Economía e Infraestructura.

**Ingresos, energía entregada y energía facturada de EDENOR+EDESUR+EDELAP**  
Dicha información fue obtenida de sus Memorias y Balances Anuales. Los datos correspondientes al año 2001 son estimaciones preliminares sujetas a revisión. También se utilizó información de la Sub-Secretaría de Energía.

**Compras en el MEM (“passthrough”) y VAD de EDENOR+EDESUR+EDELAP**  
Dicha información fue obtenida a partir de sus Memorias y Balances Anuales. Los datos correspondientes al año 2001 son estimaciones preliminares sujetas a revisión.

**Precios monómico y de energía, y precio ponderado de los “contratos transferidos” por SEGBA a EDENOR, EDESUR y EDELAP**  
La información de los precios monómico y de la energía fue obtenida de CAMMESA y la de los “contratos transferidos” de SEGBA de las resoluciones del ENRE.

**Tarifa T1-R1 de SEGBA y EDENOR+EDESUR+EDELAP**  
La información provino de facturas de usuarios.

**Índice de calidad del servicio y multas aplicadas a EDENOR+EDESUR+EDELAP**  
La información fue obtenida del Departamento de Distribución del ENRE.

## Serie Textos de Discusión CEER

Para solicitar alguno de estos documentos o suscribirse a toda la Serie Textos de Discusión CEER, vea las instrucciones al final de la lista. Un listado comprehensivo de la Serie textos de Discusión CEER puede hallarse en nuestro web site.

- STD 1. Laffont, Jean Jacques: Llevando los principios a la práctica en teoría de la regulación (marzo 1999)
- STD 2. Stiglitz, Joseph: The Financial System, Bussiness Cycle and Growth (marzo 1999)
- STD 3. Chisari, Omar y Antonio Estache: The Needs of the Poor in Infraestructure Privatization: The Role of Universal Service Obligations. The Case of Argentina (marzo 1999)
- STD 4. Estache, Antonio y Martín Rossi: Estimación de una frontera de costos estocástica para empresas del sector agua en Asia y Región del Pacífico (abril 1999)
- STD 5. Romero, Carlos : Regulaciones e inversiones en el sector eléctrico (junio 1999)
- STD 6. Mateos, Federico: Análisis de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997 (julio 1999).
- STD 7. Ferro, Gustavo: Indicadores de eficiencia en agua y saneamiento a partir de costos medios e indicadores de productividad parcial (julio 1999)
- STD 8. Balzarotti, Nora: La política de competencia internacional (septiembre 1999)
- STD 9. Ferro, Gustavo: La experiencia de Inglaterra y Gales en micromedición de agua potable (septiembre 1999)
- STD 10. Balzarotti, Nora: Antitrust en el mercado de gas natural (octubre 1999)
- STD 11. Ferro, Gustavo: Evolución del cuadro tarifario de Aguas Argentinas: el financiamiento de las expansiones en Buenos Aires (octubre 1999)
- STD 12. Mateos, Federico, Martín Rodríguez Pardina y Martín Rossi: Oferta y demanda de electricidad en la Argentina: un modelo de ecuaciones simultáneas (noviembre 1999)
- STD 13. Ferro, Gustavo: Lecciones del Seminario Proyección de Demanda de Consumo de Agua Potable (noviembre 1999)
- STD 14: Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Medidas de eficiencia y regulación: una ilustración del sector de distribuidoras de gas en la Argentina (diciembre 1999)
- STD 15: Rodríguez Pardina, Martín, Martín Rossi y Christian Ruzzier: Fronteras de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica: la experiencia sudamericana (diciembre 1999)
- STD 16: Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Cambio tecnológico y catching up: el sector de distribución de energía eléctrica en América del Sur (marzo 2000)
- STD 17: Ferro, Gustavo: El servicio de agua y saneamiento en Buenos Aires: privatización y regulación (abril 2000).
- STD 18: Celani, Marcelo: Reformas en la industria de las telecomunicaciones en Argentina (junio 2000).

- STD 19: Romero, Carlos: La desregulación de la comercialización de electricidad en Inglaterra y Gales (junio 2000).
- STD 20: Rossi, Martín: Midiendo el valor social de la calidad de los servicios públicos: el agua
- STD 21: Rodríguez Pardina, Martín: La concesión de Aguas Argentinas. (noviembre 2000).
- STD 22: Rossi, Martín e Iván Canay: Análisis de eficiencia aplicado a la regulación ¿Es importante la Distribución Elegida para el Término de Ineficiencia? (noviembre 2000)
- STD 23: Ferro, Gustavo: Los instrumentos legales de la renegociación del contrato de Aguas Argentinas (1997-99) (diciembre 2000).
- STD 24: Briggs, María Cristina y Diego Petrecolla: Problemas de competencia en la asignación de la capacidad de los aeropuertos. El Caso Argentino (marzo 2001).
- STD 25: Ferro, Gustavo: Riesgo político y riesgo regulatorio: problemas en la concesión de sectores de infraestructura (marzo 2001).
- STD 26: Ferro, Gustavo: Aguas del Aconquija: revisión de una experiencia fallida de privatización (abril 2001).
- STD 27: Ferro, Gustavo y Marcelo Celani: Servicio universal en telecomunicaciones: concepto y alcance en Argentina (junio 2001).
- STD 28: Bondorevsky, Diego: Concentración horizontal en el sector de distribución eléctrica en Argentina. (julio 2001).
- STD 29: Bondorevsky, Diego y Diego Petrecolla: Estructura del mercado de gas natural en Argentina e integración energética regional: Problemas de defensa de la competencia (julio 2001).
- STD 30: Ferro, Gustavo: Participación del Sector Privado y Regulación en Agua y Saneamiento en Argentina: Casos Seleccionados (julio 2001)
- STD 31: Ferro, Gustavo: Desempeño reseñado de la concesión de agua y saneamiento metropolitana durante 1993-2001
- STD 32: Bondorevsky Diego y Diego Petrecolla: Concesiones de agua y saneamiento en Argentina: Impacto en los sectores pobres (julio 2001).
- STD 34: Romero, Carlos: Servicio universal en el proceso de privatización de las empresas de telecomunicaciones y agua potable y alcantarillado en el Paraguay (septiembre 2001).
- STD 35-A: Bondorevsky, Diego y Romero Carlos: Fusiones y adquisiciones en el sector eléctrico: Experiencia internacional en el análisis de casos (diciembre 2001)
- STD 35-B: Canay, Iván: Eficiencia y Productividad en Distribuidoras Eléctricas: Repaso de la metodología y aplicación (febrero 2002).
- STD 36: Ullberg, Susann: El Apagón en Buenos Aires 1999 Manejo de crisis en los sectores privados y Públicos en la Argentina (marzo 2002).
- STD 37: Celani Marcelo, Petrecolla Diego, Ruzzier, Christian: Desagregación de Redes en Telecomunicaciones: Una Visión desde la Política de Defensa de la Competencia (abril 2002).

STD 38: Bondorevsky Diego, Petrecolla Diego, Romero Carlos, Ruzzier Christian:  
Competencia por Comparación en el Sector de Distribución Eléctrica: El Papel de la  
Política de Defensa de la Competencia (Abril 2002).

STD 39: Cardozo Javier y Devoto Alberto: La tarifa de Distribución antes y después de  
la reestructuración del Sector Eléctrico (Mayo 2002).

## CEER Working Paper Series

To order any of these papers, or all of these, see instructions at the end of the list. A complete list of CEER Working Papers is displayed here and in our web site.

---

WPS 1. Laffont, Jean Jacques: Translating Principles Into Practice in Regulation Theory (March 1999)

WPS 2. Stiglitz, Joseph: Promoting Competition in Telecommunications (March 1999)

WPS 3. Chisari, Omar, Antonio Estache, y Carlos Romero: Winners and Losers from Utility Privatization in Argentina: Lessons from a General Equilibrium Model (March 1999)

WPS 4. Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Efficiency Measures and Regulation: An Illustration of the Gas Distribution Sector in Argentina (April 1999)

WPS 5. Rodriguez Pardina, Martín Rossi and Christian Ruzzier: Consistency Conditions: Efficiency Measures for the Electricity Distribution Sector in South America (June 1999)

WPS 6. Gordon Mackerron: Current Developments and Problems of Electricity Regulation in the European Union and the United Kingdom (November 1999)

WPS 7. Martín Rossi: Technical Change and Efficiency Measures: The Post-Privatisation in the Gas Distribution Sector in Argentina (March 2000)

WPS 8. Omar Chisari, Martín Rodriguez Pardina and Martín Rossi: The Cost of Capital in Regulated Firms: The Argentine Experience (May 2000)

WPS 9. Omar Chisari, Pedro Dal-Bó and Carlos Romero: High Tension Electricity Network Expansions in Argentina: Decision Mechanisms and Willingness-to-Pay Revelation (May 2000).

WPS 10. Daniel A. Benitez, Antonio Estache, D. Mark Kennet, And Christian A. Ruzzier. Potential Role of Economic Cost Models in the Regulation of Telecommunications in Developing Countries (August 2000).

WPS 11. Martín Rodríguez Pardina and Martín Rossi. Technical Change and Catching-up: The Electricity Distribution Sector in South America

WPS 12. Martín Rossi and Iván Canay. Measuring Inefficiency in Public Utilities: Does the Distribution Matter?

WPS 13. Quesada, Lucía. Network Competition and Network Regulation (July, 2001).

WPS 14. Rossi, Martín and Christian Ruzzier: Reducing the Asymmetry of Information Through the Comparison of the Relative Efficiency of Several Regional Monopolies (July 2001).

WPS 15. Ferro, Gustavo: Political Risk and Regulatory Risk: Issues in Emerging Markets Infrastructure Concessions (August, 2001).



**Centro de Estudios Económicos de la Regulación**

**Solicitud de incorporación a la lista de receptores de publicaciones del CEER**

Deseo recibir los ejemplares correspondientes a la serie (marque con una cruz la que corresponda), que se publiquen durante 2001:

- a) Working Papers Series                      (...) impreso                      (...) e-mail, formato pdf  
b) Serie de Textos de Discusión              (...) impreso                      (...) e-mail, formato pdf

Mi nombre

es:.....

Ocupación:.....

.

Domicilio:.....

.....

.

.....

Firma

Tenga a bien enviar esta solicitud por correo a:

SECRETARIA CEER  
Lima 717, 1° piso  
C1073AAO Buenos Aires - Argentina  
Por fax, al 54-11-43797588  
E-mail: [ceer@uade.edu.ar](mailto:ceer@uade.edu.ar)