

TARIFAS del servicio público de DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA a cargo de las concesionarias EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A.

Fundamentos Para La Determinación y Cálculo de las Tarifas en el Servicio Público de Distribución Eléctrica

A partir de la promulgación de la Ley N° 24.065 de Marco Regulatorio Eléctrico se produjo una profunda reforma y reorganización del sector eléctrico argentino, realizado en base a principios de tarifación con ajuste a los costos económicos, procura de eficiencia asignativa en el uso de los recursos, la introducción de competencia en los segmentos posibles y regulación tarifaria en los segmentos constituidos en monopolio natural.

I. Principio de cálculo en base a costos económicos.

El principio general de cálculo de acuerdo a los costos, buscando eficiencia en la asignación de los recursos. Los criterios incorporados para la determinación de los precios en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), pueden sintetizarse de la siguiente manera¹:

1. Se establece el criterio de competencia para favorecer el desarrollo de la actividad productiva en el sector. Pieza clave en ello es la desintegración vertical de las empresas energéticas del Estado existentes con anterioridad, y el establecimiento de un mercado de generación, calificado como de interés general y definido como una actividad productiva de iniciativa privada con múltiples productores que compiten entre sí.
2. Se promueve la eficiencia económica a partir del concepto de tarifación a costo marginal de largo plazo para definir el precio del recurso "energía eléctrica", lo que tiende a optimizar la utilización de los recursos de energía primaria y los de capital volcados al sector.

En tal sentido se constituye un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que sanciona precios horarios de la energía en base al costo marginal de la oferta, utilizando una lista de mérito configurada con el costo medio de producción de corto plazo de cada unidad generadora, más un diferencial "por potencia" que remunera la expansión de la capacidad. Esta última remuneración tiende a reflejar el concepto económico de la escasez de capacidad, valuado a través del "costo de la energía no suministrada". Esta forma de definir los precios de la energía eléctrica tiende a asimilarse al concepto que en la literatura económica se reconoce como "costo marginal de largo plazo" de la electricidad.

3. Dado que la demanda de electricidad representa la valoración de la utilidad que le adjudica la sociedad, el precio de mercado emergente de la igualación de la oferta y la demanda constituye una señal válida tanto de la escasez como de la utilidad del recurso. Este mecanismo de determinación del precio de mercado, propugna entonces implícitamente el uso racional del recurso.

En tal sentido, se establece como principio el procurar la mayor transparencia de precios posible entre las distintas etapas del proceso eléctrico, así como el mayor acceso directo de los usuarios al mercado. Por un lado se tiende a que las tarifas del suministro eléctrico de las distribuidoras ante sus usuarios finales, reflejen las señales de abundancia o escasez que surgen de los precios del mercado mayorista. Por otra parte, se propicia establecer el vínculo directo con el mercado mayorista de aquellos usuarios que por la cuantía de su demanda, resulte económica y administrativamente racional encarar las obligaciones de medición y comportamiento propios de dicho vínculo. Y finalmente, se promueve la formación de un mercado a término, mediante contratos libremente pactados entre la oferta y la demanda, en la que se admite incluso usuarios con demandas de 100 Kw en más.

4. Se procura la mayor equidad posible entre los usuarios, tratando que cada uno afronte el costo del recurso que utiliza y el servicio que recibe. En ese sentido, se prohíbe a las distribuidoras la utilización de subsidios cruzados entre las categorías de sus usuarios, así como la discriminación de precios, en la fijación de sus tarifas².

¹ Arts. 1°, 2° incs. b), d), e) y f); 4°, 6°, 35°, 36°, 93° y 94° de la Ley N° 24.065 y del Decreto Reglamentario N° 1398/92, así como las normas reglamentarias emanadas de la ex-Secretaría de Energía de la Nación.

² Art. 42, inciso e) de la Ley N° 24.065.

5. Se establecen salvaguardas de calidad y seguridad compatibles con el interés general y el criterio del servicio público. Al respecto, se fijan regímenes de sanciones que pueden llegar a la caducidad de las concesiones para el caso de incumplimientos³.
6. Se previenen eventuales distorsiones monopólicas o prácticas colusivas que impidan la competencia o impliquen un abuso de posición dominante en el mercado⁴.
7. Se admiten subsidios explícitos para cubrir diferenciales de tarifas en casos de usuarios predeterminados, con cargo a partidas presupuestarias definidas ex-profeso.
8. Se instrumenta un régimen regulatorio de la actividad, conforme las concepciones y experiencias más modernas en la materia, que incluye la supervisión y contralor necesarios con ejercicio de jurisdicción y capacidad suficientes para dilucidar conflictos e intervenir en la preservación de los principios normativos expuestos⁵.

II. Razones económicas para el control tarifario

La razón fundamental para la regulación tarifaria es de orden tecnológico: existen economías de escala y la función de costos es claramente sub-aditiva. Esta característica es la que define un *monopolio natural*: la producción por más de una firma resulta en costos mayores que los de una sola firma trabajando al mismo nivel de producción. O sea que, en este caso específico, el duplicar la red de cables de distribución no resulta económico.

La producción en condiciones monopólicas está asociada a ineficiencias económicas. La falta de competencia permite a las empresas un mayor beneficio que el que regiría en condiciones competitivas. Esta mayor utilidad se logra a costa de un mayor precio y una menor producción que bajo condiciones de competencia, por lo que es ineficiente desde el punto de vista económico. El objetivo de la regulación del servicio público es entonces el de subsanar las deficiencias señaladas.

Los instrumentos que utiliza la normativa, tal como se expone mas adelante, incluyen la fijación de una tarifa máxima, la obligación de atender toda demanda que se presente, el control de calidad y la determinación de una tasa de rentabilidad adecuada en el cálculo de las tarifas máximas. Desde el punto de vista de la necesidad de simular un mercado competitivo para la distribución eléctrica este conjunto constituye una unidad.

III. El Régimen Tarifario

En cumplimiento de los principios y normas citadas, el Poder Ejecutivo Nacional concedió la prestación del servicio público de distribución eléctrica en el área de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires mediante las pautas contenidas en los respectivos Contratos de Concesión. Las disposiciones tarifarias contenidas en los mismos comprende la prestación del servicio público para aquellos usuarios que no están en capacidad de vincularse en forma directa con el mercado mayorista. Los lineamientos seguidos en la definición de los Cuadros Tarifarios son los siguientes:

- Se establecen tarifas máximas para cada periodo tarifario. Las mismas están conformadas por dos términos: a) uno representativo de los costos de adquisición en el MEM y b) otro representativo del costo propio de distribución constituido por el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario más los costos de operación y mantenimiento de las redes y más los gastos de comercialización⁶.
- Se fijan periodos tarifarios (de 10 años el primero y de 5 años los sucesivos) durante los cuales las tarifas se ajustarán únicamente conforme a la variaciones que experimenten los costos de compra de energía y su transporte en el MEM⁷. En tanto que se mantienen constantes en términos reales los costos propios de distribución de cada concesionaria⁸.
- Se regula la tasa de rentabilidad con que se calcularán las tarifas máximas de los periodos tarifarios futuros, la que razonablemente deberá guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa y ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional o internacionalmente⁹.

3 Arts. 2° inciso a) y c), 11°, 12°, 13°, 14°, 16°, 17° y 26° de la Ley N° 24.065.

4 Art. 19° de la Ley N° 24.065.

5 Arts. 54° a 69° y concomitantes de la Ley N° 24.065.

6 Arts. 40° de la Ley N° 24.065 y del Decreto Reglamentario N° 1398/92.

7 Art. 42 de la Ley N° 24.065 y del Decreto Reglamentario N° 1398/92.

8 Se ajustan semestralmente por la variación de un índice compuesto de precios mayoristas y minoristas de los EE.UU. (Punto D del Subanexo 2 - Procedimiento para la determinación del Cuadro Tarifario de los Contratos de Concesión).

9 Art. 41° de la Ley N° 24.065 y del Decreto Reglamentario N° 1398/92.

- Se regula la calidad vinculada a la tarifa establecida, mediante la obligación de las concesionarias del servicio público de abastecer toda la demanda de su área de concesión y el establecimiento de un régimen de control de calidad y sanciones¹⁰.
- Se desautorizan subsidios cruzados entre los usuarios o categorías de usuarios. Los usuarios pagarán únicamente los costos de las etapas del proceso eléctrico en que estén involucrados, procurando que cada uno afronte los costos atribuibles a su modalidad de consumo¹¹.

De esta manera se procura que las empresas optimicen su gestión empresarial a lo largo de cada periodo tarifario minimizando sus costos. A este respecto es importante destacar que las distribuidoras se enfrentan a una situación similar a la que resultaría de existir competencia perfecta: *el precio es un valor exógeno a la firma*. Consecuentemente, el régimen tarifario trata de preservar, ante la actividad monopólica concesionada, condiciones de mercado lo mas parecidas posible a las de la competencia en las que concurren gran número de oferentes.

Asimismo, estas disposiciones tienden a incentivar dentro de los periodos tarifarios, que las empresas procuren alcanzar la máxima eficiencia mediante la racionalización de sus costos. Parte de los beneficios resultantes de la mayor eficiencia lograda en un periodo tarifario, deberán ser luego trasladados a los usuarios en el siguiente periodo tarifario, al fijarse la tasa de rentabilidad y proyectarse los nuevos costos propios de distribución con que se calcularán las nuevas tarifas¹².

Dado que la desintegración vertical del sistema eléctrico fue parte central de la estrategia de reconversión del sector adoptada por el Estado, *las empresas distribuidoras carecen de control sobre el precio mayorista de la energía*. Por ello, el precio de compra de la energía en bloque en el mercado mayorista se traslada a los usuarios vía los valores del Cuadro Tarifario (llamada condición de "passthrough" en la literatura económica). Se persiguen con ello dos objetivos: a) que los usuarios reciban las señales económicas de los precios provenientes del mercado mayorista; y b) que las distribuidoras no asuman costos extras por las variaciones en el precio mayorista. Por ello se permite, además, que las concesionarias del servicio de distribución trasladen a las tarifas el precio de los contratos de abastecimiento firmados por el Estado antes de la privatización, mientras que los nuevos contratos que las distribuidoras firmen solo se reconocerán al precio del mercado mayorista.

La seguridad de abastecimiento condiciona a su vez el derecho de los usuarios a obtener la energía eléctrica a un costo mínimo. En esto la legislación reconoce el largo período de maduración de las inversiones en el sector y el derecho de las generaciones futuras a contar con su abastecimiento. Por ello las empresas deben contar con un retorno sobre el capital invertido de forma tal de garantizar el mantenimiento de la infraestructura necesaria para brindar el servicio.

En procura de la racionalidad económica y la eficiencia en la asignación de recursos ya comentados, se busca que la tarifa refleje los costos económicos que tiene para la sociedad el satisfacer la demanda. De allí que se establecen prohibiciones de emplear: a) subsidios cruzados; y b) discriminación de precios. Siguiendo también este principio se aceptan diferencias tarifarias que reconozcan diferenciales de costos por razones que surjan de la forma de prestación y ubicación geográfica del suministro, a la vez que se faculta al regulador a reconocer otras causas válidas de diferenciación.

Cabe destacar que la búsqueda de racionalidad económica no limita la capacidad del Estado de subsidiar a determinados grupos sino que lo único que hace es establecer la necesidad de explicitar cualquier subsidio. Actualmente se reconocen subsidios por razones sociales (sector pasivos y entidades benéficas) y económicas (industrias electrointensivas). En ambos casos los costos de estos subsidios son cubiertos por sendas partidas presupuestarias con cargo al área del gobierno a la que le corresponde velar por el sector subsidiado. La ley también prevé un Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales administrado por el Consejo Federal de Energía Eléctrica (integrado por las provincias). Asimismo se ha establecido un programa especial con fondos fiscales para normalizar consumos ilegales de barrios carenciados y villas de emergencia.¹³

Asimismo cabe referir el mecanismo adoptado para regular la rentabilidad. La tasa de beneficios de una empresa puede ser regulada directamente imponiéndole un techo a la rentabilidad en un período dado, o bien alternativamente, se puede limitar el precio que la empresa cobra lo que, dada una estructura de costos, determina la tasa de rentabilidad que obtiene.

La regulación adoptada para las concesiones de distribución eléctrica es una de las posibles ante situaciones de monopolio natural. La forma más tradicional de regulación para estos casos es la

10 Art. 21° de la Ley N° 24.065 y del Decreto Reglamentario N° 1398/92.

11 Art. 42° inciso e) de la Ley N° 24.065. Véase mas adelante lo referido a la metodología "RPI-X+Y".

12 Véanse los incisos b) y c) del Art. 41° de la Ley N° 24.065 y del Decreto Reglamentario N° 1398/92.

13 Véase Inciso a) del Art. 42° del Decreto Reglamentario N° 1398/92; Decreto 2443/92 y Decreto 584/94.

regulación directa de la tasa de beneficio, utilizada principalmente en EE.UU (RoR -rate of return-). La misma fija una tasa máxima de rentabilidad para la empresa y el problema principal que presenta es que no incentiva a las concesionarias para que actúen eficientemente. Dada la garantía de beneficios determinados, se generan tendencias a la sobreinversión y al incrementos de costos. Esto lleva a situaciones donde la inversión no es óptima y se perjudica a los usuarios.¹⁴

Buscando evitar los problemas asociados a este tipo de regulación, durante el proceso de privatización desarrollado en Inglaterra en la década de 1980 se propuso un mecanismo de control de precios en términos reales que incluía un término que permitía trasladar a los usuarios parte de los aumentos de productividad logrados por la empresa (regulación por "price-cap"). Esta metodología fue inicialmente propuesta para ser utilizada en la privatización de las telecomunicaciones inglesas¹⁵.

La regulación por control de precios ó "price-cap" (término que debería ser traducido como "precio máximo de eficiencia") subsana en parte los problemas que existen con la regulación por beneficios¹⁶ al introducir mejores incentivos para el incremento de la eficiencia.

Así, la mayor ventaja de la regulación vía control de precios está relacionada con la promoción de la eficiencia. Al fijarse una tarifa por un período determinado (periodos tarifarios) toda mejora en la productividad lograda por la empresa redundará en un principio directamente en un aumento de sus beneficios. A posteriori, el incremento en la eficiencia debe ser trasladado a los usuarios mediante las tarifas futuras, lo cual constituye un mecanismo de incentivos y transferencia de ganancias que induce a un mejoramiento global y continuo del servicio público.

La forma general de esta metodología viene dada por la expresión $IPC-X+Y$ donde IPC es un índice de precios que refleje la variación de costos eficientes de la concesionaria y X es un factor de reducción a fin de trasladar parte de las mejoras en productividad a los consumidores. El término Y reconoce la posibilidad de aumentos de los precios en términos reales que podrían estar asociados a reconocer a la empresa mayores costos generados en áreas fuera de su control (como podrían eventualmente ser legislación de medio ambiente o aumentos en los niveles de calidad) y/o incentivar cierto tipo de inversiones.

Variantes de esta fórmula han sido utilizadas en las privatizaciones inglesas de electricidad, gas, telecomunicaciones y agua. En la Argentina esta metodología es la que se adoptó para el transporte y la distribución eléctrica y de gas natural.

IV. Metodología empleada para el Cálculo de Tarifas de Distribución

Los costos propios de distribución de las tarifas de las concesionarias del servicio público de distribución eléctrica en el área metropolitana fueron calculados según lo determinado en los incisos a) y b) del artículo 40 del Decreto Reglamentario N° 1398/92. Se utilizó para ello el método del costo incremental promedio de las redes, calculado a partir de un plan de expansión de las inversiones de costo mínimo, necesario para satisfacer el crecimiento esperado de la demanda en un periodo de diez años¹⁷.

Se tomaron los costos de desarrollo de redes, determinados como el costo de anticipación de la inversión incremental promedio de cada etapa en el proceso de distribución. El procedimiento de cálculo del costo de redes se compuso de los siguientes pasos: a) Proyección de la demanda de potencia en cada etapa, b) Elaboración del plan de expansión de redes a mínimo costo con calidad de servicio óptima, c) Cálculo del costo incremental promedio (CIP) y d) Determinación del costo de anticipación del CIP. Cálculo del gasto de operación y mantenimiento en base a la calidad de servicio óptima.

Los costos de anticipación son la suma de la anualidad del costo incremental promedio (descontada con una tasa de interés anual) y los gastos anuales de operación y mantenimiento del mismo. Se calcularon primero los costos incrementales promedio de cada etapa del proceso eléctrico, relacionando las inversiones asociadas con la expansión a costo mínimo de la red y los incrementos de potencia que transita por las redes de cada etapa (también descontadas con la misma tasa anual).

Como base de cálculo se utilizó el plan de inversiones elaborado por la ex-Segba S.A. para la expansión de las redes en el período 1988-1998, corregido para eliminar las inversiones que no estaban asociadas a la expansión ajustada de la red, y actualizado a Diciembre de 1991. La metodología utilizada se basó fundamentalmente en una serie de trabajos empíricos sobre tarificación a costos marginales¹⁸.

¹⁴ En Argentina existen antecedentes de este tipo de regulación y de los problemas que trae aparejada. Las concesiones de los ferrocarriles el siglo pasado constituyen un buen ejemplo de esto.

¹⁵ Regulation of British Telecommunications Profitability, Department of Trade and Industry [1983].

¹⁶ El principal problema asociado a todo tipo de regulación es la asimetría de información entre la empresa y el regulador. Tratamientos sobre este tema en términos del problema de principal-agente forman parte sustancial de la literatura económica sobre regulación.

¹⁷ Bastos C. y Abdala M: Transformación del sector eléctrico argentino. Editorial Antártica - Santiago de Chile [1993].

¹⁸ Ver por ejemplo el informe Privatización de SEGBA Distribución - Cálculo de las Tarifas de la Secretaría de Energía. Otro antecedente al respecto lo constituye el informe realizado por Estudios Tarifarios Electricité de France - Distrelec para la Subsecretaría de Energía Eléctrica Tarifas - Estudio Económico a Nivel Nacional Abril de 1988.

El siguiente paso fue la asignación de los costos de cada tipo de red a los distintos períodos horarios en base a las horas en que se presentan los picos de carga. Para ello se confeccionaron curvas de carga horaria de las redes de alta, media y baja tensión¹⁹. En base a los datos sobre costos de distribución de cada etapa del proceso eléctrico y el estado de carga horaria de las redes, se determinó el costo acumulado a cada nivel de suministro y en cada periodo horario. El paso subsiguiente fue asignar los costos, mediante parámetros fijados para el primer periodo tarifario de 10 años, a las categorías tarifarias adoptadas que son las siguientes:

- T1** Pequeñas demandas, con demandas de potencia menores a 10 kW. (Categorías: Residencial, General y Alumbrado Público).
- T2** Medianas demandas, con demandas de potencia entre 10 kW y menos de 50 kW.
- T3** Grandes demandas, con demandas de potencia de 50 kW o mayores. (Suministro en Baja tensión, Media tensión y Alta tensión).

El criterio adoptado fue de el de una medición por periodos más detallados cuanto mayor fuera el consumo. Para las pequeñas demandas se estableció un cargo fijo mensual y un cargo variable. Las medianas demandas pagan un cargo mensual por capacidad de suministro contratada y un cargo variable, ambos por tramo horario único. Las grandes demandas tienen un cargo por capacidad de suministro contratada discriminando en horas de punta y fuera de punta y un cargo por energía que discrimina las horas de punta, resto y valle.

V. Metodología empleada para la actualización de las Tarifas de Distribución

En aplicación del Régimen Tarifario mencionado, aún cuando han sido fijados los Cuadros Tarifarios con vigencia para el primer periodo tarifario que vence en el año 2002, cabe actualizar el valor de las tarifas cada vez que se varían los precios de la potencia, la energía y el transporte en el MEM²⁰.

Los precios estacionales del M.E.M. se modifican en forma trimestral con cada programación o reprogramación estacional en febrero, mayo, agosto y noviembre. También inciden las variaciones de precios de los contratos transferidos, que abastecen un poco menos de la mitad de la demanda, que se actualizan anualmente. Los costos propios de distribución se actualizan en forma semestral en línea con los precios combinados en los Estados Unidos.

La forma adoptada por la estructura de las tarifas (i.e. un término que representa las compras de energía y potencia y otro, aditivo, que representa los costos propios de distribución) lleva a que en principio, las empresas distribuidoras sean indiferentes al precio de compra en el MEM. Sin embargo, dada la existencia de pérdidas no técnicas, el resultado económico de las distribuidoras está inversamente relacionado con los precios en el MEM. Esto es así porque las distribuidoras son, a través de sus pérdidas no técnicas, compradores de parte de su propia energía por lo que un aumento del precio mayorista resulta en una mayor pérdida financiera.

Desde su traspaso al sector privado, las tarifas de las distribuidoras eléctricas se han modificado en diecinueve oportunidades como resultado de las programaciones y reprogramaciones estacionales de CAMMESA y de las variaciones de precios en los contratos de abastecimiento de energía transferidos.

Las variables que inciden trimestralmente en el cálculo de los valores tarifarios y que calcula trimestralmente CAMMESA son las siguientes:

- Precio estacional de la Potencia Despachada Base y de Confiabilidad
- Precio estacional de la Reserva de Potencia
- Precio estacional de los Servicios Asociados a la Potencia
- Precio estacional de la energía en los horarios de punta, resto y valle nocturno
- Cargo estacional por energía adicional
- Factores de Nodo y de Adaptación
- Cargos Fijos de Transporte en el Sistema de Transporte en Alta Tensión y en los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal

Estas variables representan el costo de compra de las distribuidoras en el mercado de precios estacionales del MEM. Sus valores dependen de las condiciones de la oferta y de la demanda en el conjunto del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Indican en ellos la abundancia o escasez hídrica en los aprovechamientos hidroeléctricos de las principales cuencas argentinas: el Comahue y los ríos Paraná y Uruguay. También de los precios del gas natural y el fuel oil, de la disponibilidad de las máquinas

19 Para las redes de alta tensión se tomaron lecturas en los transformadores de 132 kV en las subestaciones AT/MT. Para la red de media tensión se relevaron las lecturas de los alimentadores en MT de las mismas subestaciones. La red de baja tensión se representó con las curvas típicas de los distintos tipos de usuarios (residenciales, generales, alumbrado público y grandes usuarios). Ver Secretaría de Energía [1992] Privatización de SEGBA Distribución - Cálculo de las Tarifas para un detalle de los parámetros muestrales considerados en cada caso.
20 Art. 40° inciso c) y Art. 42° inciso d) de la Ley N° 24.065 y del Decreto Reglamentario N° 1398/92.

generadoras térmicas y de las instalaciones de transporte. Y obviamente el crecimiento de la demanda de energía en todo el país.

También inciden en el cálculo de actualización de las tarifas los precios de los contratos de abastecimiento firmados por el Estado con Centra Puerto y Central Costanera antes de la concesión de la distribución al sector privado. Estos contratos tienen vigencia hasta el año 2000 y ajustan sus precios anualmente en función de las variaciones del precio del gas natural, del fuel oil y de los precios mayoristas en los EE.UU.

VI. Desempeño del servicio público desde la privatización

El servicio público de distribución eléctrica en el área concesionada a las prestadoras «EDENOR S.A.», «EDESUR S.A.» y «EDELAP S.A.» muestra un desempeño satisfactorio. Ello puede afirmarse a partir de la evolución experimentada en los cuatro años transcurridos desde la privatización acaecida a fines de 1992, tanto en los indicadores que muestran la evolución de las tarifas, como en la atención de los aumentos de la demanda de distribución que han debido enfrentar las prestadoras, como así también en el notorio mejoramiento de la calidad del servicio público en todos sus aspectos.

VI.1 Evolución de las tarifas

Los niveles tarifarios a precios corrientes de principios de 1998 son similares en promedio a los de fines de 1992. Ello determina una paridad explicada fundamentalmente por la constancia en términos reales de los costos propios de distribución, la constancia de los precios de compra en los contratos transferidos y la baja de los precios estacionales de compra en el mercado spot del MEM.

Se adjunta al respecto, un informe sobre la evolución experimentada en las tarifas de las distribuidoras «EDENOR S.A.», «EDESUR S.A.» y «EDELAP S.A.» desde sus respectivas privatizaciones, motivada por las actualizaciones realizadas por aplicación de las correspondientes pautas contractuales.

VI.2 Crecimiento de la demanda

La demanda de energía en el área metropolitana abastecida por «EDENOR S.A.», «EDESUR S.A.» y «EDELAP S.A.» ha experimentado un crecimiento constante desde el inicio de operación de estas distribuidoras. En los cinco periodos anuales de 1993-1997 la demanda creció un 20,3%, siendo los valores correspondientes a cada empresa los siguientes:

Crecimiento anual de la demanda eléctrica

| | Edenor | Edesur | Edelap | Total |
|---------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| 1993(*) | 8,1% | 11,2% | 26,0% | 9,8% |
| 1994 | 4,8% | 3,7% | 14,7% | 4,8% |
| 1995 | 2,1% | 1,9% | 11,0% | 2,6% |
| 1996 | 6,5% | 4,9% | 13,4% | 6,2% |
| 1997 | 5,8% | 4,8% | 5,2% | 5,3% |

(*)Respecto a últimos meses de 1992

El crecimiento experimentado en la demanda incluye la normalización de casi 250.000 suministros a una población de más de un millón de consumidores de barrios carenciados y villas de emergencia que tenían suministro precario e ilícito, a los cuales se les mejoró sustancialmente las condiciones técnicas del servicio y se les permitió acceder legalmente al mismo.

Bibliografía

Alexander, Ian - Cost of Capital. The Application of Financial Models to State Aid. The Oxera Press. Oxford, England. 1995.

Armstrong, M., Cowan, S. y Vickers, J. - Regulatory Reform. Economic Analysis and British Experience. The MIT Press. Cambridge, Massachusetts. London, England. 1994.

Bastos, C.M. & Abdala, M.A. - The Transformation of the Electric Power Sector in Argentina. 1996.

Brown, S.J. & Sibley, D.S. - The theory of public utility pricing. Cambridge University Press. 1986.

Crew, M.A. & Kleindorfer, P.R. - The Economics of Public Utility Regulation. Macmillan Press. 1986.

Lerner, E. - La Tarificación en el Marco Regulatorio Argentino y la Electrificación Rural. ENRE. Mimeo. 1995.

Rodríguez Pardina, M. - Precios en el Mercado Electrico Minorista Argentino. ENRE. Mimeo. Versión preliminar. Febrero 1994.

OFFER - The Distribution Price Control: Proposals. August 1994.

Sibley, D. - Asymmetric Information, Incentives and Price-Cap Regulation. RAND Journal of Economics. Volume 20, No. 3. Autumn 1989.

Vickers, J. y Yarrow, G. - Un análisis económico de la privatización. Fondo de Cultura Económica. México. 1991

19 Para las redes de alta tensión se tomaron lecturas en los transformadores de 132 kV en las