



NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO .

E & WR/WP.2/5
14 de diciembre de 1962

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

Reunión de expertos sobre bases para
la estructura tarifaria en el sector
eléctrico en América Latina auspiciada
conjuntamente por la Comisión Económica
para América Latina y la Dirección de
Operaciones de Asistencia Técnica de
Las Naciones Unidas

Santiago de Chile, 10 al 22 de diciembre de 1962

PRINCIPIOS DE TARIFICACION ELECTRICA

por

Eugenio Salazar

Nota: Este texto está pendiente de revisión editorial.

THE UNIVERSITY OF CHICAGO
DEPARTMENT OF CHEMISTRY
5810 S. UNIVERSITY AVENUE
CHICAGO, ILL. 60637
TEL: (773) 936-5000

DATE: _____

NAME: _____

ADDRESS: _____

CITY:

STATE:

ZIP:

TEL: _____

FAX: _____

CITY:

STATE:

ZIP:

CITY:

STATE:

ZIP:

CITY:

STATE:

ZIP:

CITY:

STATE:

1. Introducción

La fijación de los precios de venta en la industria de energía eléctrica presenta dos problemas principales que derivan, uno, del carácter monopolístico o de semi-monopolio que tienen las industrias llamadas "de servicio público", y el otro, de las características físicas o condiciones técnicas que definen el suministro.

Este doble aspecto del problema tarifario obliga a distinguir, de partida, dos conceptos en materia de precios:

- 1) Precio medio o nivel medio general de precios.
- 2) Precios específicos aplicables a cada tipo de consumo o a cada consumidor en particular.

En ausencia de los factores que actúan normalmente en un mercado de competencia, el suministro público de energía eléctrica está sujeto a regulación por parte del Estado. Se persigue con esto proteger a los usuarios frente a posibles prácticas monopolísticas o discriminatorias de la empresa proveedora y asegurar, por una parte, a la empresa condiciones económicas satisfactorias para su operación y desenvolvimiento. Estos son, al menos, los propósitos de la regulación de la industria, no siempre logrados en la práctica, especialmente en los países latinoamericanos, por diversas razones y circunstancias.

A la entidad reguladora de la industria corresponde, entre otras cosas, fijar el monto de la remuneración que una empresa tiene derecho a percibir por los servicios suministrados a sus consumidores.

El precio medio general o nivel tarifario medio, expresión convencional resultante de dividir los ingresos totales por la cantidad de energía vendida, es sólo consecuencia de un punto básico de regulación: la determinación de los ingresos de explotación de una empresa.

Definido el monto de los ingresos que se consideren adecuados, cualquiera que sea el criterio empleado por el organismo regulador para establecerlo, corresponde abordar propiamente el problema de tarificación, esto es, el diseño o elaboración de escalas específicas de precios que se han de aplicar a los servicios suministrados a los diferentes tipos de consumidores.

El servicio eléctrico es una combinación de cantidad, intensidad y oportunidad del uso de la energía, que es propia de cada consumidor y que tiene una influencia decisiva en el régimen de costos de la empresa. Por esta razón no puede hablarse estrictamente del precio de la energía eléctrica sin especificar las condiciones en que esta energía se suministra.

De allí la necesidad de disponer de tarifas, que no son precios sino tablas o escalas de precios que valen para las múltiples modalidades de consumo que se presentan en la práctica. Así, por ejemplo, el servicio eléctrico que se suministra a un consumidor industrial importante no queda definido sólo por la cantidad de energía consumida (kwh), sino que, además, por otros elementos tales como: demanda máxima (kw), factor de carga, factor de potencia, voltaje de entrega, restricción de demanda en horas de punta, proporción de energía térmica (ajuste por combustible), etc.

A falta de un instrumento de autocontrol de precios y utilidades de la industria de servicio público, que pudiera operar como sustituto de la condición de competencia, por imperfecta que esta fuera, no aparece otro medio más adecuado para tratar de aproximarse a este objetivo que la regulación de la industria.

En realidad el problema no tiene solución, porque es imposible reproducir como en un modelo, todos los factores y circunstancias que actúan en un medio competitivo y que están en permanente variación.

Ante esta dificultad, lo único que cabe a la entidad reguladora es adoptar una posición de equidad frente a los intereses divergentes de la empresa abastecedora y de los consumidores. Tal criterio se expresa en el principio de que los precios aplicados a los consumidores y las utilidades obtenidas por la empresa deben ser "justos y razonables".

Por lo general, las normas legales de regulación de la industria no fijan procedimientos para la elaboración de las tarifas, ni establecen cuántas ni de qué tipo deben ser éstas. Aparte de velar porque cada tarifa, una vez aprobada y promulgada, se aplique debidamente y sin discriminación a todos los consumidores de iguales características que encuadren en ella, lo que interesa principalmente a la entidad reguladora a este respecto es que el producto de las ventas, a los precios establecidos, no exceda de un máximo considerado aceptable según las normas vigentes.

2. Determinación de los Ingresos de Explotación.

Como se comprende, el concepto de precios razonables deja un margen muy amplio de interpretación y de aplicación práctica. Como punto de partida, parece legítimo aceptar que los ingresos de una empresa eléctrica deben ser suficientes para cubrir todos sus costos, incluida una utilidad que, en promedio, no debiera ser superior a la que obtienen otros negocios que envuelven iniciativa y riesgos similares.

Aun cuando los ingresos efectivos de una empresa cubran la totalidad de sus costos, esto no significa necesariamente que el costo total para la empresa sea igual al costo total para los consumidores. Desde luego, algunas teorías de precios en servicio público pueden sostener que los consumidores paguen sólo una parte de los costos de la empresa y que el resto se entere con subsidios del Estado, que financiarían los contribuyentes. Por otra parte, es posible que el precio del servicio se recargue con impuestos especiales, que la empresa recauda por cuenta del fisco, lo que hace que el costo al consumidor sea mayor que el costo para la empresa.

Salvo en casos muy calificados, que podrían justificarse mejor en otros tipos de servicio público^{1/}, parece que lo "justo y razonable es que los consumidores paguen la totalidad de los costos en que incurre la empresa para suministrar los servicios, trátase de empresas de propiedad privada o de propiedad pública.

^{1/} Se sostiene por ejemplo, que al instalar un nuevo servicio de agua potable no sólo se benefician los usuarios inmediatos sino también los propietarios de extensos terrenos baldíos, que aprovechan del mayor valor adquirido por sus propiedades sin contribuir al sostenimiento de los costos de la empresa abastecedora, a menos que se les cobre un impuesto especial con este fin. El argumento valdría también para el servicio eléctrico, a diferencia de que en este caso, como las instalaciones de distribución son más flexibles, lo probable es que la inversión en líneas secundarias que beneficien directamente a ciertos sitios o sectores represente una proporción muy baja de las inversiones totales de la empresa.

Una duda que surge, cuando hay exceso de capacidad disponible de las instalaciones, especialmente en un período inicial de desarrollo de una empresa, es si los costos totales deben ser pagados por los consumidores presentes o por los que habría cuando se alcance un nivel mínimo normal de utilización.

Esta situación es semejante a la que enfrenta en un momento dado cualquiera empresa industrial que debe colocar su producción en un mercado nuevo. Siguiendo en lo posible el ideal competitivo, habría que aceptar que durante un período razonable de explotación la empresa eléctrica no alcance a recuperar la totalidad de sus costos fijos, ya que los demás se entenderían cubiertos. Pero como la industria de servicio público tendría sus utilidades limitadas una vez alcanzado el nivel normal de operaciones, la insuficiencia de ingreso durante los primeros años de explotación de un nuevo servicio puede considerarse como una inversión destinada al desarrollo de la empresa, al igual que los gastos de organización y otras inversiones legítimas de carácter intangible. Se permitiría, por consiguiente, capitalizar la insuficiencia de ingresos, agregándola al resto de las inversiones.

Si el precio "razonable" del servicio eléctrico, al menos en su nivel medio general, se ha de fijar en función del costo para la empresa, será necesario definir los diversos elementos o componentes del costo y establecer si estos elementos, por su naturaleza y su monto, son razonables o justificados.

Conviene distinguir para este examen los siguientes grupos o conceptos del costo total:

- 1) Gastos de operación y mantenimiento
(En otras ocasiones los hemos llamado también "gastos directos de explotación").
- 2) Depreciación (de bienes físicos) y amortización (de intangibles y otras inversiones relacionadas con el servicio suministrado).
- 3) Impuestos, incluido el impuesto a las utilidades.
- 4) Intereses sobre Deudas
(Costo de los fondos obtenidos en préstamo).
- 5) Utilidad
(Costo de los fondos aportados por los propietarios o remuneración del patrimonio).

La verificación de los gastos de operación y mantenimiento, así como de los impuestos, no ofrece mayores dificultades, salvo en lo que se refiere a establecer su propiedad y justificación. Lo mismo ocurre con los intereses cuando éstos se consideran por separado en el cómputo de los costos totales.

No existe ni puede fijarse una norma general para juzgar cuándo un gasto es excesivo o desproporcionado, aun cuando sea efectivamente asignable a una operación dada. Aparte de detectar fallas evidentes en los métodos operativos y de administración, el único recurso que tiene el organismo regulador es comparar índices de gastos específicos con los de otras empresas de características similares (por ejemplo, gasto de combustible por kwh, generado, gasto de mantenimiento por Km de línea de transmisión). Esto requiere disponer de una información estadística y contable muy completa de las diferentes empresas controladas y de un personal con gran experiencia en explotación de servicios eléctricos. Ambos requisitos son difíciles de satisfacer, en general, en el estado actual de la regulación de la industria eléctrica latinoamericana.

No pudiendo reproducir las condiciones que rigen en un mercado de competencia, la acción de las entidades reguladoras de la industria de servicio público tiene que ser, lamentablemente, pasiva en lo que respecta al control de los gastos de operación y mantenimiento de las empresas.

El punto que presenta mayores dificultades tanto en la teoría como en la práctica regulatoria es el referente a la determinación de los otros elementos de costo: la depreciación y la utilidad. Directa o indirectamente, ambos conceptos se relacionan con la "valuación" de los bienes de la empresa o estimación de las inversiones que dichos bienes representan.

En forma breve, la depreciación puede definirse como la pérdida o extinción gradual del valor de servicio de un bien material, por causas físicas o funcionales, en cuanto dicha pérdida no pueda recuperarse con el mantenimiento normal ni mediante un seguro. El mismo concepto vale para bienes intangibles y otras inversiones no recuperables de duración limitada, en cuyo caso se emplea, con mayor propiedad, el término "amortización".

/Ya que

Ya que no existe un medio objetivo para medir la depreciación, puede aceptarse cualquier método para registrarla contablemente con cargo a los gastos de explotación, siempre que permita recuperar a lo largo del período de servicio la inversión total comprometida. La tendencia general, al menos en la industria eléctrica, es adoptar el método de depreciación lineal, que tiene entre otros el mérito de la simplicidad.

El cálculo de la depreciación envuelve, en primer lugar, una estimación de la vida útil del bien depreciable. Esta estimación considera, por una parte, la experiencia general de la industria y, por otra, las condiciones particulares en que el bien presta o va a prestar servicio. Como es sólo una estimación, está sujeta a revisiones, de acuerdo con el comportamiento del bien y sus expectativas de vida en un momento dado.

En general, la estimación de vida útil, expresada por la tasa de depreciación, no da lugar en la práctica a discrepancias mayores, ni entre diversas empresas, ni entre éstas y las entidades reguladoras. Lo que parece inaceptable es la prescripción, en algunas legislaciones eléctricas, de una tasa global fija, que ignora las características propias de los diversos tipos de bienes y que puede ser excesiva o muy baja en relación con la tasa media resultante de considerar la vida útil probable de cada uno de los elementos del conjunto. Una sobrestimación no tendría mayores consecuencias, aparte de gravar más fuertemente a los consumidores presentes en beneficio de los consumidores futuros. Pero una subestimación de la tasa de depreciación impediría a una empresa recuperar en definitiva la inversión realizada.

El otro elemento que entra en el cálculo de la depreciación es el "valor base" o monto representativo de la inversión que se pretende amortizar. Como este mismo concepto se relaciona también con el problema de la utilidad razonable o justa, nos ocuparemos de él más adelante, después de referirnos al factor "rentabilidad".

En la clasificación de costos indicada anteriormente se mencionan, por una parte, los intereses sobre deudas, como "costo del capital acreedor", y por otra, la utilidad, como "costo del capital propietario".

En la forma corriente de la regulación de la industria de servicio público, en los Estados Unidos y en muchos países latinoamericanos, no se hace distinción entre estos dos elementos de costo y se los trata en conjunto.

De acuerdo con este criterio, el ingreso total de explotación, que puede o no coincidir con el costo total considerado aceptable, se compone de dos partes o grupos principales, que designamos por:

- a) Gastos de Explotación (Operating Expenses)
Comprende gastos de operación y mantenimiento, depreciación (más amortización, si corresponde) e impuestos.
- b) Ingreso Neto de Explotación (Operating Income)
Comprende intereses sobre deuda y utilidad.

Hay que advertir que los términos "Gastos de Explotación" e "Ingreso Neto de Explotación", al igual que muchos otros de la legislación y contabilidad eléctricas, no están normalizados en Latinoamérica y si a veces se emplean, pueden significar, según el país, conceptos diferentes a los aquí señalados.

Cuando el principio regulador no se ocupa de la capitalización de la empresa y no distingue, por consiguiente, entre intereses y utilidad, se supone que el Ingreso Neto de Explotación, o sea todo lo que excede de los Gastos de Explotación, representa la remuneración conjunta de acreedores y propietarios. Lo que interesa en estos casos es que esta remuneración (return) sea razonable.

Otro criterio de regulación de precios empleado en varios países latinoamericanos, considera los intereses sobre deudas como un gasto adicional que se agrega a los llamados aquí Gastos de Explotación. En este caso, específicamente se trata de establecer la remuneración legítima o razonable que corresponde al propietario, esto es, la "utilidad" resultante de la explotación eléctrica.

Cualquiera de los dos principios reguladores señalados plantea un problema similar: fijar una tasa o tanto por ciento razonable de rentabilidad y establecer un valor base o de referencia, supuesto también razonable, al cual se aplica la rentabilidad.

Si lo que se pretende regular son las utilidades, en el supuesto que los intereses de la deuda sean aceptables y justificados, un criterio orientador sería limitar, con cierto margen de fluctuación, el rendimiento de la inversión patrimonial a un tanto por ciento semejante al que obtendrían en promedio los inversionistas de la empresa en otros negocios o actividades industriales de magnitud y riesgos comparables. Se entiende que este tanto por ciento debería incluir, cuando menos, un margen apropiado de seguridad especialmente en el caso de una proporción elevada de financiamiento con deuda como veremos más adelante.

Por razones de brevedad de exposición debemos referirnos primero al concepto de rentabilidad, como antes al de tasa de depreciación, sin haber definido todavía la cosa a que se aplica, tentativamente designada por "inversión patrimonial" en el caso de la utilidad o beneficio neto del propietario.

El criterio regulador de las utilidades arriba indicado, válido para empresas de propiedad privada, no podría aplicarse estrictamente a empresas de propiedad pública, ya que el Estado no es un empresario en busca de oportunidades de inversión que ofrezcan el máximo de rentabilidad (monetaria) compatible con el riesgo.

Sin embargo, en un país donde hubiera disponibilidad de capital privado para invertir en la industria de energía eléctrica, o donde hubiera otras empresas eléctricas privadas en operación, el costo del capital estatal no debiera computarse a una tasa inferior al del capital privado invertido en empresas que suministraran energía en mercados o condiciones similares. Hacemos esta última calificación, porque hay casos de empresas estatales que abastecen zonas o mercados marginales, donde suministran un servicio de primera necesidad que una empresa particular no podría atender en condiciones económicas satisfactorias sin cobrar precios que estarían fuera del alcance de la mayoría de la población. En estos casos especiales creemos que tendría que aceptarse un concepto de costo que incluyera una rentabilidad muy baja o nula sobre la inversión pública.

Cuando la regulación no se refiere específicamente a la utilidad, sino a la rentabilidad global de las inversiones financiadas por propietarios y acreedores, se supone que dicha rentabilidad ha de ser suficiente para cubrir el pago de intereses sobre deuda y asegurar una remuneración satisfactoria al propietario, con un margen adecuado de seguridad para imprevistos y, hasta cierto punto, para hacer frente a las demandas inmediatas de la expansión corriente de las instalaciones.

Podría creerse a primera vista que la regulación o limitación de utilidades, consideradas en forma independiente del costo de la deuda, debiera conducir a costos totales más bajos. Se puede demostrar, sin embargo, que desde el punto de vista de una prudente administración financiera la rentabilidad total no debiera bajar de un límite que depende de la importancia de los cargos de la deuda, cualquiera que sea el porcentaje de utilidad resultante para el propietario.

Tomemos como ejemplo dos empresas, la primera financiada en un 20 por ciento con préstamos y la otra en un 75 por ciento. Supongamos que en ambos casos la deuda tiene un costo anual de 6 por ciento y que las utilidades se limitan a un 10 por ciento. Las rentabilidades parciales y totales se determinan como sigue:

	<u>Financiamiento</u>	<u>Rentabilidad Neta</u>		<u>Relación Ingreso Neto / Intereses</u>
		<u>Porcentaje</u>	<u>Monto</u>	
<u>Empresa A</u>				
Deuda	200	6.0	12	$\frac{92}{12} = 7.66$
Capital Propio	800	10.0	80	
Total	<u>1 000</u>	<u>9.2</u>	<u>92</u>	
<u>Empresa B</u>				
Deuda	750	6.0	45	$\frac{70}{45} = 1.56$
Capital Propio	250	10.0	25	
Total	<u>1 000</u>	<u>7.0</u>	<u>70</u>	

En el primer caso la rentabilidad total es de 9.2 por ciento y el ingreso neto correspondiente representa unas 7.66 veces el monto de los intereses, lo que da un amplio margen de protección para cubrir su pago.

/Vemos que

Vemos que en el segundo caso, si se limita la utilidad al mismo 10 por ciento, la rentabilidad total bajaría a un 7 por ciento y, aparentemente, justificaría un menor costo. Sin embargo, el margen de protección para el servicio de la deuda se ha reducido a 1.56, índice evidentemente bajo, que no aceptaría un presunto acreedor, a menos que tuviera otras garantías adicionales.

Si se exigiera que el ingreso neto de explotación no fuera inferior a 2 veces el cargo financiero de la deuda, relación que puede considerarse como mínima aceptable en empresas de servicio público que no dependen de subsidios operativos, las rentabilidades resultantes en el segundo ejemplo citado serían las siguientes:

	<u>Financiamiento</u>	<u>Rentabilidad Neta</u>	<u>Relación Ingreso</u>
		<u>Por ciento</u>	<u>Neto / Intereses</u>
Deuda	750	6.0	45
Capital Propio	250	18.0	45
Total	<u>1 000</u>	<u>9.0</u>	<u>90</u>
			$\frac{90}{45} = 2.0$

Como puede verse en este caso de alta proporción de deuda, para lograr un adecuado margen de protección al compromiso de pago de los intereses, la tasa de utilidad debería subir a 18 por ciento.

Desde el punto de vista de una razonable posición financiera este resultado nos parece inobjetable y más realista que el de fijar a priori una determinada tasa de utilidad que no considere la estructura de la capitalización de una empresa y la importancia de los cargos del capital acreedor.

Casos como el citado no son sólo teóricos. Por ejemplo, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL), empresa estatal autónoma de El Salvador, obtuvo en 1959 una rentabilidad media general de 7.1 por ciento. Como un 84 por ciento de su capitalización estaba constituido por deuda, con un costo de 4.6 por ciento, la utilidad resultante fue de más de 21 por ciento con respecto a la inversión efectiva financiada por capital propio. En este caso el ingreso neto de explotación representó 1.9 veces el monto de los intereses de las deudas. ^{2/}

^{2/} Véase E. Salazar - Estudio Comparativo de Costos de la Energía Eléctrica en Centroamérica y Panamá, 1959. Documento CEPAL/TAO/LAT/31 del 13 de marzo de 1961.

En resumen, cualquiera que sea el principio de regulación que se aplique en materia de rentabilidad, es indispensable considerar la estructura del financiamiento de la empresa, de modo que se asegure una adecuada proporción entre el ingreso neto de explotación y los cargos financieros de la deuda. Sólo de este modo podrían fijarse límites razonables, sea a la rentabilidad global de las inversiones de la empresa, sea a la utilidad del propietario.

Hemos examinado hasta aquí ciertos criterios orientadores en relación con las tasas aplicables en la determinación de dos de los componentes más importantes del costo total: la depreciación y la remuneración de los capitales invertidos. Queda por definir la base o valor de referencia a que se aplican dichas tasas.

En el caso de la depreciación, así como de la amortización de inversiones intangibles de vida limitada, consideradas como parte del costo, la finalidad que se persigue es recuperar la inversión comprometida en los bienes físicos e intangibles destinados al servicio, mediante cargos al costo de explotación, diferidos a lo largo de la vida útil de los bienes.

Desde luego hay ciertos ítems, generalmente los terrenos, cuyo valor de servicio o capacidad para prestar el servicio requerido no se altera con el transcurso del tiempo y que, por consiguiente, no están sujetos a depreciación.

En cuanto al resto de los bienes, es posible que al término de su vida útil algunos de ellos conserven todavía cierto "valor residual" recuperable, en cuyo caso la depreciación se aplicará a la diferencia entre la inversión total y la que se estima probable recobrar.

El problema que se plantea en todo caso es cómo establecer el monto de las inversiones que han de amortizarse como consecuencia de la depreciación de los bienes. Pero este mismo tipo de problema se suscita también al tratar de establecer el ingreso neto de explotación e indirectamente, la utilidad del propietario.

Si se trata de determinar el costo de la depreciación, la inversión de referencia es la representativa de los bienes depreciables, en el entendido de que estos bienes son legítimos y necesarios para el suministro de los servicios.

Si se trata de establecer el costo o remuneración de los capitales invertidos en el negocio eléctrico, la asignación de un valor a estos capitales tendría que resultar de la determinación del monto de las inversiones en los bienes que aquellos financian. Aparte de que podría haber un destino indebido o injustificado de los recursos financieros, no hay una medida directa del capital propietario cuando las cifras de la contabilidad están distorsionadas por efecto de diversas circunstancias económicas.

Antes de examinar los posibles criterios para determinar el monto de las inversiones conviene aclarar cuáles son los rubros que éstas deben comprender.

Desde luego, la inversión base para determinar la rentabilidad admite dos tratamientos contables distintos, que tienen influencia en el cálculo de los costos, según que se incluyan o no las obras en proceso de construcción y no entregadas aún a la explotación.

Si la empresa tiene recursos inmovilizados en obras que se encuentran en ejecución, que serán destinadas al suministro eléctrico, el costo de estos fondos debe ser pagado en alguna forma por los consumidores. Pero no parece justo que lo paguen los consumidores presentes sino que lo hagan los que se van a beneficiar con las nuevas instalaciones, con mayor razón si el servicio suministrado por las instalaciones actuales es deficiente.

Examinado el asunto desde otro punto de vista, puede decirse que los llamados intereses durante la construcción de una obra son parte del costo total de la misma. Los "intereses" en este caso no son sólo los del préstamo que financia la obra sino también los del capital propio inmovilizado durante el período de construcción.

En conclusión, lo aconsejable es capitalizar los intereses durante la construcción, incorporándolos al costo de las obras, es decir, a la inversión total sujeta a depreciación y rentabilidad.

/Eliminadas las

Eliminadas las obras en proceso, la inversión base "razonable" debe referirse a los bienes básicos e intangibles que la empresa tenga en uso y sean necesarios para el suministro de los servicios.

Como se trata de establecer la inversión representativa de los bienes en servicio en un momento dado, cualquiera que sea el método empleado para valorizarla, tendría que descontarse la depreciación acumulada hasta ese momento.

De allí surge un nuevo problema: Deberá descontarse la inversión efectivamente recuperada por la empresa a través de cargos hechos a la explotación (y valorizada por cualquier método), o deberá descontarse la depreciación que habría correspondido normalmente aplicar, de acuerdo con la edad y estado de las instalaciones?

Esto equivale a preguntar si lo que se trata de encontrar es la inversión "efectivamente" realizada por la empresa en un momento dado o la que "razonablemente" se puede deducir de la naturaleza, monto, edad y condición de los bienes que ella posee.

La respuesta no es simple, pero en la alternativa nos inclinamos por el segundo criterio. Prescindiendo del aspecto inflación y devaluación monetaria, la rebaja del valor base, por efecto de un reajuste hacia arriba de la depreciación acumulada, estaría en parte justificada y compensada con los mayores excedentes de explotación obtenidos en períodos pasados como consecuencia de una sobrestimación de las inversiones.

El conjunto de las inversiones en bienes físicos e intangibles destinados al suministro eléctrico corresponde al concepto contable de "Activo Fijo-Bienes en Servicio" empleado generalmente en las clasificaciones de cuentas. Si se le descuenta la depreciación acumulada o "Reserva de Depreciación" (y la parte amortizada de intangibles), el saldo representa el "Activo Fijo Neto".

El valor base que ha de servir para determinar el monto razonable de los ingresos de explotación y, finalmente, el nivel medio de las tarifas de venta, debe incluir, además del Activo Fijo Neto, el llamado "Capital de Trabajo" o "Capital de Explotación". Con este término se designan los fondos comprometidos por la empresa en materiales y repuestos en almacén

y en gastos corrientes incurridos dentro del ciclo normal de recaudación de los pagos de consumidores.

Al valor base o de referencia que se trata de asignar a las inversiones que justificada y razonablemente tiene inmovilizadas una empresa para atender el suministro, preferimos llamarlo "Inversión Inmovilizada".

La Inversión Inmovilizada quedaría entonces definida por la fórmula:
Inversión Inmovilizada = Activo Fijo (Bienes en servicio) -
Depreciación Acumulada + Capital de Trabajo.

Normalmente la Inversión Inmovilizada de una empresa está financiada en parte por préstamos a mediano y largo plazo y en parte por los recursos propios que constituyen el patrimonio o capital propietario. Al hablar de inversión patrimonial, cuando se trata de las utilidades de la empresa, nos referimos a aquella parte de la Inversión Inmovilizada que está financiada por el patrimonio o capital propietario. La inversión patrimonial se obtendría por diferencia entre la Inversión Inmovilizada y las deudas de la empresa, previo examen de la justificación de éstas en cuanto a su monto y naturaleza.^{3/}

El asunto más debatido en la regulación de las empresas de servicio público es el método o criterio con que se ha de establecer el monto de la Inversión Inmovilizada, particularmente en lo que se refiere al Activo Fijo en servicio.

Si se descartan algunos conceptos que no son pertinentes en el caso de la industria de servicio público, tales como el de "valor" en sus diferentes acepciones económicas^{4/}, los criterios básicos para medir la inversión que los bienes en uso representan, se refieren al "costo" de los bienes: "Costo Original" y "Costo de Reproducción o de Reemplazo".

^{3/} Este es el procedimiento prescrito en el contrato de concesión de la Empresa Nacional de Luz y Fuerza, de Costa Rica, para establecer el llamado allí "Capital Neto Invertido".

^{4/} Véase Bonbright, "Valuation of Property", Vol. I.

Diversas otras fórmulas y conceptos, aplicados o no en la práctica regulatoria, con diversas denominaciones y calificativos, giran en torno a estos dos criterios básicos, que nos limitaremos a examinar sumariamente a la luz de la experiencia latinoamericana.

"Costo Original", en la acepción que se le da normalmente en los Estados Unidos y que adoptamos aquí, es el costo de los bienes al primer propietario que los destinó al servicio público, expresado en la cantidad de dinero efectivamente pagada, o estimado (si no existe constancia de esto último) de acuerdo con los niveles de precios vigentes en las fechas respectivas en que se ejecutaron las obras y sus adiciones.^{5/}

Las expresiones "Costo de Reemplazo" y "Costo de Reproducción" ilustran las dificultades de interpretación que ofrece el concepto. En un caso podría referirse al costo actual de "reproducir" exactamente los bienes existentes, empleando los mismo equipos, los mismos métodos de construcción y las mismas condiciones originales. O bien podría significar el costo actual de "reemplazar" el bien por otro que prestara un servicio semejante o desempeñara la misma función, pero que esencialmente pudiera ser distinto del bien reemplazado.

En castellano se usa también el término "Costo de Reposición", como sinónimo de las expresiones anteriores. En realidad el problema no deriva del término empleado. En inglés la expresión "reproduction cost" usada en la regulación admite para los expertos cualquiera de las dos acepciones mencionadas y les plantea el mismo dilema.

En la práctica, cuando se ha empleado el método de costo de reemplazo, al menos en los Estados Unidos, se ha entendido que se aplican los precios presentes (o el promedio de un período reciente) a los mismos bienes, con los mismos métodos y en las mismas condiciones que regían cuando se ejecutaron las obras y se efectuaron las inversiones.

Se comprenden las dificultades prácticas que el método presenta cuando se trata de encontrar el precio actual de un equipo o material que ya no se fabrica en parte alguna.

^{5/} Véase "Uniform System of Accounts - Federal Power Commission", así como la definición del Juez Brandeis, de la Corte Suprema de los Estados Unidos, citada por Thompson y Smith en "Public Utility Economics".

Las legislaciones latinoamericanas cuando se refieren al costo de reemplazo, con este nombre o con otro similar,^{6/} no son muy explícitas en cuanto al sentido del término.

La argumentación entre costo original y costo de reproducción, así como las diferentes interpretaciones que puedan darse a estos conceptos, resultan un tanto académicas cuando se refieren a la industria de servicio público en Latinoamérica.

Cuando la variación de precios internos es relativamente moderada a lo largo del tiempo, o cuando las alzas de un período se compensan en parte con una disminución de precios en un período subsiguiente, la adopción del costo original como medida de las inversiones puede justificarse con diversos argumentos, a saber:

1. Las dificultades, el costo y el largo tiempo que puede representar la determinación del costo de reemplazo, para llegar muchas veces a cifras bastante dispares, según sean los expertos que realizan la investigación.
2. El hecho de que una proporción importante de las inversiones de una empresa de servicio público está financiada con préstamos a largo plazo, cuyo servicio es constante y no depende de las fluctuaciones en los índices de precios.
3. Los progresos en la técnica de fabricación y en los métodos de construcción de instalaciones y equipos de capacidad cada vez mayor compensan parcialmente la elevación general de costos. El costo original de múltiples unidades pequeñas en una central termoeléctrica puede ser equivalente, a pesar del alza de costos, a la inversión necesaria para reemplazarlas, llegado el momento, por una unidad más grande que diera el mismo servicio.
4. Siempre queda el recurso más simple para la entidad reguladora de compensar un alza en el costo de las inversiones con una mayor tasa de rentabilidad sobre la Inversión Inmovilizada establecida según el costo original.

^{6/} En Chile, la Ley General de Servicios Eléctricos habla de "Costo de Reemplazo", la Ley de Energía Eléctrica Argentina lo llama "Valor de Reposición", la Ley de Servicios Eléctricos de El Salvador se refiere al "Costo de Reproducir las Obras".

Lamentablemente todos estos argumentos, válidos en un país de relativa estabilidad de precios, no pueden aplicarse en la mayoría de los países latinoamericanos, que han estado sujetos a una intensa y persistente inflación de costos. El costo original o "histórico", expresado en moneda local no tiene en estos casos significado alguno como medida de la Inversión Inmovilizada de una empresa.

Una proporción apreciable de las instalaciones de las empresas eléctricas en América Latina está constituida por elementos importados, cuya adquisición se ha financiado generalmente con préstamos en moneda extranjera. En su sentido estricto, el "costo original" en este caso está formado por un componente en moneda extranjera y uno en moneda nacional.

Aunque se aceptara el criterio de costo original, al menos el componente en moneda extranjera debería considerarse como legítimo en la determinación de la Inversión Inmovilizada, y expresarse en moneda local, de acuerdo con la equivalencia de cambio vigente en el momento de la valuación.

De todos modos, los costos locales han tenido elevaciones tan considerables en algunos países, especialmente en los últimos años, que pierden cualquiera validez las cifras consignadas originalmente en una moneda de valor adquisitivo varias veces superior a la moneda actual.

Mientras esta situación se mantenga no queda otra alternativa, en el caso de los países latinoamericanos, que aceptar el método de costo de reposición o de reemplazo para fijar la Inversión Inmovilizada de una empresa.

Podría, tal vez, transigirse en cuanto a la parte de inversión en moneda extranjera, aceptando el costo verificado en esta moneda a la fecha de la inversión original, y convirtiéndola a moneda nacional según la tasa de cambio que corresponderá aplicar en la fecha de la valuación.

Cuando las variaciones de precios locales son muy intensas, el reajuste de la Inversión Inmovilizada tendría que efectuarse con relativa frecuencia. En estos casos podría simplificarse el método usual, mediante el empleo de factores correctivos que tomaran en cuenta las variaciones de los índices de precios de materiales, mano de obra y otros componentes principales del costo, así como la incidencia de cada uno de estos elementos en la inversión total.

/La revalorización

La revalorización del Activo Fijo lleva necesariamente a la revalorización de la depreciación acumulada que debe deducirse de aquél. Esto presenta ciertas dificultades de cálculo, puesto que deben considerarse las diferentes edades y las respectivas importancias de los bienes depreciables que componen la inversión total.

Si no se cuenta con una clasificación adecuada de las inversiones según las fechas en que se incurrieron, el único camino práctico, pero inexacto, para estimar la depreciación acumulada es mantener la proporción que registra la contabilidad entre Activo Fijo y Reserva de Depreciación antes de la revalorización. Esto vuelve a plantear el problema antes discutido de si debe aceptarse la depreciación acumulada (en su valor relativo) que muestran los libros de la contabilidad. Sólo una investigación detallada de los antecedentes podrá indicar si, aparte de la revalorización, corresponde hacer un ajuste a la Reserva de Depreciación contabilizada.

Conviene recapitular lo dicho hasta aquí con respecto a la determinación de los ingresos de explotación de donde resulta el precio medio o nivel medio general de las tarifas de venta.

- Si los consumidores de energía eléctrica en su conjunto han de pagar el costo total en que incurre una empresa para suministrar el servicio, los ingresos de explotación deben ser suficientes para cubrir los gastos de explotación más una rentabilidad razonable sobre la Inversión Inmovilizada que representan los bienes destinados al servicio.

- La tasa de rentabilidad admitida deberá tomar en cuenta la estructura del financiamiento de la empresa, la importancia relativa del costo de las deudas y una remuneración a la inversión patrimonial suficiente para estimular la inversión de capitales adicionales.

- Salvo en situaciones especiales, los criterios de rentabilidad que valgan para una empresa de propiedad privada debieran aplicarse también a las empresas de propiedad pública.

- La Inversión Inmovilizada se basa en una estimación del costo de los bienes (depreciados) en servicio, al que se agrega una suma representativa del Capital de Trabajo.

/- En países

- En países con relativa estabilidad de precios y no afectados por fuertes devaluaciones monetarias, puede justificarse como evidencia del costo de los bienes el criterio de "costo original". En caso contrario, que es el de la mayoría de los países latinoamericanos, el concepto de costo original, en su aceptación corriente, resulta inaplicable y necesariamente tendría que sustituirse por el criterio de "costo de reposición o de reemplazo".

- Cuando menos podría recomendarse, para evitar los inconvenientes y limitaciones de este último criterio, la adopción del costo original sujeto a corrección periódica por variación de los índices de precios de los componentes principales del costo de los bienes.

3. Elaboración de las tarifas

Establecido el monto total de los ingresos que corresponde a una empresa recibir durante un período determinado de explotación, el problema específico de la tarificación consiste en asignar a cada consumidor, según sus características de consumo, la parte del ingreso total con que debe contribuir.

El servicio eléctrico está definido por un conjunto de factores tales como la cantidad de energía, la demanda máxima, el período diario o anual en que ésta ocurre, el factor de carga, el factor de potencia y la localización del consumo. Todos estos factores, y algunos más en el caso de ciertos consumidores especiales, tienen influencia en el régimen de costos de la empresa abastecedora.

Como primer paso en la elaboración de las tarifas corresponde investigar las relaciones que existen entre los factores mencionados y los diversos elementos del costo total.

Por ejemplo, el gasto en combustible de las centrales térmicas y el costo de la energía comprada por la empresa son aproximadamente proporcionales a la cantidad de energía suministrada. La depreciación, la remuneración de las inversiones y los gastos fijos de operación y mantenimiento son en gran parte función de la capacidad de las instalaciones, y ésta a su vez, depende de la demanda de potencia de los consumidores. Parte del mantenimiento de la red de distribución varía con la longitud de las líneas, que depende de la localización de los consumidores y de su relativa dispersión dentro del área de servicio de la empresa concesionaria.

/Esta investigación

Esta investigación constituye básicamente un problema de contabilidad de costos. Sus resultados han de servir de referencia para la formulación de tarifas específicas.

El "análisis funcional de costos" empleado corrientemente en investigaciones tarifarias,^{7/} distribuye todos los costos de la empresa entre tres funciones o elementos principales a saber:

- 1) Demanda o Capacidad
- 2) Energía
- 3) Consumidor

La suma de las cantidades asignadas a cada uno de estos tres elementos debe ser igual al ingreso total de explotación requerido.

El paso siguiente en la tarificación es clasificar todos los consumos en diversos grupos o categorías, de modo que cada una de éstas reúna a consumidores de características más o menos similares. Las categorías convencionales comprenden, por ejemplo, los siguientes tipos de consumo: residencial, comercial, industrial, alumbrado público, etc. Como a veces es difícil o poco justificado distinguir entre ciertos consumos comerciales e industriales, existe tendencia a clasificar estos consumos, de acuerdo con la potencia conectada, en "comercial e industrial menor" y "comercial e industrial mayor".

Esta es una primera separación, que se refiere a las modalidades generales de cada clase de consumo, y que da lugar a diversos tipos o formas de tarifas. Las diferencias individuales dentro de cada clase tendrán que considerarse en la estructura misma de cada tarifa.

Al aplicar los resultados del análisis funcional de costos se supone que cada uno de los grupos de consumo contribuirá al pago del costo total de acuerdo con su respectiva demanda, energía consumida y número de consumidores.

La determinación de la cuota correspondiente a energía y consumidor no ofrece problema, ya que basta determinar previamente los índices de costo por kWh y por consumidor (mensual o anual). La asignación del costo de la capacidad, sea a cada grupo de consumo o a cada consumidor individual, presenta muchas más dificultades.

^{7/} Véase L. Nash, "Public Utility Rate Structures"; R. Caywood, "Electric Utility Rate Economics".

La proposición más simple, pero inconveniente y no bien justificada, es cargar todos los costos de la capacidad a los consumidores causantes de la demanda máxima del sistema, a prorrata de su respectiva responsabilidad parcial en el pico de carga. Según este método, un consumidor que no contribuyera a la demanda máxima total en el momento en que ésta ocurre no participaría en el costo de la capacidad, por alta que llegara a ser su demanda individual de potencia fuera del período de punta de carga.

Por lo demás, en cualquier momento, por cambio en la modalidad de consumo, pueden producirse desplazamientos en las demandas parciales, lo que obligaría a estar constantemente revisando la base del prorrateo.

Otro método empleado en la asignación de costos de la capacidad es el de las demandas máximas no coincidentes: el costo total se distribuye entre los diferentes grupos (o consumidores individuales) a prorrata de sus respectivas demandas máximas, sin considerar su diversidad o su coincidencia.

Este método evita algunos de los inconvenientes del anterior, pero tiene la desventaja, lo mismo que el otro, de no tomar en cuenta el grado de utilización, por parte de cada consumidor o grupo, de la capacidad de las instalaciones y equipos en servicio. Así, un consumo de alto factor de carga compromete durante gran parte del tiempo una determinada capacidad disponible y no contribuye a la diversidad de la demanda. Con esto puede resultar indebidamente beneficiado frente a otros consumos de igual demanda máxima, pero con adecuada diversidad o falta de coincidencia, que contribuirían en conjunto a llenar los "valles" de la curva de carga del sistema.

Para obviar los inconvenientes de los dos métodos mencionados se han propuesto y se emplean en muchos casos diversos otros procedimientos que consideran no sólo las demandas máximas individuales, sino también su diversidad y grado de utilización (factor de carga).

Por ejemplo, se puede descomponer la demanda máxima del sistema en "demanda media" y "exceso", y distribuir la demanda media del conjunto entre los consumidores (o grupos) a prorrata de sus respectivas demandas medias. La parte asignada en esta forma a cada consumidor (o grupo) estaría considerando el grado de utilización individual media de la capacidad disponible.

/El exceso

El exceso sobre la demanda media del sistema se distribuiría entre los consumidores a prorrata de sus respectivos excesos (diferencia entre demandas máxima y media de cada consumidor o grupo).

Este método, o cualquiera de sus variantes, permite distribuir el costo total de la capacidad en forma más racional y evitar las anomalías a que conducen los otros dos procedimientos mencionados.

Los resultados del análisis funcional de costos, con índices específicos por kWh de energía, por kW de demanda y por consumidor, constituyen sólo una guía para el diseño de las tarifas, ya que por diversas razones no pueden aplicarse en la práctica en forma estricta a la mayoría de los consumidores de una empresa.

Se sostiene, de un modo general, que las tarifas eléctricas, además de razonables, deben ser "no discriminatorias". Podría entenderse que no debiera haber discriminación en los precios aplicados a diferentes clases o categorías de consumo, lo mismo que a los diferentes consumidores de una misma clase, en forma que cada uno no pagara más ni menos que los costos que le corresponden según el análisis efectuado.

Si bien el criterio más defendible y aceptable en materia de precios del suministro eléctrico es el del costo del servicio, es indispensable considerar también las características de la demanda (económica) del servicio eléctrico. Sólo de este modo podrá diseñarse un sistema tarifario eficiente y dinámico, que propenda al óptimo aprovechamiento de la capacidad disponible de las instalaciones, que alcance al mayor número posible de consumidores y que desaliente el derroche o uso indebido del servicio suministrado.

La consideración del llamado "valor del servicio para el consumidor" fijaría un límite máximo de precio, independiente del costo. A su vez, no podría aceptarse que el precio fuera inferior al costo incremental o marginal que representa para la empresa el suministro a un consumidor dado. Se reconoce, en consecuencia, la necesidad de un cierto margen de flexibilidad en los precios, que quedaría limitado por estos dos criterios.

/En la

En la práctica regulatoria el concepto de "no discriminación" en las tarifas tiene un alcance muy limitado. Sólo significa que una tarifa determinada, que es un conjunto de precios y condiciones, debe aplicarse sin discriminación a todos los consumidores que por sus características sean clasificables dentro de la categoría de consumo a que está destinada la tarifa.

A veces un cambio sustancial en las modalidades de consumo, o un error de criterio del organismo regulador que aprueba las tarifas, o una disposición arbitraria de las autoridades, puede dar lugar a situaciones evidentemente injustas para determinadas categorías de consumidores,^{8/} o para determinados consumidores dentro de una misma categoría tarifaria.

Estos son casos de notoria discriminación, que no pueden justificarse ni en razón de la economía de la explotación ni del mejor aprovechamiento del servicio por los usuarios, y que exigen ser corregidos por las entidades reguladoras.

Fuera de los ajustes que recomiende el examen de la demanda (económica) de energía eléctrica en el mercado abastecido, los resultados del análisis de costos tienen que adaptarse a las condiciones prácticas de aplicación.

La mayoría de los consumidores de una empresa eléctrica, especialmente en los sectores residencial y comercial, tienen demandas de potencia muy bajas, que no justifican la instalación de medidores especiales de demanda máxima. Aparte de su costo, las complicaciones de lectura, facturación y revisión de medidores representan un gasto adicional que no queda compensado por la mayor precisión en la medida de la demanda.

Es preferible, entonces, estimar la demanda individual en base a la carga media conectada (factor de demanda) o a la superficie de la casa o local abastecido, y cobrarla en función de estos índices.

Por otra parte está el cargo por consumidor, que se supone representa el costo de lectura de medidores, facturación, registro y contabilización de consumos, recaudación y otros gastos del consumidor que son independientes del consumo y de la demanda.

Como una de las características de una buena tarifa de servicio público es su simplicidad de aplicación y su facilidad de comprensión por parte

^{8/} Hasta hace poco en los sistemas eléctricos más importantes de Argentina los consumidores industriales, con mayor demanda y más alto factor de carga, pagaban mayores precios medios que los consumidores residenciales.

de los consumidores, lo aconsejable es evitar el cobro de diversos cargos separados en el caso de los consumos pequeños, que son la mayoría. A riesgo de perder en exactitud técnica, lo que se gana en buenas relaciones con el público tiene más valor para la empresa y para la comunidad en general.

Por estas razones, lo práctico en el caso de los consumos residenciales, comerciales y otros de monto moderado, es incorporar los cargos por demanda y por consumidor al cargo por consumo. Su recuperación puede lograrse mediante un recargo en los primeros bloques de consumo, de precio unitario más alto, con un mínimo que debería cubrir parte de aquellos cargos fijos. En casos de excepción, de alta carga conectada (probablemente con servicio trifásico), podría establecerse en la tarifa correspondiente un cargo adicional o un mínimo mensual más elevado, que fuera función de la potencia conectada.

Se llega así a definir para el consumo residencial y para gran parte del comercial, una tarifa de bloques de consumo (mensual o bimestral, según el período de facturación) de precios unitarios descendentes, que se acercan al costo marginal del servicio en los bloques finales.

Puede ser aconsejable, con el fin de evitar derroche de energía, especialmente en el consumo residencial, poner un tope al precio medio resultante después de alcanzar cierto nivel de consumo, o aun recargar fuertemente el precio por Kwh pasado este nivel.

En los consumos industriales y otros de carácter especial, que tengan gran carga conectada y demandas relativamente elevadas, es indispensable separar los cargos por demanda y por energía. Esto conduce a la tarifa llamada "binomia" o de dos cargos.

El costo por consumidor resulta en estos casos tan pequeño que se absorbe en el cargo por demanda. Este último, que se refiere normalmente a la demanda máxima (mensual o anual), debe tener un mínimo que cubra, al menos en parte, el costo que representa para la empresa tener en todo tiempo a disposición del cliente una determinada capacidad de instalaciones.

No es propósito de esta exposición entrar a examinar los procedimientos de análisis de la composición de los consumos dentro de cada categoría, con el fin de establecer los bloques de precios diferenciales más apropiados que debe contener una tarifa.

/Tampoco podemos

Tampoco podemos ocuparnos en esta oportunidad de examinar las ventajas e inconvenientes de las diferentes formas de tarifas en uso, ni de las múltiples situaciones especiales que dan lugar a recargos o descuentos en los precios de las tarifas normales aplicadas a cada categoría de consumo.

4. Necesidad de unificar términos y conceptos

Toda investigación sería en materia de tarifas eléctricas supone la existencia de una adecuada información estadística y contable, tanto en la empresa que estudia y propone cada tarifa como en el organismo regulador encargado de revisarla y aprobarla. De otro modo, como es frecuente en la práctica latinoamericana, los métodos de tarificación se reducen a una serie de tanteos y estimaciones más o menos arbitrarios.

A este respecto es notoria la falta de uniformidad y, en muchos casos, de precisión en la terminología de la legislación eléctrica latinoamericana. Otro tanto ocurre con los conceptos y clasificaciones contables de las empresas de servicio público.

Esto induce a frecuentes confusiones y representa un obstáculo para investigar y emitir juicio sobre las condiciones en que opera la industria de energía eléctrica en nuestros países.

Debería hacerse un esfuerzo para lograr la adopción de un glosario común, con definiciones adecuadas, de los términos usados en la regulación de la industria.

Además, se justificaría ampliamente la prescripción de un sistema racional y uniforme de cuentas para las empresas eléctricas de servicio público, que fuera lo suficientemente flexible para adaptarse a las normas legales de cada país.

La adopción de un esquema uniforme de cuentas, basado en una clasificación funcional de las operaciones que envuelve el suministro de energía eléctrica, permite analizar en forma objetiva y metódica cada uno de los componentes del costo del servicio. Esto facilita mucho la labor de las entidades reguladoras en el control de las tarifas, aparte de que proporciona a la administración de las empresas elementos de juicio indispensables para una eficiente planeación y explotación de los servicios.

