

# NOTA EDITORIAL

## CONSIDERACIONES SOBRE EL AJUSTE TARIFARIO EN EL SECTOR ELECTRICO

**T**radicionalmente, el sector eléctrico ha mantenido una estructura tarifaria que no refleja sus costos de producción, debido a que las tarifas de energía se han fijado por debajo de los costos marginales de largo plazo, lo cual ha llevado a que las empresas del sector difícilmente cubran sus egresos de operación. Esta situación ha originado que con frecuencia sea necesario revisar la política tarifaria y los niveles de subsidio que deben asumir el Gobierno y las empresas de energía eléctrica.

En 1993, por encargo de la Junta Nacional de Tarifas (JNT), se realizaron dos estudios con el fin de actualizar los costos de operación del sector y verificar si las tarifas vigentes cubrían las necesidades del mismo. Los resultados de dichos estudios demostraron que efectivamente los costos se encontraban subvaluados y que, por lo tanto, era necesario revisar las tarifas nominales que se cobran a los usuarios con la estructura tarifaria vigente, el sector eléctrico sólo recupera en promedio el 79% de sus egresos en los procesos de generación, transmisión y distribución de energía. Adicionalmente, los estudios revelaron que el sector residencial cubre en promedio el 50% de los costos, mientras que el sector no-residencial (industria y comercio) tiene tarifas por encima del costo en 11%.

De esta forma, la necesidad de aplicar tarifas acordes con los costos reales de producción llevó a la JNT a plantear un nuevo esquema tarifario y a buscar una asignación transparente de subsidios hacia aquellos sectores de la población que más lo requieren.

Es de anotar que tanto los costos como los incrementos tarifarios deben corresponder a aquellos que resultan de la utilización óptima de los facto-

res de producción. En consecuencia, cualquier aumento en las tarifas debe estar precedido o acompañado de mejoras en la eficiencia de las empresas, bien sea corrigiendo distorsiones salariales, mejorando las estructuras administrativas y financieras, o trabajando sobre la calidad del proceso productivo, con miras a reducir las pérdidas en la producción.

En este orden de ideas, se pretende mostrar cómo, a través de la combinación de medidas para controlar las pérdidas de energía, aumentar el porcentaje de recaudo y recuperar cartera morosa, se puede alcanzar una mejora en la situación financiera del sector sin realizar incrementos tarifarios que afecten los niveles de inflación. Para este propósito, las Notas se dividen en cuatro partes. La primera presenta un diagnóstico del sector, el cual comprende un análisis descriptivo de la estructura de costos, de la composición de los ingresos y de las tarifas con que ha venido operando el sector eléctrico, así como, el análisis de los subsidios que se otorgan en la actualidad. La segunda describe la propuesta de la nueva estructura tarifaria planteada por la JNT en 1993 con base en la actualización de los costos del sector. La tercera analiza los efectos, para el conjunto del sector eléctrico, de la aplicación de medidas alternativas de carácter administrativo y técnico; se evalúan los efectos de reducir el nivel de pérdidas de energía, aumentar el de recaudo y la recuperación de la cartera. Por último, se presentan las conclusiones.

## *I. DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO*

### **1. Estructura de costos**

El proceso de producción de energía eléctrica conlleva la realización de tres etapas: i) generación de energía; ii) transmisión o transporte hasta los centros de consumo, y iii) distribución al consumidor final.

La valoración del costo total de energía resulta de la agregación de los costos de generación, transmisión y distribución de un kilovatio-hora, más los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración de las redes de distribución. Es de advertir que este proceso de producción genera pérdidas «técnicas» de energía que incrementan los costos promedio de cada kilovatio utilizable.

Para medir el costo del servicio se utilizan los conceptos de costo medio y costo marginal. El primero, es la relación entre el costo total y el total de

energía producida; el segundo, de mayor utilización, mide los cambios en el costo total con respecto a cambios en el flujo de energía.

Según el procedimiento utilizado por el BID y el Banco Mundial, el costo marginal se estima con el método del costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP). Este costo mide la relación «entre el valor presente de los incrementos del costo total requerido para satisfacer la demanda y el valor presente de los correspondientes incrementos de la demanda». En Colombia, este indicador es fácilmente aplicable a las etapas de generación y transmisión, pero no a la de distribución, puesto que no siempre las empresas poseen un plan de expansión definido para el largo plazo.

La metodología CIPLP presenta, adicionalmente, ciertos inconvenientes en su utilización. En efecto, sus resultados dependen directamente del estado del sistema de distribución y son muy sensibles a cambios en las proyecciones de demanda; por ejemplo, en caso de tener una red «saturada» se requieren fuertes incrementos en los costos para satisfacer incrementos en la demanda, mientras que si se trata de un sistema «holgado», en donde la oferta supera la demanda, se necesitan menores incrementos en costos para satisfacer una mayor demanda.

El procedimiento descrito fue utilizado por ISA en 1989 para calcular los costos de generación, transmisión y distribución de la energía, los cuales se emplearon para determinar las tarifas eléctricas que rigieron hasta junio de 1993. La necesidad de actualizar los costos y revisar la metodología de cálculo, particularmente en la etapa de distribución sumada a las expectativas de expansión del sector eléctrico, obligaron a que la JNT revisara los costos totales del sector. Para tal fin, se llevaron a cabo diferentes estudios, conservando la metodología de CIPLP para las etapas de generación y transmisión. Para medir los costos de distribución se consideraron factores de eficiencia<sup>1</sup>.

Los resultados obtenidos en la actualización de los costos totales para el sistema nacional, comparados con los costos calculados por ISA en 1989, se presentan en el Cuadro 1.

La revisión de los costos mostró que estos estaban subvaluados, especialmente a causa de la diferencia presentada en la etapa de distribución. En efecto, mientras los costos totales de producir un kilovatio-hora (kwh) crecieron 27% con respecto a lo observado en 1989, los de distribución

Cuadro 1  
Costos del sistema eléctrico nacional

	Costos ISA 1989	Estudio costos 1992	Diferencia %
1. Costos totales			
Energía (\$/kwh)	29,51	34,29	16,2
Potencia (\$/kw-año)	158.428,00	215.447,00	36,0
Equivalencia (\$/Kwh) 1/	57,77	73,47	27,2
2. Costos de distribución			
Energía (\$/kwh)	2,49	6,85	175,0
Potencia (\$/kw-año)	44.497,00	118.054,00	165,3
Equivalencia (\$/kwh) 1/	10,43	28,32	171,6

**Nota:** Cifras actualizadas a junio de 1993.

1/ Es la relación de equivalencia entre energía y potencia bajo ciertas consideraciones técnicas. Potencia es la capacidad del sistema para generar un kilovatio en un instante del tiempo, ante los requerimientos de un determinado número de usuarios. La energía es el consumo de potencia en un período de tiempo.

Fuente: Documento JNT-1215 mayo/93, cuadros 1 y 3.

alcanzaron aumentos de 172%. Ello se debe, como se mencionó anteriormente, a los problemas que presenta la metodología utilizada por ISA para el cálculo de estos costos.

Es importante resaltar que, dentro del sector, los costos varían por regiones dependiendo de las características del mercado que se atiende. Por una parte, empresas con mercados densos registran costos relativamente bajos, como la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), las Empresas Públicas de Medellín (EPM), las Empresas Municipales de Cali (EMCALD) y algunas otras distribuidoras de ciudades medianas. Por otra parte, existen empresas con mercados dispersos que presentan costos relativamente altos, como las electrificadoras del Huila, Tolima y Boyacá<sup>2</sup>.

Con base en los resultados de los estudios mencionados, la JNT propuso una estructura de «costos de referencia tarifaria» calculada a partir del promedio nacional de los costos marginales, ajustado por los costos que corresponden a inversión social. Es decir, una estructura que cubre los costos de generación, transmisión, operación, mantenimiento del sistema de distribución y expansión de la red para satisfacer demandas futuras. La inversión social no se incluye como referencia tarifaria y corresponde básicamente a proyectos de inversión en el sector rural.

Dicha estructura de costos indica, que una industria como la petrolera, que se conecta a las redes a voltajes superiores o iguales a 115 kilovatios,

debe tener una tarifa de \$36,63 por kilovatio-hora consumido. De la misma manera, se debe interpretar este valor para el nivel de distribución 1, al cual se encuentran conectadas las viviendas. Entonces, para generar la estructura tarifaria de los usuarios residenciales es necesario tener en cuenta que el costo marginal promedio de llevar un kilovatio-hora a un hogar es de \$63,54 (Cuadro 2).

Cuadro 2  
Costos de referencia del sistema eléctrico nacional

Niveles de transmisión	\$/kwh
Transmisión nivel 4 1/	36,63
Transmisión nivel 3 2/	38,96
Distribución nivel 2 3/	46,10
Distribución nivel 1 4/	63,54

1/ La transmisión nivel 4 se hace a voltajes superiores o iguales a 115 kilovoltios y se conecta a la gran industria y a grandes consumidores de electricidad.

2/ La transmisión nivel 3 se hace entre 30 y 100 kilovoltios y está dirigida a la mediana industria.

3/ La distribución nivel 2 se realiza en las redes primarias de distribución a voltajes menores a 30 kilovoltios y es conectada al comercio y a pequeña industria.

4/ La distribución nivel 1 corresponde a las redes secundarias de distribución a bajos voltajes (menores de 220 voltios), consumida por el sector residencial.

Fuente: Documento JNT-1215, mayo/93, Cuadro 5.

## 2. Estructura de los ingresos

Las ventas de energía son la principal fuente de ingresos de las empresas del sector. Para cuantificarlas es necesario tener en cuenta la cantidad de energía demandada (medida en vatios-hora), las pérdidas de energía en el proceso de producción y la tarifa de venta. Además de estos factores, es importante tener en cuenta: i) la eficiencia técnica, que influye en el valor de las pérdidas de energía, y, ii) la eficiencia administrativa de la empresa, que implica mayores o menores niveles de recaudo y de pérdidas por hurto de energía.

La cantidad de energía demandada por el sistema menos las pérdidas de energía que se dan en los procesos de generación, transmisión y distribución, es la energía para la venta. Este valor se multiplica por la tarifa correspondiente, para obtener el valor en pesos de la energía que se factura. De acuerdo con la capacidad de las empresas para recaudar este valor facturado se llega a los ingresos de explotación.

La cantidad de dinero que no se recauda en un período de prestación del servicio pasa a formar parte de la cartera de la empresa, la cual se convierte en un problema si no se toman las medidas necesarias para recuperar los dineros facturados.

Para aumentar los ingresos de una empresa del sector eléctrico se requiere incrementar los niveles de recaudo en cada período y al mismo tiempo, implementar medidas para sanear y reducir la cartera, es decir, tratar de recaudar el dinero de aquellos usuarios morosos en el pago del servicio.

Por otra parte, también se pueden reducir los costos disminuyendo los niveles de pérdidas de energía en las distintas etapas del proceso de producción. En el sistema se presentan dos clases de pérdidas. Unas son las pérdidas técnicas, que representan cerca del 60% de su total y que se suceden por las características físicas del sistema<sup>3</sup>. Otras, que son las llamadas «negras» o «pérdidas no técnicas», se originan regularmente por ineficiencia administrativa (hurtos continuados de energía por parte de ciertos usuarios) y por el deterioro de los equipos o de los sistemas de distribución, a causa de un bajo mantenimiento y por falta de reposición de los mismos.

### **3. Estructura tarifaria**

Colombia presenta una estructura tarifaria con diferencias según tipo de consumidor (residencial y no residencial); estrato (bajo-bajo, bajo, medio-bajo, medio, medio-alto y alto), y rango de consumo (consumo básico: 0-200 kwh y consumos suntuarios: mayores a 200 kwh). Es de anotar que independientemente del rango de consumo, todos los sectores pagan un cargo fijo por capacidad instalada.

La política tarifaria de los últimos seis años ha estado orientada a corregir distorsiones que venían de atrás. Se ha buscado, por una parte, que los ingresos tarifarios cubran el costo incremental promedio de largo plazo; por otra, que los estratos altos, a través de un mayor pago, subsidien a los estratos bajos de la población. Estos fueron los propósitos de la resolución 90 de 1990 de la JNT, la cual fijó metas tarifarias que en su momento cubrían un porcentaje del costo incremental promedio de largo plazo. Estas metas condujeron a que a partir de 1990 el incremento anual en la tarifa fuera superior a la inflación.

Ante la necesidad de conocer la tarifa media que se estaba cobrando en el sector, en 1993, la JNT llevó a cabo su actualización, utilizando las tarifas

vigentes en ese año<sup>4</sup> y el consumo promedio, el número de usuarios y la demanda total por sectores y por estratos de 1991<sup>5</sup>.

Al analizar el comportamiento de algunos de los parámetros que intervinieron en el cálculo de la tarifa media, se encuentra que en 1991 la demanda de energía en Colombia<sup>6</sup> ascendió a 35,5 millones de megavatios-hora (creció 4,2% respecto a 1990), de los cuales el 21% fueron pérdidas originadas en el sistema de transmisión y distribución. El conjunto de consumidores finales demandó 27,3 millones de megavatios-hora (mwh), de los cuales el 47,3% (12,9 millones mwh) fue consumido por el sector residencial y el 52,7% (14,4 millones mwh) lo demandó el sector no residencial que agrupa la industria, el comercio, el sector oficial y el alumbrado público.

En 1991, el sistema eléctrico colombiano poseía 5.124.375 usuarios, de los cuales el 91,6% pertenecía al sector residencial y el 8,2% restante a la industria, al comercio y al sector oficial. El crecimiento promedio del número de usuarios entre 1990 y 1991 fue de 5,1%, mientras la demanda creció 4,2%. En el sector residencial, la mayor participación de la demanda de energía la tienen los estratos bajo (II) y medio-bajo (III) con porcentajes de 39,0% y 30,8%, respectivamente. La menor participación en este sector la tienen los estratos medio-alto (V) y alto (VI) con porcentajes de 4,6% y 2,5%, en su orden.

Es importante anotar que el sector residencial, a pesar de presentar el mayor número de usuarios y requerir la mayor cantidad de energía, tan sólo aporta el 31% de los ingresos por ventas, mientras que la industria y el comercio contribuyen con el 57%.

#### **4. Estimación del subsidio**

El subsidio por sector se determina como la diferencia entre los costos actualizados en que incurren las empresas para llevar un kilovatio-hora a un usuario (costos de referencia) y la tarifa media estimada.

Teniendo en cuenta los costos de referencia planteados por la JNT (Cuadro 2) y la estructura tarifaria vigente a junio de 1993, se estima que en promedio el sector residencial recibe un subsidio del 50% en su tarifa. Los estratos más favorecidos con este subsidio son el bajo-bajo (66%), y el bajo (62%) y el medio-bajo (58%). Por el contrario, el estrato alto paga tarifas superiores al costo en un 18%. En cuanto al sector no residencial, la industria y el comercio pagan un sobrecosto de 18% y 21%, respectivamente.

En promedio, el usuario final recibe un subsidio del 21%, lo que implica que los ingresos por tarifas solo recuperan el 79% de los costos totales del sector (Cuadro 3).

Cuadro 3.  
Subsidios por usuarios

Estrato	Subsidio %
I Bajo-bajo	66
II Bajo	62
III Medio-bajo	58
IV Medio	48
V Medio-alto	4
VI Alto	(18)
Otros 1/	46
Promedio residencial	50
Alta tensión	(27)
Media tensión	(21)
Baja tensión	(7)
Total industria	(18)
Comercial	(21)
Otros 2/	16
No residencial	(11)
Usuario final	21

**Nota:** Los valores negativos representan tarifas superiores al costo.

1/ Usuarios por legalizar y de áreas subnormales.

2/ Zonas francas, alumbrado público y sector público

Fuente: Documento JNT-1215, Junio/93, Cuadro 8.

Según los cálculos de la JNT, el monto total del subsidio otorgado en 1993 ascendió a US\$962 millones. Los sobrecostos pagados por el sector industrial, comercial y los estratos altos tienen un valor de US\$155 millones, de los cuales el sector industrial y comercial aportan el 93%, mientras que el estrato residencial alto contribuye con el 7%.

Como consecuencia del desbalance tarifario vigente, los ingresos por facturación sólo permiten cubrir los gastos financieros, de administración de operación y de mantenimiento del sector. Por tanto, no se cuenta con recursos que permitan hacer las inversiones necesarias para atender el crecimiento de la demanda y apenas se pueden financiar las amortizaciones de la deuda contraída.

## II. NUEVA ESTRATEGIA TARIFARIA

Las metas tarifarias con respecto al costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) calculado por ISA en 1989 y definidas en la Resolución 90 de 1990, se presentan en el Cuadro 4.

Cuadro 4					
Metas tarifarias para el servicio de energía					
(Porcentajes)					
Estratos	0-200	201-400	401-800	>800	Tarifa media
<b>Residencial</b>					<b>70</b>
Bajo-bajo	20	70	110	125	33
Bajo	30	70	110	125	49
Medio-bajo	40	80	110	125	66
Medio	50	80	110	125	82
Medio-alto	60	90	110	125	100
Alto	70	90	110	125	117
No residencial					110
Usuario final					87

Fuente: Documento JNT-1215, Junio/93.

Mientras que en el sector industrial y comercial se observa una tarifa diferencial por niveles de tensión y por horas de consumo, en el sector residencial la estructura de tarifa diferencial se hace explícita con los distintos rangos de consumo al que se efectúa el cobro. En este sector se define un rango de consumo de subsistencia (0 a 200 kwh), un rango de consumo básico (201 a 400 kwh), y un rango de consumo suntuario por encima de los 400 kwh.

A partir de las resoluciones 070, 071 y 077 de mayo de 1993 expedidas por la JNT, se dispuso una estrategia tarifaria orientada a corregir las distorsiones existentes en el sector eléctrico. En particular, la nueva estrategia busca que la estructura tarifaria en el sector residencial esté acorde con la estructura de costos, lo que implica necesariamente un incremento de tarifas. Por otra parte, busca mantener la política de asignación de subsidios hacia los estratos bajos (I y II) y reducir el subsidio hacia los estratos medios (III y IV), lo cual implica alzas importantes para estos grupos de la población que alcanzan niveles superiores al 100% entre 1994 y 1997 (Cuadro 5). Los subsidios otorgados se financiarán con las tarifas de consumo suntuario que se cobran a toda la población y con las sobretarifas a la industria y comercio.

Es importante anotar que, si bien, la industria seguirá pagando tarifas superiores al costo, la nueva política busca mejorar su competitividad reduciendo el diferencial entre costos y precios.

La estrategia desarrollada por la JNT contempla un proceso de ajuste para cumplir en 4 años (junio, 1993 - diciembre, 1997). Las metas tarifarias establecidas se definen con respecto a los costos de referencia, según rangos de consumo, estratos y sectores.

La propuesta tarifaria presentada por la JNT incorpora dos incrementos implícitos: el primero, originado por el ajuste de las metas en cada rango de consumo, y el segundo, por la unificación de dos rangos de consumo con el pago de una tarifa superior. Como se observa en el Cuadro 5, el sector residencial presenta una simplificación de los rangos de consumo de tal manera que los correspondientes a 200-400 y 400-800 kwh aparecen integrados dentro de un mismo rango, a diferencia del sistema anterior (Cuadro 4); con esta medida se pretende incentivar el ahorro en el consumo de energía. Por otra parte, se busca que la tarifa media del sector residencial cubra el 90% de los costos; según se indicó, de acuerdo con las tarifas vigentes hasta 1993, las familias sólo cubrían, en promedio, el 50% de los costos.

Cuadro 5  
Metas tarifarias y subsidios 1/  
Plan de ajuste propuesto por la JNT, junio de 1993  
(Porcentajes)

Estratos	0-200	201-800	800-1600	>1600	Tarifa media 2/	Incrementos necesarios 3/
Residencial					90	88
Bajo-bajo	35	100	120	140	50	55
Bajo	50	100	120	140	70	98
Medio-bajo	80	100	120	140	100	159
Medio	80	100	120	140	100	106
Medio-alto	90	100	120	140	115	18
Alto	90	100	120	140	120	5
No residencial					118	1
Alta tensión					120	(8)
Media tensión					120	3
Baja tensión					120	(3)
Total industria					120	(1)
Comercial					120	0
Otros					100	6
Usuario final					100	30

1/ En porcentaje como proporción del costo de referencia.

2/ Incluye el cargo fijo

3/ Incremento tarifario con respecto al índice de costo del sector eléctrico, ICSE.

Fuente: Documento JNT-1215, Junio/93, Cuadro 14.

En el sector no residencial, la nueva estrategia está orientada a disminuir los sobrecostos tarifarios a través de una disminución real de las tarifas, mediante ajustes puntuales negativos. Para el sector oficial se busca reducir la tarifa de 110% del costo de referencia a 100%. Igualmente, las tarifas de venta de energía en bloque (venta de energía al sistema interconectado), se ajustarán al 100% de los costos en los cuatro años.

Para el cumplimiento de las metas establecidas, la JNT propuso incrementos graduales en cuatro años. Los mayores incrementos ocurrirían en el sector residencial, especialmente en los estratos III y IV. Por ejemplo, para 1994 se esperaba un incremento en la tarifa media en dichos estratos de 55,3% y 48,1%, respectivamente. Cabe mencionar que los crecimientos de 72% para el estrato IV, en 1995 y de 88,9% para el estrato III, en 1996, corresponden a la etapa final de la medida de unificación de rangos de consumo. Por su parte, los incrementos para el sector no-residencial se reducen anualmente, en términos reales (Cuadro 6).

Cuadro 6  
**Tarifas nominales medias esperadas**  
 (Crecimiento porcentual anual)  
 (\$/Kwh)

Sector	1994	1995	1996	1997	Acumulado 1994-1997
1. Residencial	36,9	37,1	37,7	19,9	126,2
Bajo-bajo	28,9	37,2	23,1	16,8	97,4
Bajo	28,4	43,0	24,8	41,9	153,3
Medio-bajo	55,3	23,2	88,9	17,4	173,1
Medio	48,1	72,0	17,1	13,2	128,1
Otros (5 y 6)	21,8	19,3	17,5	8,6	52,1
2. No residencial	17,6	15,0	13,6	11,2	45,3
3. Usuario final	24,2	23,3	23,7	15,2	75,8

Fuente: Documento JNT-1215, Junio/93, Cuadro 18, y cálculos del Banco de la República.

### **III. EJERCICIO DE SENSIBILIDAD SOBRE LOS INGRESOS DEL SECTOR**

El objetivo de este ejercicio es mostrar cómo por medio de ajustes en la meta de pérdidas, recaudos y recuperación de cartera se pueden lograr -

bajo diferentes escenarios- niveles de ingresos similares a los perseguidos con la estrategia tarifaria de la JNT.

Para realizar el ejercicio se tomó como referencia un escenario en el cual se asumen incrementos en la tarifa media correspondientes con la estrategia de la JNT, lo cual implica un crecimiento promedio real de 4,3 puntos entre el período comprendido de 1994 a 1997. A partir de 1998, se supone que los ajustes se harán de acuerdo con el comportamiento de la inflación, dado que la tarifa igualará el costo por kilovatio. Por otra parte, se supone que las pérdidas de energía disminuyen de 22,0% en 1994 a 18,0% en el año de 1998, y el índice de recaudo de las ventas de energía aumenta de 86,0% en 1994 a 90,0% en 1998. Adicionalmente, se supone que no se recauda dinero por recuperación de cartera (Cuadro 7).

Cuadro 7  
Supuestos del escenario base

	1994	1995	1996	1997	1998
Supuestos					
Incrementos en la tarifa media, respecto al IPC 1/	5,1	3,3	6,2	2,5	0,0
Porcentaje de pérdidas	22,0	21,0	20,0	19,0	18,0
Porcentaje de recaudo	86,0	87,0	88,0	89,0	90,0
Recuperación de cartera	—	—	—	—	—
Proyección					
Ventas de energía (miles de millones de \$)	1.647	2.152	2.808	3.455	4.080

1/ Corresponden a los incrementos propuestos por la JNT.

Un plan de recuperación de pérdidas debe estar orientado a reducir y controlar las pérdidas «negras» del sistema, lo cual se logra por medio de: i) programas que legalicen y midan los consumos no facturados, y ii) campañas que incentiven el ahorro y el uso eficiente de la energía. Una vez se haya legalizado o normalizado el servicio de energía, se requiere poner en operación un seguimiento sobre el pago del servicio para no caer en el riesgo de que los usuarios legalizados se conviertan en deudores morosos de la empresa.

La depuración y reducción de la cartera es un objetivo de primer orden. Una cartera insana significa que en ella existen valores facturados que son inferiores o superiores a los efectivamente registrados. Además, una car-

tera alta representa porcentajes bajos de recaudo y descuidos en la recuperación de dinero facturado y no recaudado. Entonces, al sanear y reducir la cartera se incrementan los ingresos, se mejora la capacidad de endeudamiento y se muestra un nivel de gestión administrativa mayor.

A manera de comparación con el escenario base, el ejercicio plantea tres escenarios alternativos que involucran, en distintos grados, medidas simultáneas sobre los puntos antes mencionados.

### **Escenario 1**

Este escenario supone que sólo se aplica la mitad del incremento tarifario propuesto por la JNT para el período comprendido entre 1995 y 1997 y a su vez, exige un mayor esfuerzo en el porcentaje de recaudo y una mayor reducción en el nivel de pérdidas, respecto al escenario base. En efecto, el nivel de pérdidas para todo el sector, supone un 22,0% para 1994 con reducciones paulatinas, hasta llegar a un nivel de 15,0% en 1998. Además, supone un porcentaje de recaudo para 1994 de 86,0% hasta ubicarse en 93,0% en 1998. La recuperación de cartera se supone nula en este escenario.

Escenario 1					
	1994	1995	1996	1997	1998
<b>Supuestos</b>					
Incrementos en la tarifa media, respecto al IPC 1/	5,1	1,6	3,1	1,3	0,0
Porcentaje de pérdidas	22,0	20,0	18,0	16,5	15,0
Porcentaje de recaudo	86,0	88,0	90,0	91,5	93,0
Recuperación de cartera	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Proyección</b>					
Ventas de energía (miles de millones de \$)					
Escenario 1	1.647	2.174	2.830	3.481	4.155
Escenario base	1.647	2.152	2.808	3.455	4.080
Diferencia	0	22	22	26	75

1/ La primera alternativa corresponden a aceptar incrementos tarifarios en la mitad de los valores propuestos por la JNT en su documento JNT-1222, junio de 1993.

Como se puede observar, una mejora en la meta de disminución de pérdidas y un aumento en la de recaudo, permite cubrir los menores ingresos ocasionados por la reducción en las tarifas y se logran, al mismo tiempo, mayores ingresos por \$36,2 mil millones en promedio para el período 1995-1998, con respecto al escenario base.

## Escenario 2

En este escenario, además de los supuestos considerados en el escenario 1, se supone una recuperación de cartera igual al 50,0% de los valores no recaudados en el período anterior.

Cuando se suponen incrementos tarifarios iguales a la mitad de los propuestos por la JNT y medidas paralelas con respecto a las pérdidas, recaudo y cartera, se logra que en el mediano plazo, se presenten mayores niveles de ingresos con respecto al escenario base. En efecto, se obtendrían mayores ingresos por \$186,8 mi millones en promedio anual, para el período 1995-1998.

Escenario 2					
	1994	1995	1996	1997	1998
Supuestos					
Incrementos en la tarifa media, respecto al IPC	5,1	1,6	3,1	1,3	0,0
Porcentaje de pérdidas	22,0	20,0	18,0	16,5	15,0
Porcentaje de recaudo	86,0	88,0	90,0	91,5	93,0
Recuperación de cartera (miles de millones de \$)	0,0	134,1	148,3	157,2	161,7
Proyección					
Ventas de energía (miles de millones de \$) 1/					
Escenario 2	1.647	2.309	2.978	3.638	4.317
Escenario base	1.647	2.152	2.808	3.455	4.080
Diferencia	0	157	170	183	237

1/ Incluye ingresos por recuperación de cartera.

## Escenario 3

Finalmente, el escenario 3 supone que no habrá ningún incremento tarifario por encima de la inflación, pero mantiene las metas de los niveles de pérdidas y recaudo definidos en el escenario 1. Adicionalmente, se supone la meta de recuperación de cartera del escenario 2, es decir, recaudar 50% de la cartera vencida el año anterior.

Al no contemplar incrementos tarifarios en el sector, pero en cambio suponer eficiencia administrativa representada en menores pérdidas y mayores recaudos, se logra suplir los menores ingresos. La comparación con el escenario base muestra una diferencia a favor de esta opción. Por ejemplo, si el incremento tarifario para 1995 es nulo en términos reales y se

exige un porcentaje de recaudo del 88,0% sobre la facturación, una recuperación de cartera de \$134,0 mil millones y un nivel de pérdidas de 20,0%, el sector eléctrico aumentaría sus ingresos en 1995 en \$126,0 mil millones con respecto al escenario base, que supone un incremento tarifario de 3,3% para este año.

Escenario 3					
	1994	1995	1996	1997	1998
<b>Supuestos</b>					
Incrementos en la tarifa media, respecto al IPC 1/	5,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Porcentaje de pérdidas	22,0	20,0	18,0	16,5	15,0
Porcentaje de recaudo	86,0	88,0	90,0	91,5	93,0
Recuperación de cartera (miles de millones de \$)	0,0	134,0	146,2	150,9	153,0
<b>Proyección</b>					
Ventas de energía (miles de millones de \$) 2/					
Escenario 3	1.647	2.278	2.863	3.454	4.097
Escenario base	1.647	2.152	2.808	3.455	4.080
Diferencia	0	126	55	(1)	17

1/ Esta alternativa supone que no habrá incrementos tarifarios en términos reales.

2/ Incluye ingresos por recuperación de cartera.

Finalmente, tomando como referencia el escenario base, en el Cuadro 8 se observa cuánto representa en miles de millones de pesos un incremento de un punto porcentual en la tarifa media, en el nivel de recaudo y en el nivel de pérdidas, para el período comprendido entre 1995 y 1998 en el sector eléctrico. Por ejemplo, para 1995 un incremento de un punto en la tarifa media representa ingresos por \$20,3 mil millones para el sector, mientras que la reducción de un punto en el nivel de pérdidas genera un aumento en el nivel de ingresos por \$31,9 mil millones y un aumento de 1% en el nivel de recaudo representa ingresos por \$24,7 mil millones.

Cuadro 8				
Impacto de las tarifas, pérdidas y recaudo sobre los ingresos 1/				
(Miles de millones de \$)				
	1995	1996	1997	1998
Tarifas	20,3	26,3	33,8	41,2
Pérdidas	31,9	40,6	48,9	56,4
Recaudo	24,7	31,9	38,8	45,3

1/ Los valores se calculan suponiendo incrementos de un punto porcentual sobre los factores que directamente afectan el cálculo de los ingresos por ventas de energía.

#### *IV. CONCLUSIONES*

Los resultados de los ejercicios de sensibilidad realizados para los ingresos del sector eléctrico permiten inferir que a través de un mejoramiento en la eficiencia de las empresas por medio de una reducción en el nivel de pérdidas, de un aumento en el nivel de recaudo y de la recuperación de la cartera, se pueden conseguir niveles de ingreso similares e incluso superiores a los obtenidos con el incremento tarifario propuesto por la JNT.

Por otra parte, la adopción de este tipo de medidas conduce a una reducción de la brecha existente entre los costos y los ingresos, con lo cual los aumentos tarifarios necesarios en el futuro serían menores. A su vez, por esta vía sería posible aminorar los efectos que conlleva la aplicación de los incrementos en el precio de la electricidad sobre la inflación.

Para finalizar, no sobra señalar que a lo largo de esta Nota se ha hecho referencia principalmente a incrementos promedio en las tarifas de energía. Es evidente, sin embargo, que algunos sectores residenciales están recibiendo, hoy por hoy, subsidios insostenibles en el largo plazo, y que en ciertas regiones del país la industria paga tarifas que reducen su capacidad competitiva; en dichos casos, será necesario reconsiderar la estructura general de tarifas, aceptando algunos incrementos puntuales por encima de las metas inflacionarias, para que otras tarifas descendan en términos reales y se obtenga un esquema más racional de cobro de la energía.

*Miguel Urrutia Montoya*  
Gerente General\*

\* Esta Nota se elaboró con la colaboración de la Sección de Finanzas Públicas de la Subgerencia de Estudios Económicos.

## NOTAS

- 1 Estos factores corresponden a la utilización óptima de los factores de producción para lograr el mínimo costo. Se asume eficiencia en el sentido de que se corrigen distorsiones salariales (sobrepagos de mano de obra) y reducción de pérdida de energía.
- 2 Un mercado es denso o disperso dependiendo del número de usuarios por kilómetro cuadrado. Este concepto está relacionado con el componente rural y urbano del mercado. Por ejemplo, en Bogotá el mercado es netamente urbano y por tanto denso, mientras que en Tolima el mercado tiene un alto componente de usuarios rurales y es disperso.
- 3 Todo equipo de generación, transmisión y distribución tiene como atributo propio un porcentaje de pérdidas determinado. Esta clase de pérdidas son parte integral del proceso de producción.
- 4 Regidas por las metas tarifarias establecidas en la Resolución 90 de 1990 de la JNT.
- 5 Los supuestos de demanda, consumo promedio y número de usuarios se tomaron del año 1991, en razón a que se querían aislar los efectos del racionamiento presentado en 1992.
- 6 Este concepto incluye: ventas al consumidor, consumo propio de las empresas generadoras y pérdidas (técnicas y «negras»).