



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 068 DE 2002

(10 OCT. 2002)

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994, y los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 127 de la Ley 142 de 1994, dispone que antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, la Comisión deberá poner en conocimiento de las Empresas de Servicios Públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente;

Que mediante la Resolución No. 047 de 2002, la Comisión de Regulación de Energía y Gas sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se establecerá la fórmula tarifaria para el siguiente período tarifario, que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica calcular los costos unitarios de prestación del servicio y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados en el SIN.

Que el Artículo 91 de la Ley 142 de 1994, dispuso que para establecer las fórmulas tarifarias se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio;

Que los Artículos 87 de la Ley 142 de 1994 y 44 de la Ley 143 de 1994, establecieron que el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia;

Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, éstas continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas;

el
PNZ

5

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 200 del 10 de octubre de 2002, aprobó el contenido de la presente Resolución;

RESUELVE:

ARTÍCULO 1o. Someter a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases, contenidas en el Anexo General de la esta Resolución, sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad, para el próximo período tarifario.

ARTÍCULO 2o. Los agentes, usuarios y terceros interesados tendrán un plazo de dos (2) meses a partir de la publicación de esta Resolución, para enviar a la Comisión comentarios y sugerencias, escritas y sustentadas, sobre las bases contenidas en el Anexo General de la presente Resolución.

ARTÍCULO 3o. Con la presente Resolución se da inicio al impulso de la actuación administrativa que conducirá a la definición de la fórmula tarifaria para el Cargo Regulado de Comercialización, y por ser un acto de trámite, previo a la expedición de las disposiciones definitivas, no deroga disposiciones regulatorias vigentes.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

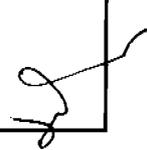
Dada en Bogotá, D.C. 10 OCT. 2002



LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministra de Minas y Energía
Presidente



JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo



Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

ANEXO GENERAL

CONTENIDO

	Página
I. LA COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD	4
A. El Negocio de la Comercialización de Electricidad	5
B. Marco Legal y Regulatorio	7
C. Evolución de la Comercialización a Usuarios Finales	9
D. Estructura del Negocio	16
II. CARGOS REGULADOS DE COMERCIALIZACIÓN VIGENTES	19
A. Antecedentes	19
B. Factores Incidentes en los Ingresos del Comercializador	20
C. La Competencia en Comercialización	24
D. Tipo de Regulación	25
III. BASES DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DEL NUEVO CARGO REGULADO DE COMERCIALIZACIÓN	26
A. Información Contable de las Empresas	28
B. Información Corporativa de las Empresas	29
C. Análisis de Costos Eficientes - Benchmarking	29
D. Otros Costos Opcionales	30
E. Margen de Comercialización	31
F. Cargo Bases de Comercialización	31
G. Traslado a los Usuarios	31
H. Actualización del Cargo Base de Comercialización	33

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

BASES Y PRINCIPIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL CARGO REGULADO DE COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD

Las tarifas que los usuarios regulados pagan por el servicio de energía eléctrica se calculan utilizando una fórmula tarifaria que permite determinar el costo unitario de prestación del servicio en pesos por kilovatio-hora (\$/kWh). La fórmula de costo unitario traslada al precio final el costo eficiente de todas las actividades necesarias para llevar la energía hasta los usuarios finales y permite a las empresas comercializadoras determinar las tarifas aplicables para efectos del cobro del servicio.

El Artículo 127 de la Ley 142 de 1994 establece que antes de 12 meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas de servicios públicos las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente. Actualmente se encuentran a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, las *"bases sobre las cuales se establecerá la fórmula tarifaria para el siguiente período tarifario, que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica calcular los costos unitarios de prestación de servicio y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados en el SIN"*, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución CREG-047 de julio 3 de 2002.

La mencionada fórmula tarifaria para el cálculo del costo unitario de prestación del servicio propuesta, incluye un componente que permite trasladar en la tarifa final los cargos que remuneran la actividad de comercialización. En este documento se presentan las bases conceptuales y los principios generales a partir de los cuales se definirá la metodología para el cálculo de los cargos máximos regulados de comercialización para el próximo periodo tarifario.

I. LA COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD

Los Artículos 87 de la Ley 142 y 44 de la Ley 143, ambas de 1994, establecen los criterios que rigen el régimen tarifario del servicio de energía eléctrica. De acuerdo con dichos criterios, los cargos regulados de la Comercialización deben permitir la recuperación de los costos y gastos eficientes de esta actividad, reconocer una remuneración adecuada en relación con los riesgos de negocio que enfrentan los agentes comercializadores, conservar la neutralidad en el tratamiento tarifario de los usuarios del servicio y procurar que las fórmulas sean simples y transparentes. En particular, el criterio de suficiencia financiera indica que las fórmulas tarifarias permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

Por consiguiente, para la determinación de los cargos máximos regulados de Comercialización bajo los criterios establecidos en la Ley, es necesario considerar las características propias del negocio, el marco regulatorio sectorial

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

y el entorno en que los comercializadores desarrollan su actividad. En esta sección se analiza la Comercialización de electricidad en Colombia, el marco normativo en el que se desenvuelve y la evolución reciente de esta actividad.

A. El Negocio de la Comercialización de Electricidad

Con base en la Constitución Política de 1991 y a partir de la reestructuración del sector eléctrico en 1994, en Colombia se ha impulsado la entrada de nuevos agentes interesados en realizar actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y se ha promovido la participación de la inversión privada en el mismo. Según la Ley 143 de 1994, la Comercialización es una actividad separada e independiente de la Generación, Transmisión y Distribución de electricidad. De acuerdo con la citada Ley, todas estas actividades se rigen por el principio de la libre competencia; sin embargo, de hecho ésta es efectivamente posible en las actividades de Generación y Comercialización, mientras que en la de Transmisión y Distribución se dificulta la competencia debido a sus características de monopolios naturales, razón por la cual su precio debe ser regulado. Igualmente, se estableció por Ley que la Comercialización puede realizarse de manera integrada con las actividades de Generación o Distribución. Para empresas integradas verticalmente, antes de la expedición de la ley, se permitió seguir desarrollando las actividades integradamente.

La comercialización de electricidad es esencialmente un negocio de intermediación económica, similar a la comercialización de bienes y servicios que se producen en otros sectores económicos. El principal negocio del comercializador, ó *supply retailing*, consiste en proveer electricidad a los usuarios finales del servicio. Para este fin, el comercializador debe obtener y pagar por el suministro de la energía eléctrica y por los otros servicios necesarios para entregar la energía a sus clientes a través del Sistema Interconectado Nacional, y realizar el cobro y servicio al usuario final. En la Figura 1, se muestra la función que cumple la Comercialización de electricidad en el Sistema Eléctrico Colombiano y las relaciones que los comercializadores establecen con otros agentes del sistema.

Tradicionalmente, la función de comercialización de la energía eléctrica ha sido una actividad realizada por las compañías locales de distribución, que bajo características de monopolios naturales regulados prestan el servicio a los usuarios ubicados dentro de sus áreas de cobertura. Este modelo, donde las actividades de comercialización y distribución eléctricas están integradas, se conserva en varios países a pesar de que han realizado reformas estructurales en sus sectores eléctricos y han creado mercados competitivos de generación.

En Colombia, bajo el principio de libre acceso a las redes de transporte, los agentes comercializadores, independientes o integrados, pueden atender usuarios en cualquier lugar del Sistema Interconectado Nacional. La competencia en la Comercialización busca que los usuarios puedan ejercer el derecho de escoger libremente el prestador del servicio, y que los beneficios de la competencia en el mercado mayorista de energía Colombiano se trasladen a los usuarios finales, a través del precio del servicio que se les ofrece dentro de un ambiente competitivo.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

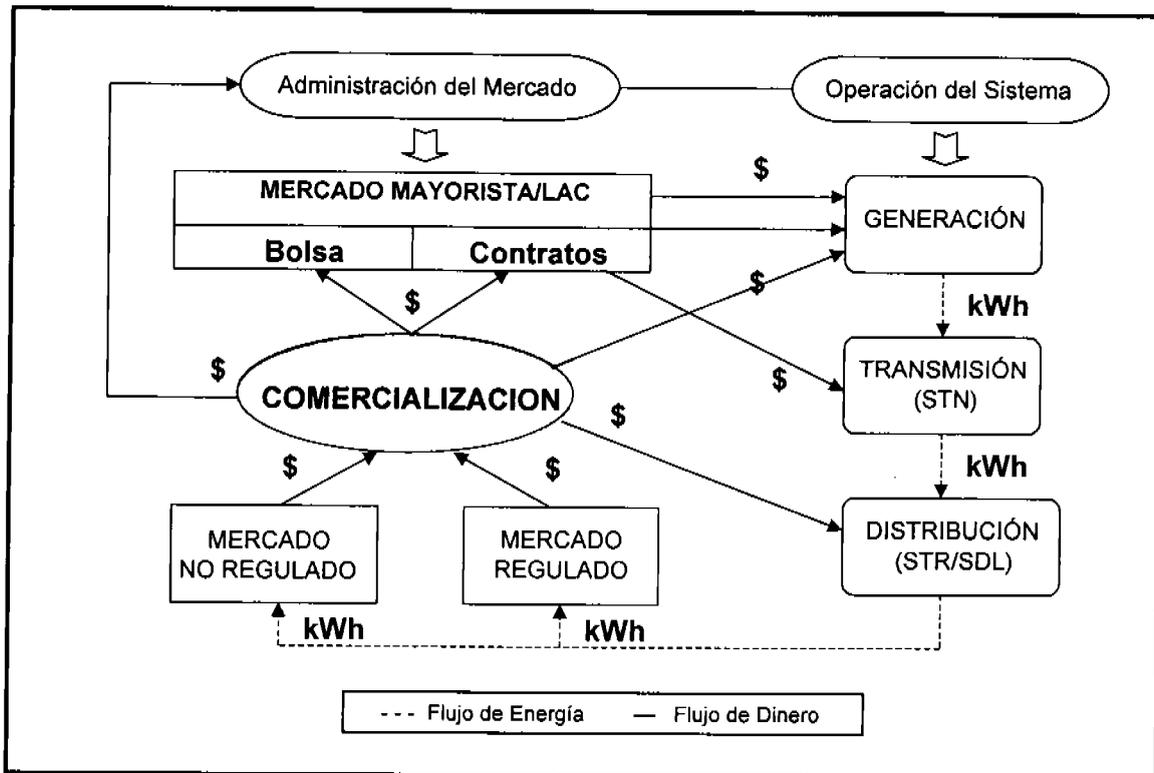


Figura 1 - La Comercialización de Electricidad en el Sistema Eléctrico Colombiano

No obstante lo anterior, las características de los usuarios finales condicionan la capacidad real de ejercer su derecho a escoger el prestador del servicio público domiciliario de electricidad. Existen factores económicos y tecnológicos que hacen difícil o costoso, para un determinado grupo de usuarios, poder negociar libremente los precios y condiciones del servicio con un proveedor particular.

En reconocimiento de este hecho, en la Ley 143 de 1994 y a través de la regulación posterior, se definieron los "Usuarios No Regulados", que pueden negociar libremente con un agente comercializador los precios y condiciones del servicio, y los "Usuarios Regulados", los cuales son atendidos a tarifas y en condiciones reguladas. Actualmente, el mercado de los usuarios regulados o Mercado Regulado, corresponde a los usuarios residenciales, a los pequeños comercios e industrias o a aquellos usuarios que, a pesar de contar con las características para poder convertirse en no regulados, deciden libremente permanecer en el Mercado Regulado.

En el sector eléctrico Colombiano coexisten comercializadores integrados, denominados así por realizar simultáneamente otras actividades, en general la Distribución o la Generación de electricidad, y comercializadores independientes que se dedican exclusivamente a esta actividad. Existe también otra tipificación posible: Comercializadores incumbentes y comercializadores entrantes, dependiendo si son los comercializadores de última instancia en un mercado o si son comercializadores entrantes a competir en uno o varios mercados. Los dos tipos de comercializadores compiten por el Mercado No

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

Regulado en libertad de condiciones; y por el Mercado Regulado en condiciones definidas por la regulación, sin discriminar entre usuarios.

El Mercado No Regulado cubre todo el país mientras que para el Mercado Regulado existen mercados regionales de comercialización¹. Los Mercados de Comercialización son atendidos inicialmente por el comercializador "incumbente"², generalmente este comercializador es el que presta el servicio a los usuarios conectados a la red de distribución local del mercado, pero estos usuarios pueden ser disputados por otros comercializadores, al existir libertad de entrada y salida de los mismos. La Resolución CREG-108 de 1997 fija algunos criterios al respecto.

En todo caso, para garantizar el criterio de neutralidad en el tratamiento, cualquier comercializador que atienda usuarios regulados en un mercado de comercialización, está obligado a prestar el servicio, a las tarifas reguladas, a cualquier usuario que en dicho mercado se lo solicite³. De esta manera se asegura para los usuarios la existencia de un precio regulado y de un proveedor de último recurso, en caso de que no sea factible o no desee cambiar el proveedor del servicio⁴.

Para efectos de la definición de la metodología que permite calcular los cargos regulados de Comercialización, que se aplican a los usuarios regulados, el negocio de la Comercialización de electricidad consiste en todas las actividades relacionadas con la gestión de compra de energía en el Mercado Mayorista y su entrega y cobro a los usuarios finales regulados.

B. Marco Legal y Regulatorio

El marco legal y regulatorio, dentro del cual se desenvuelve la Comercialización, está definido por los Artículos 333, 334 y 365 a 370 de la Constitución Política de 1991, la Leyes 142 y 143 de 1994 y las resoluciones de la CREG. A continuación se transcriben algunas de las disposiciones más relevantes.

¹ La resolución CREG-031 de 1997 definió, para efectos del establecimiento de la fórmula tarifaria, Mercado de Comercialización como "el conjunto de usuarios regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local". Por otra parte, el Decreto 847 de 2001 define en su Artículo 1º el Mercado de Comercialización para el Servicio Público de Electricidad como "el conjunto de usuarios finales conectados directamente al sistema de un mismo operador de red, para el cual la CREG le ha aprobado cargos por uso del sistema de transmisión regional y/o sistema de distribución local".

² En general, las firmas "incumbentes" son aquellas existentes que atienden un mercado determinado. En este documento el comercializador incumbente se refiere al comercializador que atiende usuarios en un mercado de comercialización y corresponde al comercializador-distribuidor.

³ La resolución CREG-108 de 1997, Artículo 16 parágrafo 2, especifica que "Sin perjuicio del derecho que tienen los usuarios a escoger el prestador del servicio, el comercializador que solicite y obtenga de la Comisión, la aprobación del costo de comercialización, (...) para prestar el servicio en el área donde se localiza el suscriptor potencial o usuario, no podrá rechazar las solicitudes que le presenten los suscriptores potenciales o usuarios ubicados en esa área, cuando cumplan las condiciones previstas en el contrato para tal fin".

⁴ En la literatura regulatoria también se conocen como precio y proveedor (o servicio) "estándar" o "default".

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

La Ley 142 en su artículo 14.25, establece la Comercialización como una actividad del servicio público de energía eléctrica:

"14.25.- Servicio público domiciliario de energía eléctrica. Es el transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición. También se aplicará esta ley a las actividades complementarias de generación, de comercialización, de transformación, interconexión y transmisión." (subrayado añadido)

Por su parte, la Ley 143 en su Artículo 1º define la Comercialización como una de las actividades del sector eléctrico:

"Artículo 1º. La presente Ley establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, que en lo sucesivo se denominarán actividades del sector ...". (subrayado añadido)

En el Artículo 7º de la Ley 143 se establece la integración de la Comercialización con otras actividades:

"Artículo 7. Parágrafo. La actividad de comercialización sólo puede ser desarrollada por aquellos agentes económicos que realicen algunas de las actividades de generación o distribución, y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones que expida la Comisión de Regulación de Energía y Gas"

En el Artículo 11, "Definiciones", de la mencionada Ley, se establece lo siguiente:

"Comercialización. Actividad consistente en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados, que se sujetará a las disposiciones previstas en esta ley y en la de Servicios Públicos Domiciliarios en lo pertinente."

"Usuario Regulado. Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas."

"Usuario No-Regulado. Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 Mw por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá revisar dicho nivel, mediante resolución motivada".

Con la expedición de la Resolución CREG-024 de 1996, la Comisión estableció como límites mínimos para tener acceso al mercado no regulado, un nivel de demanda de potencia de 1 MW para 1997 y 0.5 MW a partir de 1998. Posteriormente, mediante Resolución CREG-199 de 1997 se estableció el límite mínimo de energía de 270 MWh-mes, conservando la demanda de potencia en 0.5 MW. Actualmente rige la Resolución CREG-131 de 1998, que establece un mínimo de demanda de 0.1 MW en potencia o de 55 MWh-mes en energía.

Con respecto a los cargos regulados de comercialización, en el Anexo 2 de la Resolución CREG-031 de 1997, se definió la metodología para establecer el costo base eficiente de comercialización. Posteriormente, mediante Resolución CREG-244 de 1997, se aclaró la aplicación de la metodología para comercializadores nuevos o para comercializadores existentes que deseen

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

atender usuarios en nuevos mercados. Adicionalmente, la Resolución CREG-007 de 1999 simplificó el procedimiento para la fijación de los costos base de comercialización.

La Resolución CREG 108 de 1997, estableció criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios. En el Artículo 5° dispone lo siguiente:

“Artículo 5°. Separación entre las actividades de Distribución y Comercialización. Cuando la actividad de comercialización de electricidad o de gas por red de ductos, sea realizada por una empresa diferente de la que desarrolla la actividad de distribución, el contrato de servicios públicos será ofrecido por la empresa comercializadora. A su vez, las obligaciones que adquiera esta empresa con sus suscriptores o usuarios, en lo relacionado con la actividad de distribución, deberán estar respaldadas por parte de la empresa comercializadora, mediante contrato con la respectiva empresa distribuidora”.

Respecto a la neutralidad en el tratamiento de los usuarios, el Artículo 16 de la mencionada Resolución especifica que:

“Parágrafo 2°. Sin perjuicio del derecho que tienen los usuarios a escoger el prestador del servicio, el comercializador que solicite y obtenga de la Comisión, la aprobación del costo de comercialización, cuando se trate del servicio de electricidad; o del costo unitario de distribución (Dt), tratándose del servicio de gas por red de ductos, para prestar el servicio en el área donde se localiza el suscriptor potencial o usuario, no podrá rechazar las solicitudes que le presenten los suscriptores potenciales o usuarios ubicados en esa área, cuando cumplan las condiciones previstas en el contrato para tal fin”.

C. Evolución de la Comercialización a Usuarios Finales

Los resultados obtenidos en la comercialización a usuarios finales o mercado minorista de electricidad permiten observar un desarrollo dinámico aunque limitado del mismo.

En la figura 2 puede observarse el crecimiento de las fronteras registradas del mercado no regulado. A junio de 2002 se contaba con 3.270 fronteras de Usuarios No Regulados (UNR) inscritas en el mercado, lo cual contrasta con las dos fronteras de UNR registradas a octubre de 1995. La participación de la demanda no regulada en la demanda comercial del sistema en octubre de 1995 era de 1.2%, mientras que a junio de 2002 representó un valor cercano al 30% de la demanda comercial.

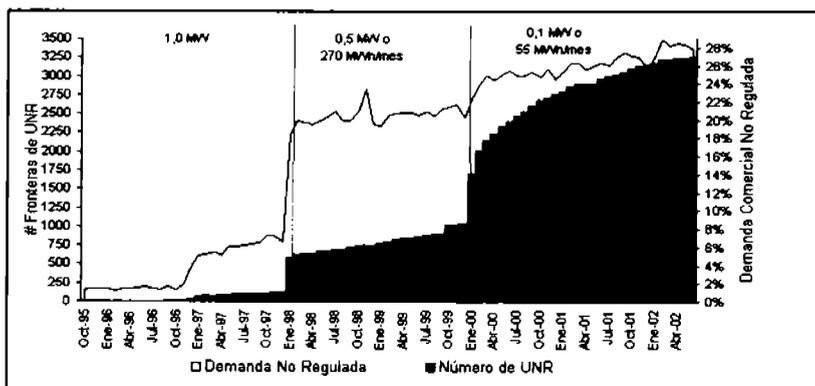


Figura 2- Fronteras Reguladas (MEM-ISA)

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

La siguiente gráfica muestra la evolución mensual del cambio de Fronteras No Reguladas en los últimos 18 meses.

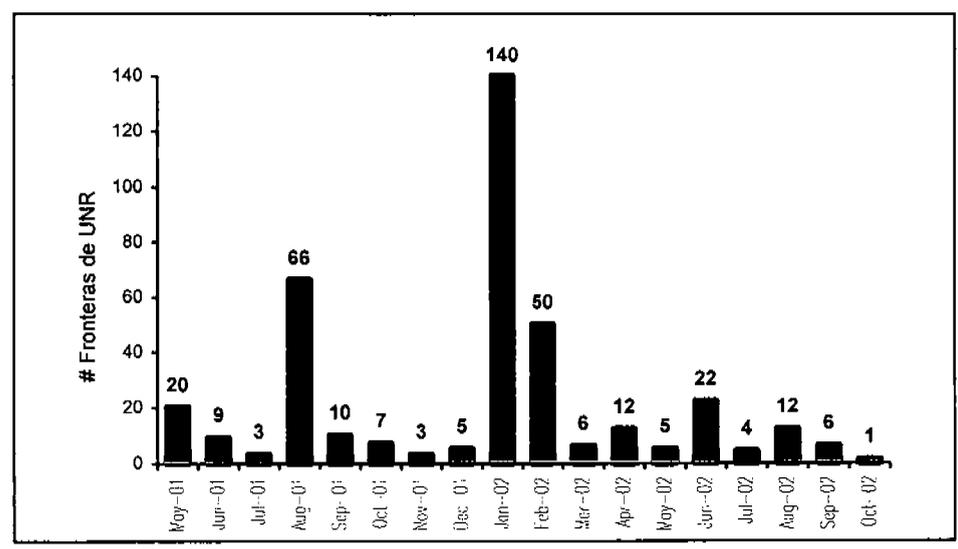


Figura 3. Cambio en las Fronteras No Reguladas (MEM-ISA)

Un indicador de la competencia por el mercado de usuarios regulados es el número de fronteras reguladas registradas en el mercado mayorista, las cuales son atendidas por comercializadores diferentes al comercializador incumbente que opera la red local. En la figura 4 se presenta la evolución de las fronteras reguladas registradas para el periodo comprendido entre octubre de 1998 y julio de 2002, con 2100 fronteras reguladas registradas. El incremento del número de fronteras es indicativo de la dinámica competitiva de este mercado, y evidencia el carácter disputable de estos mercados, no obstante las dificultades antes anotadas.

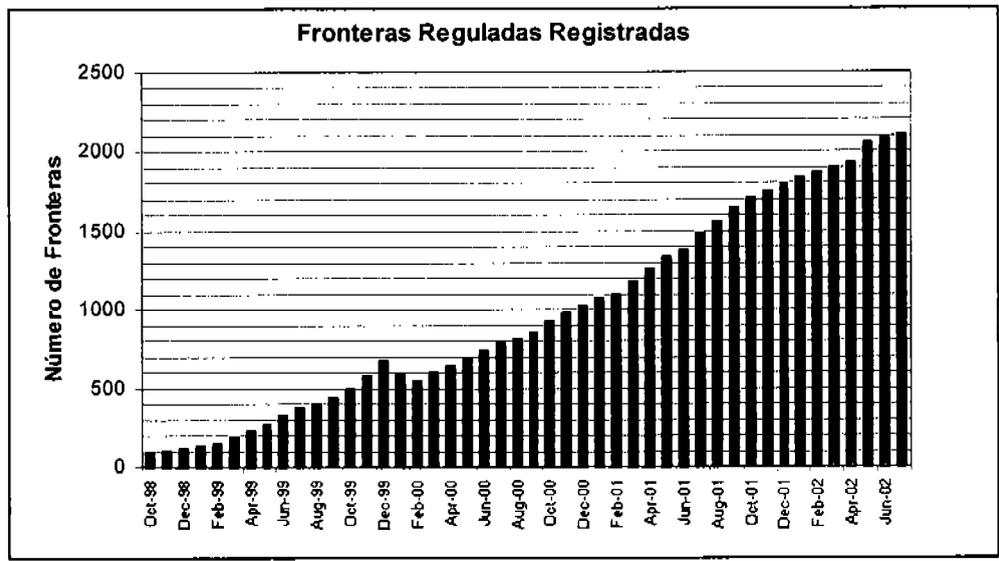


Figura 4 - Fronteras Reguladas Registradas (MEM-ISA)

La Figura 5, muestra la evolución del cambio de Fronteras Reguladas para el periodo comprendido entre los meses de marzo de 2001 y octubre de 2002.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

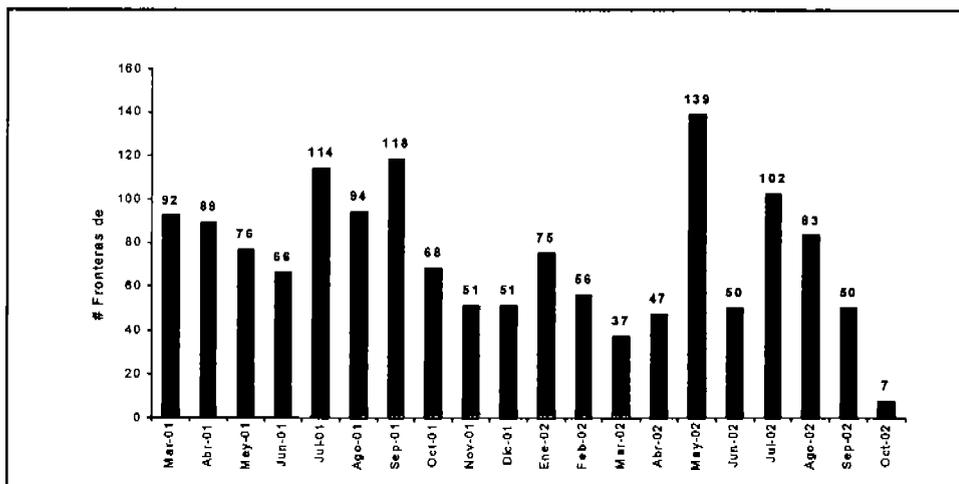
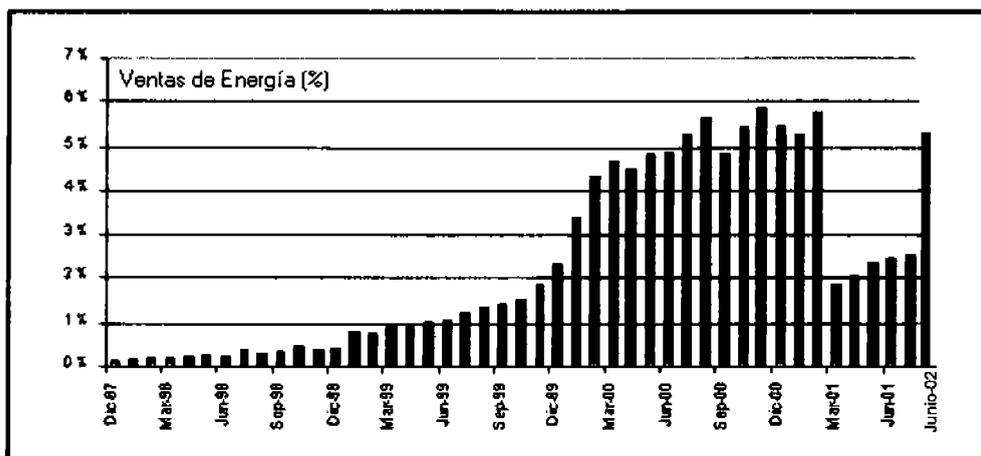


Figura 5 - Cambio en las Fronteras Reguladas (MEM-ISA)

A continuación se presenta la evolución de la participación de los comercializadores independientes (comercializadores que no realizan otras actividades) en las ventas de energía a usuarios finales. En la actualidad existen 11 de estos comercializadores atendiendo usuarios regulados y no regulados. En la figura 6 se observa el crecimiento en la participación de los comercializadores que se dedican exclusivamente a esta actividad, aunque dicho crecimiento no es sostenido durante todo el período indicado.



Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

Como se observa en la tabla anterior, la gran mayoría de los usuarios finales del servicio pertenece al mercado regulado, no obstante alrededor del 33% del consumo de energía y del 23% de la facturación total corresponde a los usuarios no regulados. Esto último, muestra como efectivamente la factura promedio (pesos facturados dividida la energía vendida) de los usuarios no regulados, de 96.85 \$/kWh, es sensiblemente menor que la de los usuarios regulados, de 149 \$/kWh, y que la posibilidad de negociar las condiciones del servicio ha permitido que los usuarios no regulados obtengan precios más favorables que los regulados.

En la siguiente gráfica se presenta la composición del mercado regulado y no regulado en valores absolutos y en porcentaje.

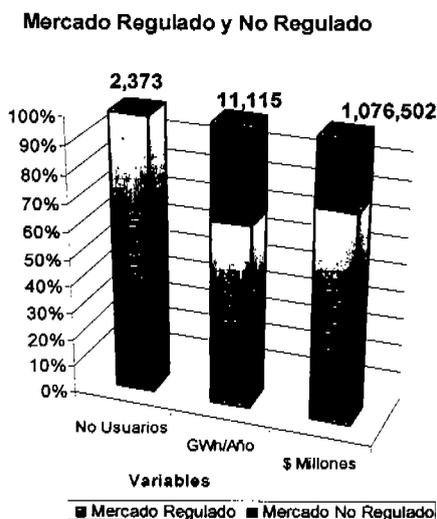


Figura 7 - Mercado Regulado y No Regulado (CREG)

En la Tabla 2 se muestra la distribución para 2001 del mercado de usuarios finales según el tipo de comercializador que los atiende, discriminado en número de usuarios, consumo de energía (GWh/año) y ventas facturadas (\$ millones), por cada tipo de comercializador:

	Comerc. Integrado	Comerc. Independiente	
No Usuarios	8,026,790	9,988	8,036,778
GWh/Año	32,658	934	33,592
\$ Millones	4,428,062	123,692	4,551,754

Tabla 2 - Distribución por tipo de Comercializador (SSPD-CREG)

Se observa como la participación de los comercializadores independientes en el mercado minorista es muy pequeña respecto al número total de usuarios,

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

menos del 1%, pero más significativa, 2.78%, cuando se considera la demanda atendida, y de 2.72% en participación en ventas, como se ve en la figura 8.

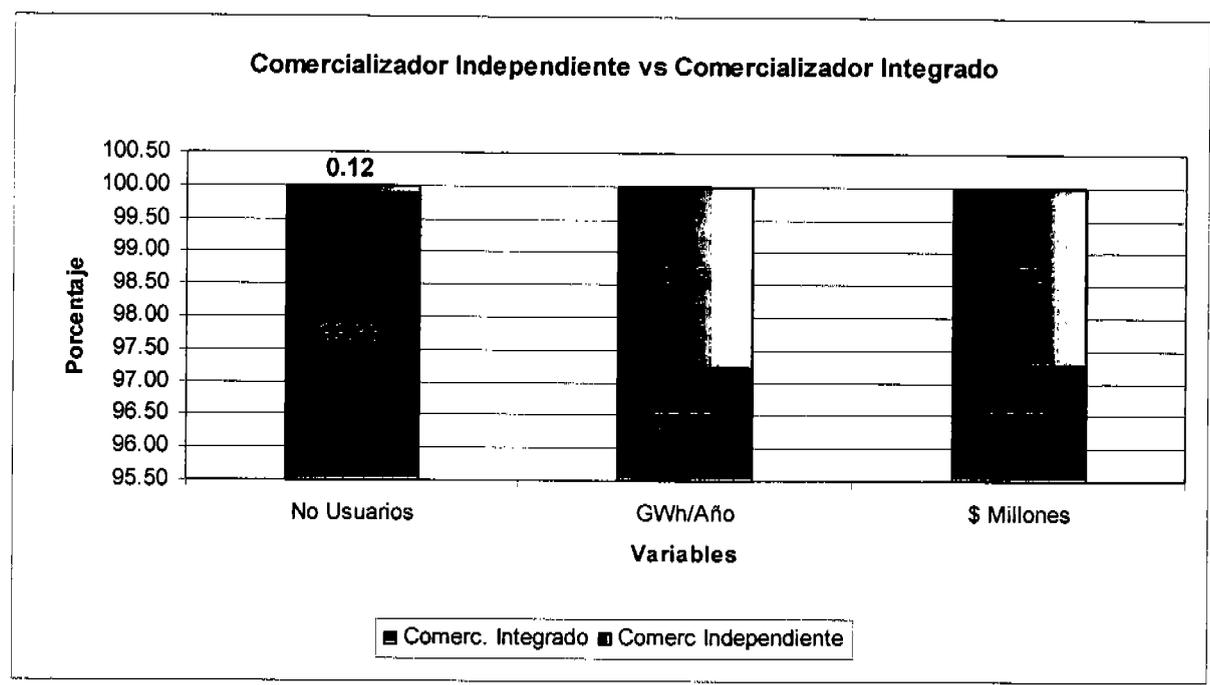


Figura 8 - Participación por tipo de Comercializador (CREG)

La diferencia entre el total del mercado atendido por los comercializadores independientes y el total del mercado no regulado se explica por los usuarios regulados que son atendidos por comercializadores independientes y por los usuarios no regulados que son atendidos por comercializadores entrantes.

La Tabla 3 muestra la composición del mercado de usuarios finales para 2001, discriminada en número de usuarios, consumo de energía (GWh/año) y ventas facturadas (\$ millones), según la parte de mercado que es atendida por el comercializador incumbente o por otro comercializador entrante, sea este independiente o integrado, pero actuando en otros mercados.

	MERCADO DE USUARIOS FINALES	
	Comerc Incumbentes	Comerc Entrantes
%	99.86%	0.14%
%	78.46%	21.54%
%	82.47%	17.53%

Tabla 3 - Mercado por tipo de Comercializador (CREG)

Como se muestra en la figura 9, los comercializadores incumbentes atienden la gran mayoría de los usuarios, no obstante, alrededor del 22% del consumo y

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

del 18% de las ventas corresponden a los comercializadores no incumbentes. Se observa como los usuarios que han cambiado de comercializador y son atendidos por comercializadores entrantes han obtenido en promedio tarifas más favorables, 110.2 \$/kWh vs. 142.4 \$/kWh.

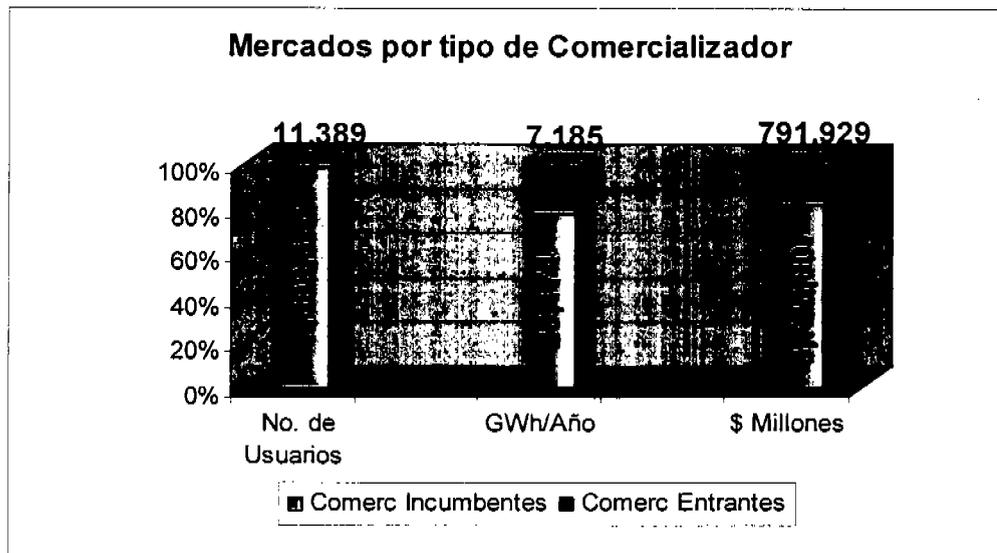


Figura 9 - Competencia en Comercialización (CREG)

En la siguiente gráfica se muestra la participación en algunos municipios de los agentes comercializadores.

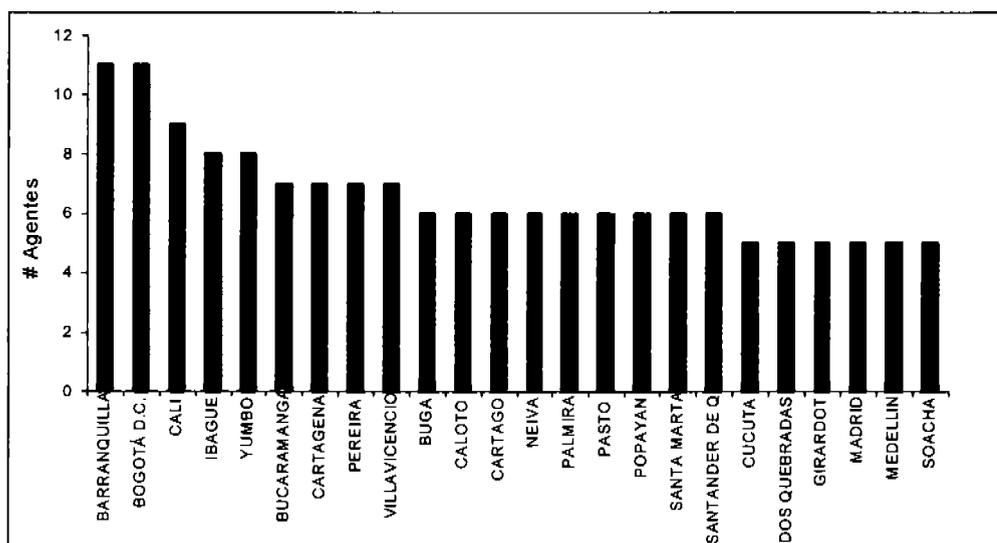


Figura 10 - Número de Agentes por Municipio (MEM-ISA)

La Tabla 4 muestra el resumen de la composición del Mercado Regulado y el Mercado No Regulado para el año 2001, de acuerdo con el tipo de comercializador que los atiende y discriminado en número de usuarios, consumo de energía (GWh/año) y ventas facturadas (\$ millones).

[Handwritten mark]

[Handwritten mark]

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

	MERCADO REGULADO			MERCADO NO REGULADO		
	Comerc. Integrado	Comerc. Independiente	Total Usuarios Reg	Comerc. Integrado	Comerc. Independiente	Total Usuarios No Reg
No Usuarios	8,024,758	9,647	8,034,405	2,032	341	2,373
GWh/Año	22,087	410	22,477	10,591	524	11,115
\$ Millones	3,414,440	60,812	3,475,252	1,013,622	62,880	1,076,502

Tabla 4 – Mercados por tipo de Comercializador (CREG)

En la tabla anterior se observa como la mayoría de los usuarios atendidos por los comercializadores independientes pertenece al mercado regulado, lo que corresponde a cerca del 1.82% del consumo total de energía de dicho mercado. Adicionalmente, la mayor parte de los ingresos de los comercializadores independientes provienen del mercado no regulado.

Por otro lado, puede verse como los comercializadores integrados atienden la mayor parte de ambos mercados, tal como se ilustra en la figura 11.

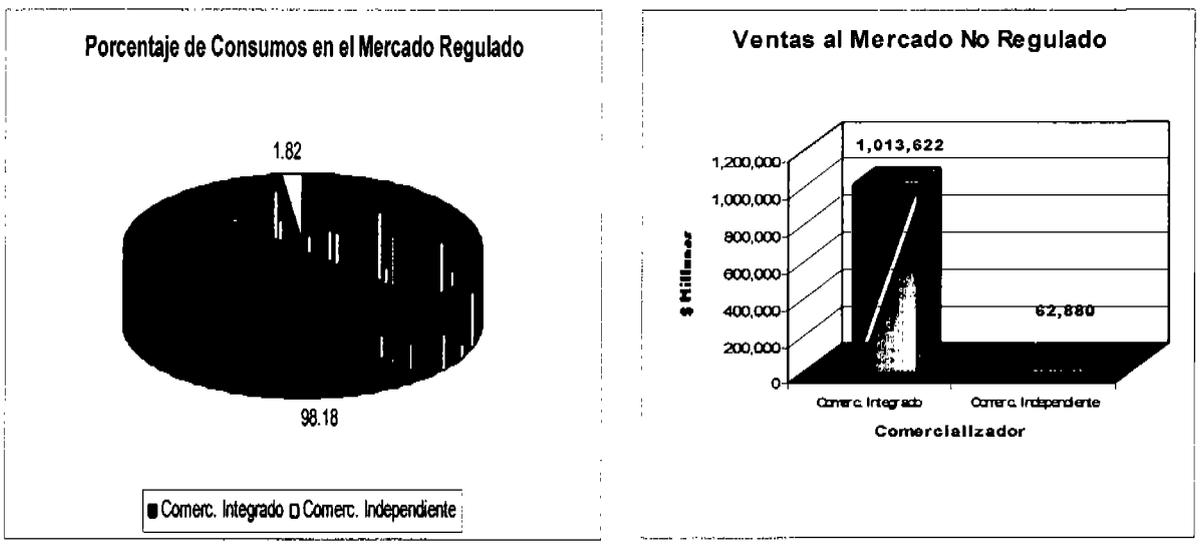


Figura 11 – Mercado Regulado y No Regulado por tipo de Comercializador (CREG)

A continuación se presenta la composición del mercado regulado atendido por los comercializadores independientes en 2001, por tipo de usuario y por estratos.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

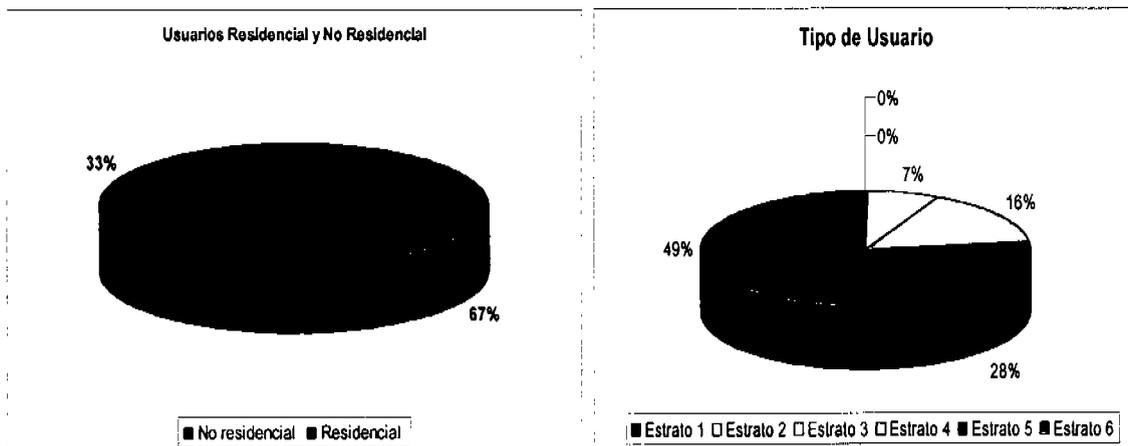


Figura 12 - Mercado Regulado atendido por Comercializadores Independientes (CREG)

Las siguientes gráficas muestran los porcentajes de consumo de energía y ventas facturadas correspondiente a usuarios residenciales atendidos por comercializadores independientes.

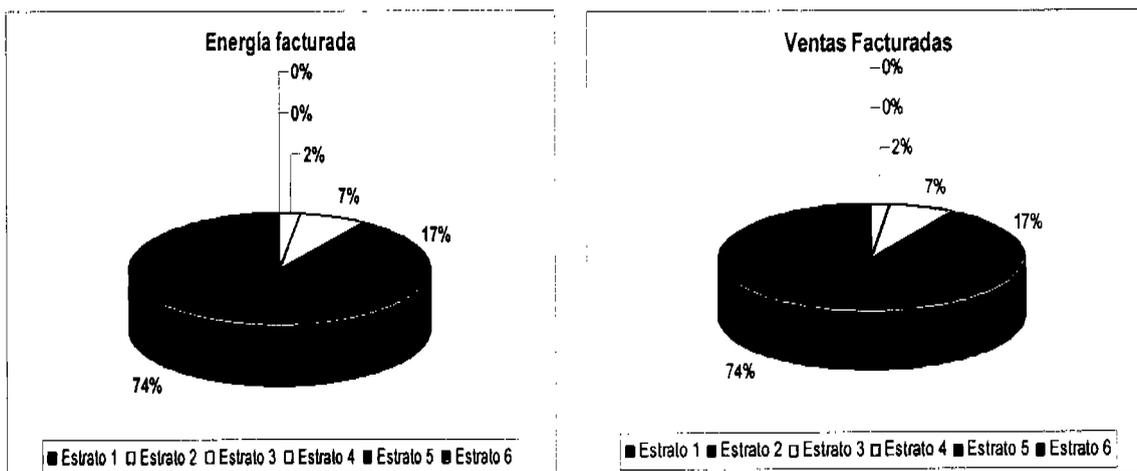


Figura 13 - Usuarios Residenciales atendidos por Comercializadores Independientes (CREG)

Para poder apreciar el nivel de competencia que se ha alcanzado en el mercado minorista Colombiano, debe tenerse en cuenta que los comercializadores incumbentes, enfrentan, además de la competencia de los comercializadores independientes, la de otros comercializadores-integrados que pueden disputar usuarios en el mercado del incumbente.

Lo anterior es indicativo de que la competencia en Comercialización es significativa cuando se mira desde el punto de vista de la energía vendida y de la perspectiva que efectivamente la competencia ha redundado en menores precios para los usuarios no regulados y mejor servicio a los usuarios regulados que han optado por cambiar de comercializador.

Dentro de los factores que limitan un desarrollo mas activo de la competencia en Comercialización se han identificado los siguientes, que podrían ser

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

corregidos con un mayor desarrollo regulatorio de esta actividad complementaria:

- Barreras tecnológicas, por el costo de la tele-medida y las características técnicas en la medida.
- Obstáculos al cambio de comercializador o a la operación de nuevos comercializadores, por parte de los comercializadores existentes y los operadores de red.
- Restricciones de los generadores-comercializadores en las ventas de energía a los comercializadores independientes o entrantes.
- Falta de información al usuario final sobre la posibilidad y condiciones de elección del prestador del servicio.
- Deficiencia de información al usuario y al mercado
- Limitada actividad de los organismos de vigilancia y control.
- Comportamiento de la economía en general en los últimos años.

D. Estructura del Negocio

La comercialización de energía eléctrica no es una actividad intensiva en capital (planta, equipos y otros activos fijos), pero requiere una gran capacidad de gestión comercial (mercadeo, capacidad de negociación, recaudo de cartera y otros servicios) y una adecuada actualización tecnológica (telemedida, hardware, software) y administrativa para el desarrollo eficiente del negocio.

Actividades

Los siguientes son los procesos básicos que una empresa de comercialización de electricidad debe realizar:

- Inversión en planta, equipos y sistemas de información
- Gestión de transacciones en el mercado mayorista
- Gestión de medida de las fronteras comerciales
- Medición y lectura del consumo de sus clientes
- Facturación y reparto de facturas
- Recaudo y conciliación de cuentas
- Gestión de cartera y de pérdidas
- Atención de quejas, peticiones y recursos
- Mantenimiento de equipos y sistemas de información
- Procesos de soporte administrativo y relaciones con otras instituciones
- Administración de racionamientos programados

Costos y Gastos

Considerando las actividades mencionadas anteriormente, los egresos de un agente comercializador están representados por los costos de inversión en activos fijos, los costos y gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) y costos adicionales asociados con el negocio.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

Siguiendo las convenciones utilizadas en el Plan Único de Cuentas (PUC) para las empresas de servicios públicos domiciliarios, los costos y gastos de administración, operación y mantenimiento pueden ser agrupados de la siguiente manera:

Mercadeo

- Investigación y desarrollo de mercados
- Gestión en transacciones de compra y venta de energía
- Desarrollo de estrategias comerciales
- Desarrollo del portafolio de servicios

Atención a Clientes

- Atención personalizada, telefónica y otros medios
- Trámite de solicitudes operativas y comerciales
- Atención en sitio de los clientes
- Asesorías técnicas y comerciales

Facturación y Recaudo

- Lectura, registro y procesamiento de consumos
- Liquidación, facturación y distribución de facturas
- Recaudo, conciliaciones, gestión de cartera y pérdidas

Gastos Administrativos

- Gastos administrativos de personal y generales
- Tributos vigentes
- Contribuciones a los entes de regulación, vigilancia y control, ASIC y CND.

Como costos adicionales del negocio se encuentran el costo de financiar los requerimientos de capital de trabajo y los asociados con niveles de cartera vencida, que se consideren irre recuperables, dentro de las posibilidades de gestión y de los parámetros comerciales vigentes.

Calidad del Servicio

El nivel de costos de una empresa de comercialización de electricidad depende del número y demanda de los clientes que atiende, del tipo de usuarios (industriales, comerciales y residenciales por estrato) que conforma su portafolio de clientes, de las características físicas del mercado que atiende, tales como su homogeneidad y dispersión y del nivel de calidad con que presta el servicio a sus clientes, el cual requiere un nivel de mayor inversión y/o gastos para niveles dados de calidad, coherentes con los criterios de remuneración de activos y AO&M (administración, operación y mantenimiento).

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

En general, desde el punto de vista de los usuarios, la calidad del servicio de comercialización eléctrica está asociada con el buen desempeño en los procesos de medición y facturación de consumos y con la infraestructura, personal y procedimientos disponibles para dar información de valor agregado y atender las distintas solicitudes o reclamos de los usuarios.

Ingresos y Utilidades

Los ingresos regulados de las empresas comercializadoras provienen de las ventas por consumos facturados a los usuarios regulados. Parte de dichos ingresos van a cubrir el costo de compra de energía, el uso de redes de transporte y otros costos del Sistema Interconectado Nacional. El resto debe cubrir los costos propios de la comercialización y producir una utilidad que remunere la actividad del comercializador.

En general, las empresas comercializadoras de bienes y servicios derivan sus utilidades del margen existente entre el precio de venta de los bienes y servicios comercializados y el precio de su compra. En la comercialización de electricidad, los márgenes de comercialización definidos regulatoriamente que remuneran la actividad provienen de dos fuentes:

- Un margen de utilidad máximo, sobre los costos y gastos de inversión, administración, operación y mantenimiento propios del negocio. Este margen debe permitir recuperar dichos costos y gastos y producir una rentabilidad sobre el capital invertido en el negocio. El margen es un máximo estimado, utilizado para el cargo máximo regulado y puede ser establecido como un valor fijo. El cargo que remunera la comercialización incluye este margen.
- Un margen entre el precio de compra de energía y el precio del componente de generación que se traslada al usuario regulado a través de la fórmula tarifaria. Este margen es variable (puede ser negativo) y está determinado por la fórmula que permite calcular el costo unitario de prestación del servicio. El margen proviene de la comparación entre el precio real de compra de energía y un valor de referencia. Cuando el precio real de compra es menor que el precio de referencia, se produce un margen positivo.

II. CARGO REGULADO DE COMERCIALIZACIÓN VIGENTE

A. Antecedentes

El cargo regulado por comercialización que actualmente se reconoce como remuneración por la prestación del servicio, representa un precio máximo que se recupera por cada factura, cuyo valor fue determinado a partir de una metodología de eficiencia relativa.

Para este fin se calculó una frontera de eficiencia, con base en 27 empresas comercializadoras divididas en 2 universos, utilizando como criterio de

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

agrupación la mediana con relación a la escala medida por el número de facturas expedidas. A cada grupo, se le aplicó un modelo de "Análisis Envolvente de Datos" (DEA), utilizando variables tales como: densidad (facturas/km de red), escala (número de facturas) y nivel de productividad (planta de personal).

Sobre el total de costos eficientes obtenidos para cada comercializador, se estableció un margen del 15% para cubrir el retorno del capital invertido y los riesgos de la actividad. Para el cálculo final del cargo, se incluyó de manera explícita un factor de productividad igual a 1% anual. Los cargos calculados reflejan el nivel de calidad del servicio prestado por las empresas al momento de reportar la información y la calidad de la misma.

De esta manera se estableció, para el periodo 1998 a 2002, un costo base por mercado de comercialización expresado como un valor fijo por factura. A partir del valor por factura se calculó el costo variable por kWh, utilizando los consumos facturados medios anuales de cada comercializador, de manera que los costos de comercialización se recuperaran en función del total de los kWh vendidos en el año.

Durante el periodo enero de 1998 y marzo de 2002, el cargo de comercialización por unidad de energía que se trasladó al usuario final, presentó una tendencia creciente, como se observa en la figura 11, en la que se muestra el promedio nacional en \$/kWh para el componente C, del costo unitario.

Esta tendencia creciente se explica, principalmente, por el cambio de comercializador por parte de usuarios que tenían consumos por encima del consumo medio, utilizado para variabilizar el costo base por factura, y la consiguiente reducción del valor anual del consumo medio facturado utilizado por los comercializadores para el cálculo del cargo variable de cada mercado.

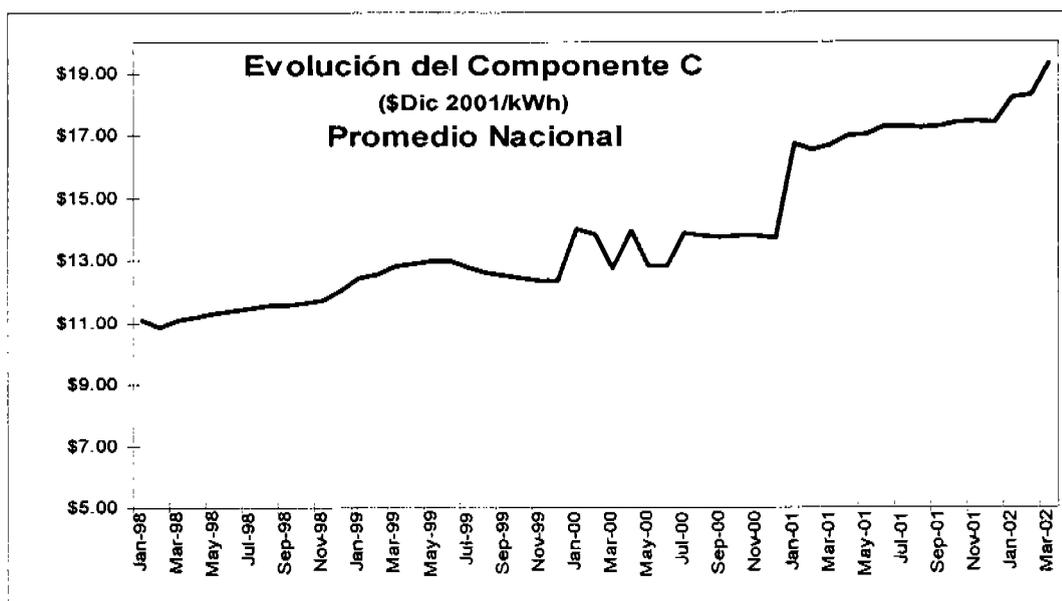


Figura 14 - Promedio Mensual Nacional del Componente C (CREG)

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

La Tabla 5 muestra el incremento anual del componente C en el período 1998-2001.

Año	Promedio \$/kWh	Incremento anual %
1998	11.39	-
1999	12.62	10.82%
2000	13.55	7.35%
2001	17.09	26.15%

Tabla 5- Valor del Componente C (CREG)

Es importante resaltar que el ingreso total para la actividad de comercialización en el mercado regulado no se incrementó; el efecto neto del cambio de comercializador de los usuarios con consumos mayores, ha sido reducir la diferencia entre el cargo medio que se factura a los usuarios regulados y el costo eficiente del servicio, basado en el costo base de comercialización.

B. Factores Incidentes en los Ingresos del Comercializador

La remuneración de la actividad de comercialización, reconocida a través de la fórmula tarifaria, está determinada por el componente C de la misma; en ese sentido este documento propone una metodología de remuneración para la Comercialización de manera independiente de otras actividades del servicio eléctrico. No obstante, el comercializador, en su papel de proveedor del servicio, es el encargado de recaudar de los usuarios el ingreso total por el mismo y efectuar los pagos correspondientes a los diferentes agentes de la industria.

El tratamiento que se da regulatoriamente a las pérdidas de energía y los traslados de los demás costos en la fórmula del CU, tiene efectos sobre los ingresos finales de la comercialización. Por lo anterior, los comercializadores están expuestos a factores de riesgo que pueden afectar el resultado financiero de su negocio por la forma en que se trasladan los costos del servicio a la tarifa del usuario final, dependiente de su gestión empresarial y comercial.

A continuación se discuten estos factores:

Costos Reconocidos

Los costos reconocidos a través del componente C de la actual fórmula de costo unitario del servicio, se determinaron con base en los costos reportados por las empresas para el cálculo de dicho componente. La calidad de la información reportada, que dependió de las mismas empresas, pudo haberse visto afectada por la inexperiencia de las empresas verticalmente integradas en el costeo separado de actividades, especialmente en los costos asignables a las actividades de Distribución y Comercialización, y por la inexistencia, en su momento, de empresas comercializadoras independientes que sirvieran como referente. Los valores incluidos correspondieron a los costos reportados por las

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

empresas, revisados por la CREG los cuales no se evaluaron con factores de eficiencia adicionales al modelo aplicado.

Regulatoriamente, se decidió calcular una frontera de costos, utilizando una metodología de eficiencia relativa, que comparaba las empresas entre sí para determinar el nivel de costos eficientes que se reconocerían. Las variables utilizadas fueron aquellas variables explicativas que presentaban una mayor confiabilidad en la información. Los resultados del cálculo de la frontera eficiente reflejaron la calidad de la información reportada por las empresas, y por consiguiente, la determinación de los costos reconocidos finalmente a los comercializadores se vio afectada, además de su lejanía o cercanía al nivel de eficiencia relativa calculado, por la calidad y grado de certeza de la información reportada por las empresas.

Costo de Compra de Energía

Con el objetivo de incentivar compras de energía eficientes por parte de los comercializadores, el componente G de la fórmula tarifaria del costo unitario de prestación del servicio, que traslada el costo de compra de energía a los usuarios finales regulados, compara el valor de las compras propias⁵ con el costo promedio de transacciones en el mercado. En general, compras propias por debajo del promedio del mercado producen un ingreso adicional, mientras que compras propias por encima del promedio del mercado no se trasladan a la tarifa final en su totalidad. Por tanto, la gestión de compra de energía de las empresas comercializadoras, es un factor determinante en la remuneración de la actividad.

Tratamiento de las Pérdidas

Los niveles de pérdidas eficientes reconocidos regulatoriamente inciden en la comercialización de la siguiente manera:

- La fórmula tarifaria, mediante la cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio que se traslada a los usuarios, incluye una fracción de pérdidas de energía acumuladas, graduales, hasta el nivel de tensión de prestación del servicio. Esta fracción de pérdidas permite trasladar a los usuarios finales los costos de compra de energía (G) en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y los cargos de operación del sistema eléctrico y de administración del sistema de intercambios comerciales (CND/ASIC) referenciados al mercado. Las pérdidas reconocidas incluyen pérdidas técnicas y no técnicas⁶ aunque no se determinó su discriminación entre éstas.

⁵ Promedio de las compras del comercializador en bolsa y en contratos de largo plazo. Ver Resolución CREG-047 de 2002, Anexo General numeral 2.1.1.3, para las consideraciones del cálculo del componente G de la fórmula tarifaria.

⁶ De acuerdo con la Resolución CREG-031 de 1997, el factor de pérdidas "es un valor que representa la fracción (o porcentaje expresado en forma de fracción) del costo de prestación del servicio en la fórmula por kWh facturado, imputable sólo a las compras y al transporte por el STN, asociado con el efecto de las pérdidas (técnicas o no técnicas) acumuladas hasta el nivel de tensión n".

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

- Las compras de energía en el MEM y los cargos de operación y administración del sistema se liquidan considerando los criterios de eficiencia establecidos para cada uno de estos conceptos. Para los comercializadores con medición en niveles de tensión inferiores al STN, la demanda comercial se estima refiriendo las mediciones al STN con los factores de pérdidas definidos en la Resolución CREG 099 de 1997. En el caso de los comercializadores incumbentes, cuya frontera comercial está directamente conectada al STN, la demanda comercial se determina mediante balance de energía a partir de la medición directa en las fronteras. Con base en los valores liquidados, los comercializadores pueden calcular los valores de G, T y CND/ASIC que se utilizan en la fórmula tarifaria del costo unitario del servicio.
- En general, puede decirse que las diferencias entre las pérdidas reales del sistema, técnicas y no técnicas, y las pérdidas eficientes reconocidas en la fórmula tarifaria, son asumidas directamente por los comercializadores. En la práctica, dada la manera en que se calculan las demandas comerciales para efecto de la liquidación de los costos de compra y transporte de energía en el MEM y el STN, es el comercializador incumbente quien asume el costo de las pérdidas de energía que superen los valores reconocidos en la fórmula tarifaria, entre su frontera comercial con el mercado y las fronteras comerciales embebidas en su mercado. Mientras, el Comercializador entrante es responsable entre la frontera comercial con el mercado y el usuario.
- Por su parte, la diferencia entre la fracción de pérdidas reconocida en la fórmula tarifaria y los factores utilizados para estimar la demanda de los comercializadores entrantes, produce un ingreso para estos últimos que pueden o no trasladar a sus usuarios dependiendo de sus pérdidas reales y su posición respecto al criterio de eficiencia reconocido, determinado a partir de la medición en su frontera comercial y del nivel de competencia que enfrentan.

En consecuencia, la determinación de los niveles eficientes de pérdidas y la manera en que se asigna regulatoriamente la responsabilidad de las mismas entre los distintos comercializadores, inciden en sus ingresos.

Variabilización del Costo Base de Comercialización

El componente C de la actual fórmula tarifaria se calcula como un valor por unidad de energía para cada empresa. Para determinar el valor en pesos por cada kWh facturado (\$/kWh), se toma el costo base de cada mercado de comercialización en pesos por factura (calculado con base en los costos del comercializador incumbente), y se variabiliza dividiendo por el consumo facturado medio del año anterior de cada empresa, por mercado. Para los comercializadores entrantes a un mercado existente, se toma el consumo facturado del mercado, mientras se tiene de la información para el cálculo de su propio consumo facturado medio anual.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

La variabilización del cargo de comercialización permite establecer un cargo único por empresa y por unidad de energía, el cual puede ser diferente entre empresas en un mismo mercado de comercialización. Estos cargos varían anualmente dependiendo del consumo facturado medio de cada empresa. Las diferencias de precios, pueden producir un incentivo a que los usuarios cambien de comercializador, y a que cada empresa busque aumentar su consumo facturado medio, para ofrecer cargos más bajos el siguiente año; en particular procurando atraer o mantener los usuarios de mayor demanda. Sin embargo, dependiendo de los valores de los otros componentes de la fórmula del costo unitario, podría ser posible que una empresa procure disminuir su consumo facturado medio, de manera que pueda aumentar su cargo de comercialización.

De otra parte, el período utilizado para variabilizar el cargo que aplican los comercializadores entrantes, podría crear una renta temporal cuando se atienden usuarios con consumos por encima del consumo medio facturado anual del mercado.

Riesgo de Recaudo

El comercializador debe asumir los costos de la energía no facturada, por encima de las pérdidas reconocidas, en general causado por otros motivos (pérdidas no técnicas). Esto obedece a que debe asumir el pago de cargos regulados y otros costos particulares sobre dicha energía. Parte de este riesgo se reconoce a través de los niveles de pérdidas determinados, parte se refleja en la tasa de rentabilidad reconocida y parte de los riesgos deben ser controlados a través de mejoras en gestión de la empresa.

Es decir este riesgo es gestionable y es responsabilidad de cada comercializador.

Margen de Rentabilidad

El margen de rentabilidad de 15% sobre los costos, reconocido en el componente C de la actual fórmula tarifaria, tuvo como propósito cubrir los riesgos de la actividad de Comercialización y el retorno del capital comprometido. Este margen, se consideró suficiente para remunerar la actividad, teniendo en cuenta los riesgos asociados en la definición de los costos y en otros aspectos.

Otras consideraciones

Las condiciones en que se verifica la competencia en los mercados de comercialización pueden resultar en desequilibrios temporales entre comercializadores respecto a su remuneración. Estos factores deben tratarse en los ajustes regulatorios necesarios sobre las condiciones de prestación del servicio, en especial en temas relacionados con la flexibilización de los requisitos de medición y los procedimientos de cambios de comercializador, buscando garantizar información adecuada a los usuarios que permita dinamizar la participación de la demanda en los mercados, en la

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

reglamentación de la calidad del servicio y en otros temas que están en análisis por parte de la Comisión para expedir un marco regulatorio de la actividad de Comercialización.

En general, los ingresos finales de las empresas comercializadoras dependen de las condiciones de competencia y desarrollo del negocio, del desempeño y gestión individual de las empresas, del contexto económico del país y de las definiciones regulatorias, tanto en temas tarifarios como en temas de mercado.

C. La Competencia en Comercialización

La libre competencia económica es un derecho consagrado en la Constitución Política Colombiana y desarrollado por las Leyes del sector. La Ley 142 de 1994, Artículo 73, establece como función de las Comisiones de Regulación promover la competencia entre quienes presten servicios públicos. La Ley 143 de 1994, Artículo 3°, dispone que al Estado le corresponde promover la libre competencia en las actividades del sector; el Artículo 7° de la misma Ley establece que, en las actividades del sector, podrán participar diferentes agentes económicos en un contexto de libre competencia; así mismo, acorde con el Artículo 23, se establece entre las funciones de la CREG, promover y preservar la competencia y crear las condiciones que la hagan posible.

La promoción de la competencia constituye entonces, mas que una elección de la CREG, el cumplimiento de un mandato legal. De otro lado, la teoría regulatoria y económica favorece la promoción de la competencia en aquellos segmentos de los servicios públicos que no poseen características de monopolio natural. Desde el punto de vista de la prestación del servicio, la comercialización de electricidad es una actividad susceptible de competencia; por tanto, la formación del precio de comercialización en condiciones de competencia, debe conducir a resultados eficientes en la asignación y utilización de recursos. Acorde con esto la metodología de precio máximo, permite el desarrollo de la competencia en el mercado regulado

La competencia en el negocio de comercialización es fundamental para asegurar a los usuarios el ejercicio de su derecho legal a escoger libremente el prestador del servicio⁷ y para que se beneficien de los resultados de la competencia. La competencia en el mercado de usuarios finales permite que las ganancias en eficiencia alcanzadas por la competencia en el mercado mayorista puedan ser compartidas entre las empresas y los usuarios, provee fuertes incentivos para la prestación del servicio a mínimo costo y para que las empresas ofrezcan la oportunidad, calidad y variedad en los servicios que los consumidores demandan.

Como se explicó anteriormente, en Colombia, la competencia entre empresas comercializadoras de electricidad por la atención de los usuarios no regulados se realiza en libertad de condiciones y ha permitido la reducción de los precios ofrecidos a estos usuarios. Para los usuarios regulados, considerando los factores que dificultan o impiden la elección del proveedor del servicio, la

⁷ Ley 142 de 1994, Artículo 9.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

competencia por este mercado presenta características particulares, tal como se describe a continuación.

Anteriormente se explicó cómo, para los usuarios regulados, es necesaria la determinación de un precio máximo y de un proveedor del servicio de última instancia, que corresponde al comercializador incumbente. El costo eficiente del servicio prestado por dicho comercializador incumbente constituye la referencia contra la cual compiten los comercializadores que aspiran a entrar en ese mercado. Los comercializadores entrantes pueden disputar el mercado del incumbente si están en capacidad de ofrecer un mejor precio o servicio. Si no existiera un precio máximo podrían presentarse prácticas colusivas tendientes a establecer un precio mayor.

En consecuencia, la forma que adopta la competencia por los usuarios regulados y la existencia de un comercializador incumbente como proveedor de último instancia, conduce a que los cargos máximos regulados de comercialización deban fijarse con referencia a los costos eficientes de prestación del servicio de los comercializadores incumbentes. Por consiguiente, los mercados de comercialización relevantes son aquellos atendidos por el comercializador incumbente, asociados al sistema de distribución local.

Debido a que claramente es una actividad en competencia, se debe regular un cargo máximo debido a:

- Usuarios que no ejercen el derecho de seleccionar el prestador.
- Mercados no disputables o disputados.
- Límite establecido entre usuarios no regulados y regulados.

D. Tipo de Regulación

La fórmula tarifaria, que se aplica en Colombia para la determinación del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica, incluye el cargo regulado de comercialización; el cual corresponde a un precio máximo con un factor de ajuste del tipo IPC-X. Dicho precio máximo responde a una regulación tipo *price-cap*, que se establece al inicio del período tarifario para toda la vigencia del mismo; ésta prevé actualizaciones periódicas debido al aumento en el índice de precios y a las ganancias esperadas de productividad reflejadas en el factor X.

La regulación tipo precio máximo es un caso especial de la regulación por incentivos. Este tipo de regulación permite que, durante la vigencia de los cargos regulados, las empresas se beneficien de la disminución en sus costos por el aumento en la eficiencia de sus operaciones por encima de los niveles exigidos (diferentes a los aumentos generales de productividad previstos en el factor X), y que dichas ganancias en eficiencia se compartan con los usuarios. De esta manera se crean incentivos para que las empresas disminuyan sus costos durante el período tarifario.

al

5

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

La regulación por incentivos tipo precio máximo es utilizada en la práctica regulatoria moderna ya que permite corregir el problema de información asimétrica que se establece en la relación del Regulador con las empresas reguladas. En términos generales, las empresas se encuentran mejor informadas que el Regulador respecto al costo, características de producción y las condiciones de demanda de sus servicios, así como de los resultados de sus operaciones. No obstante, el Regulador debe fijar una metodología que permita calcular los cargos regulados con base en información suministrada por las empresas, las cuales mirando sus propios intereses pueden tender a no revelar dicha información en forma oportuna y transparente.

La regulación por incentivos conduce a que una vez fijados los cargos, las empresas actúen de manera diligente para mejorar la eficiencia de sus operaciones, de manera que puedan maximizar sus ganancias durante la vigencia de los mismos. Al final del período de vigencia, las empresas revelan una mejor información acerca de sus costos y condiciones de servicio, lo cual permite al momento de fijar nuevos cargos que dichos beneficios sean trasladados a los usuarios.

Dadas las ventajas de la regulación tipo precio máximo frente a otras opciones, como la regulación por tasa de retorno, no se prevén cambios en el tipo de regulación para la determinación de los cargos regulados de comercialización; aunque se pueden considerar factores adicionales que den flexibilidad a dichos cargos.

III. BASES DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DEL NUEVO CARGO REGULADO DE COMERCIALIZACIÓN.

Para la determinación de los nuevos cargos regulados de comercialización, además de los criterios establecidos en el Artículo 87 de la Ley 142 de 1994, se han propuesto los siguientes objetivos:

- Determinar una remuneración independiente para esta actividad, que garantice la suficiencia financiera de las empresas que la desarrollan.
- Mantener criterios de eficiencia en costos e incentivos para mejoras en la productividad, en la metodología utilizada para determinar los precios máximos de esta actividad.
- Facilitar la escogencia del prestador del servicio por parte del usuario.
- Promover el ingreso de nuevos agentes a los mercados de comercialización, de tal forma que se dinamice la competencia en beneficio del usuario.
- Evitar distorsiones en la competencia causadas por las señales de precios.
- Disminuir las diferencias de cargos entre mercados de comercialización, no atribuibles a diferencias en la estructura de costos o en la demanda.

Con base en los criterios de Ley, en los objetivos planteados y en el análisis precedente, en esta sección se presentan las bases de la metodología propuesta para la determinación de los nuevos cargos regulados de comercialización para el próximo período tarifario. En la figura 15 se muestra el esquema de la metodología propuesta y a continuación se describe cada uno de sus componentes.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

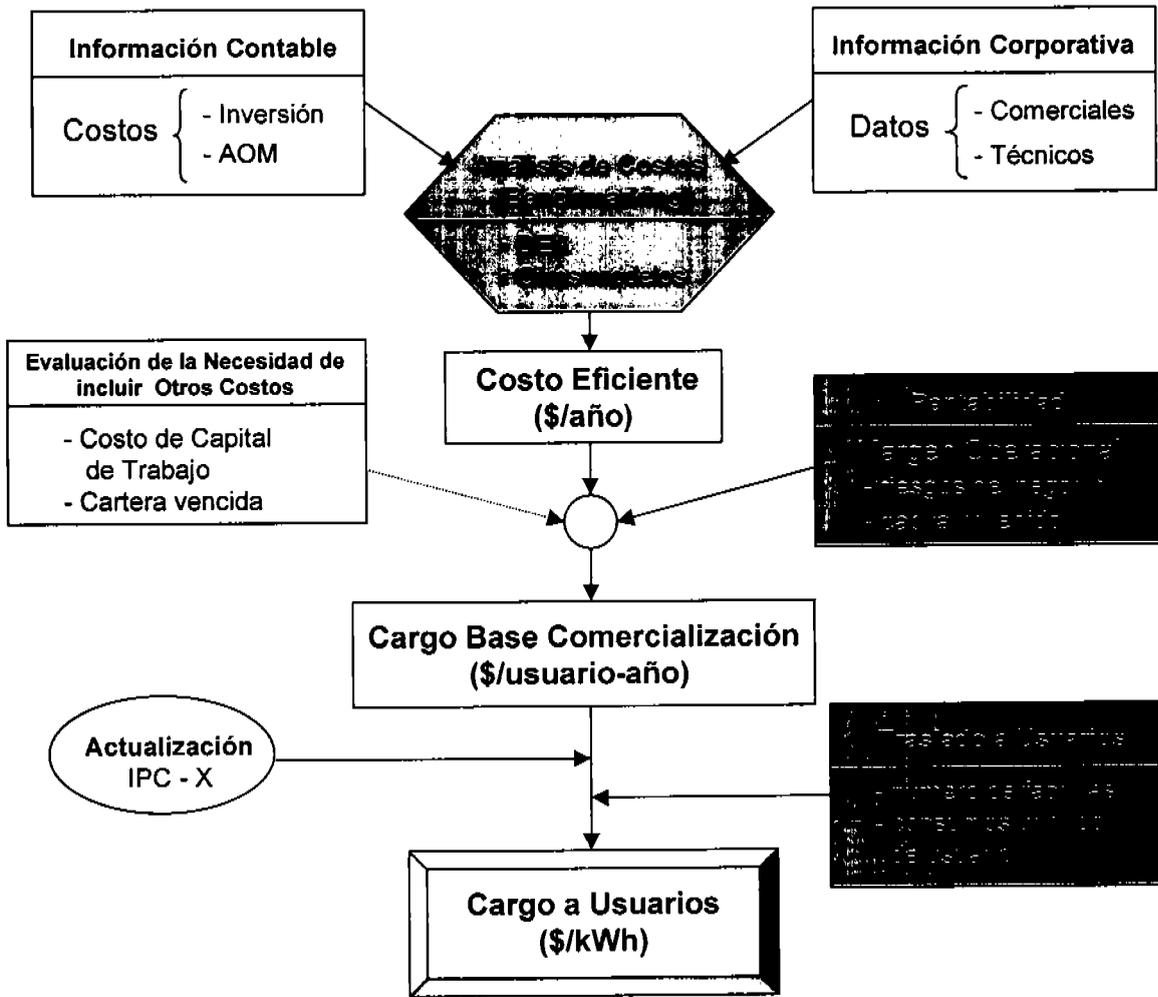


Figura 15 - Metodología para la determinación del cargo regulado de comercialización

Como se explicó anteriormente, para la determinación de cargos máximos regulados de comercialización, se tomará como referencia los costos eficientes de las empresas comercializadoras incumbente en sus mercados locales y se definirán cargos base de comercialización para cada mercado de comercialización. Las demás empresas comercializadoras podrán aplicar como máximo el cargo base del mercado de comercialización donde atiendan clientes.

A. Información Contable de las Empresas

La información de costos se obtendrá de la información contable reportada por las empresas comercializadoras a la CREG, que legalmente constituyen medio probatorio. Dicha información debe reflejar los costos en los que están incurriendo las empresas por la prestación del servicio. De acuerdo con el tipo de regulación adoptado, la información relevante para efectos del cálculo de cargos máximos de comercialización es aquella del último período de ejercicio. Con el fin de verificar la consistencia de la información reportada se analizarán los costos de los años 2000 y 2001.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

La información disponible en la Comisión proviene del reporte de costos de las empresas, en cumplimiento de la Circular CREG-039 de 2001. De las cuentas del Plan Único de Cuentas (PUC) reportadas se obtendrá información tanto de los activos en uso como de los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) de las empresas comercializadoras.

Para los costos de AOM se considerarán los costos y gastos asociados con el funcionamiento de las empresas, los cuales para la actividad de comercialización se clasifican en el PUC en las cuentas correspondientes a Gastos Administrativos y los Costos de Mercadeo, Atención a Clientes y Facturación y Recaudo, acorde con las definiciones de la primera sección de este documento ("*Estructura del Negocio*"). Los costos se agregan por empresa, sin considerar depreciación ni amortizaciones.

Con respecto a los activos se toma el valor en libros de los mismos, ajustados por inflación y sin considerar la depreciación acumulada. Los activos se clasifican de acuerdo con su vida útil y para cada tipo de activo se considera una tasa anual de depreciación económica en línea recta durante su vida útil. Finalmente se agregan los costos y se obtiene el costo anual de inversión a recuperar vía cargos.

Siguiendo prácticas contables corrientes se propone tomar las siguientes vidas útiles para efectos del cálculo del costo anual de inversión:

- Edificaciones y construcciones 50 años
- Maquinaria y equipo 15 años
- Muebles y equipos de oficina 10 años
- Equipo de transporte 10 años
- Equipo de comunicación y computo Hardware y Software) 5 años

B. Información Corporativa de las Empresas

Se obtendrá información técnica y comercial de las empresas comercializadora, necesaria para el análisis e interpretación de los datos de costos. Se utilizará el reporte correspondiente al año 2001.

Dentro de la información comercial se tendrá en consideración, el número y tipo de usuarios atendidos, el número de facturas expedidas, las ventas facturadas e información relacionada con la calidad del servicio prestado, como el número de reclamos y la infraestructura disponible para la atención de clientes. También se contará con información técnica de las empresas, como el consumo de energía por tipo de usuario, el área de servicio y la longitud de las redes de distribución, del sistema asociado.

La fuente de los datos corresponde a la información reportada periódicamente por las empresas a la CREG e información del sistema SIVICO de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Los datos serán revisados y analizados críticamente por la CREG.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

C. Análisis de Costos Eficientes - Benchmarking

Para la determinación de costos eficientes de comercialización, se utilizarán técnicas de *benchmarking*, las cuales permiten comparar analíticamente los resultados o actividades de una empresa con aquellos de empresas similares. Estas técnicas permiten evaluar el grado relativo de desempeño de las empresas y cuantificar el margen esperable de mejoras en su eficiencia.

Para el análisis y cálculo de los costos eficientes se utilizará el método de frontera DEA (*Data Envelopment Analysis*). Los métodos de frontera se basan en el concepto de que, dada una cierta muestra, las empresas deben ser capaces de operar en un nivel óptimo de eficiencia determinado por las empresas más eficientes de la muestra. Las empresas eficientes o 'pares' de comparación determinan la frontera eficiente.

La frontera de eficiencia constituye la referencia con respecto a la cual se mide el desempeño de las empresas; la distancia de cada empresa a la frontera provee una medida de su (in)eficiencia. DEA es un método no paramétrico que construye la frontera de eficiencia a partir de combinaciones lineales de las variables de las empresas más eficientes de la muestra; es en esencia un análisis de entradas/salidas generalizado de manera rigurosa.

Para el análisis de costos eficientes de comercialización se utilizará un modelo DEA radial orientado a entradas, con retornos variables de escala y tipo función de producción. Como entradas del modelo se tomarán los costos de inversión (depreciación) y funcionamiento (AOM) de las empresas y como salidas del mismo el número de usuarios y una variable indicativa de la calidad del servicio. Para explicar diferencias en los costos y asegurar la comparabilidad de la información, se utilizarán dentro del modelo otras variables como proxys de la dispersión del mercado y del tipo de usuarios atendidos.

Los estudios que se están realizando para el análisis de frontera eficiente se basan en una muestra de 30 empresas comercializadoras incumbentes que atienden usuarios regulados, considerando, entre otras, variables tales como el número de usuarios atendidos, las ventas de energía (en MWh), las ventas facturadas (en \$), el número de facturas expedidas al año, el valor de los activos, los gastos de AOM, el área atendida (km²), la longitud de la red de distribución asociada, los consumos de energía por tipos de usuarios, el número de reclamos de los usuarios y la infraestructura destinada a la atención de peticiones, quejas y recursos de los usuarios.

El método de frontera DEA es utilizado en la práctica regulatoria internacional como método de benchmarking para encontrar medidas de eficiencia relativa de empresas reguladas. DEA es un proceso directo basado en observaciones empíricas y puede emplearse con una muestra relativamente pequeña. A diferencia del DEA, los métodos paramétricos se enfocan en el desempeño promedio de las empresas y asumen relaciones funcionales determinadas entre entradas y salidas, requiriendo una mayor cantidad de información para su utilización.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

No se prevé la utilización de una empresa modelo como metodología alterna para el análisis de benchmarking de costos. Dicha metodología corresponde a un análisis de eficiencia absoluta, mucho más exigente para las empresas, y depende de un conjunto de suposiciones sobre el tamaño, estructura y operación de la empresa modelo.

La consistencia de los resultados de aplicar el modelo DEA, será verificada utilizando análisis estadísticos y comparando con costos de referencia de otros países. Adicionalmente, se está estudiando si la adopción de ciclos de lectura y facturación diferentes a las prácticas corrientes, puede conducir a costos más eficientes; sin embargo análisis preliminares indican que variaciones en los ciclos de lectura y entrega de facturas no tienen un impacto importante en la estructura de costos de las empresas de comercialización⁸.

D. Otros Costos Opcionales

Capital de Trabajo

Además de los costos eficientes de inversión y funcionamiento, se evaluará la necesidad de incluir el costo eficiente del capital de trabajo requerido para financiar la operación de las empresas de comercialización, de acuerdo a los términos comerciales aplicados.

Para dicha evaluación, se considerará la rotación promedio (en días) de las cuentas por cobrar y de las cuentas por pagar, de acuerdo con las prácticas comerciales de las empresas. Si fuera el caso, sobre el capital de trabajo estimado se determinará el costo financiero de fondeo del mismo utilizando una tasa de crédito comercial. El costo eficiente de financiación del capital de trabajo será trasladado de forma directa al cargo base de comercialización de las empresas de referencia.

Cartera Vencida

La recuperación de la cartera vencida constituye un riesgo que enfrentan las empresas de comercialización en el desarrollo de su actividad, por lo tanto, como riesgo del negocio, se evaluará la necesidad y capacidad de gestión del comercializador para efectos de remuneración de la Comercialización.

La alternativa de incluir una fracción de la cartera vencida como costo explícito del negocio disminuye los incentivos para la recuperación de la misma.

Pérdidas

El tratamiento regulatorio de las pérdidas de energía no hace parte del alcance de este documento. Dicho tratamiento se considera por separado al ser parte

⁸ Basado en análisis sustentados en las cifras contenidas en los estados financieros de 2001. Ver Anexo

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

de la fórmula tarifaria de costo unitario de prestación del servicio y se realizará de acuerdo con los estudios que sobre este tema adelanta la CREG.

Es importante resaltar que en las pérdidas reconocidas regulatoriamente en el CU, se incluye pérdidas no técnicas y que por tanto reconoce unos costos asociados con energía entregada y no facturada que reconocen un nivel de gestión de pérdidas.

E. Margen de Comercialización

La remuneración de una actividad debe considerar la recuperación de los costos de funcionamiento y el retorno sobre el capital invertido en el negocio de acuerdo con los riesgos del mismo.

Dado que la comercialización de electricidad es una actividad poco intensiva en activos fijos y considerando su característica de negocio de intermediación económica, para efectos de la remuneración de la comercialización como actividad independiente, se establecerá como criterio la fijación de un margen operacional sobre los costos eficientes reconocidos a cada empresa. Dicho margen debe cubrir el retorno de la inversión y los riesgos del negocio.

Este margen se establecerá por comparación con los márgenes operacionales de empresas que se dedican a la comercialización de bienes o servicios en el país y que poseen características asimilables a la comercialización de electricidad. Para este propósito se considerarán actividades de comercialización minorista de productos y servicios, y se tomarán los márgenes de comercialización obtenidos en el período 1999-2001⁹.

A partir de los márgenes competitivos estimados de acuerdo con lo anteriormente expuesto, se podrán realizar ajustes que hagan posible su aplicación en la remuneración de la comercialización de electricidad, considerando las diferencias de riesgos y otros factores inherentes a la actividad.

F. Cargo Base de Comercialización

Sobre los costos eficientes de las empresas de referencia en sus mercados de comercialización, se aplica el margen de remuneración determinado y, de ser el caso, se suma el costo eficiente por financiación del capital de trabajo. De esta manera se obtiene el ingreso anual eficiente de las empresas incumbentes en cada mercado de comercialización.

El cargo base máximo por mercado de comercialización se calculará como el ingreso anual eficiente de las empresas incumbentes dividido por su número de usuarios (promedio anual), obteniendo un cargo base anual de comercialización expresado en pesos por usuario (\$/usuario-año). Todas las empresas que atiendan clientes regulados en dicho mercado podrán aplicar como máximo este cargo base de comercialización, considerando los demás criterios tarifarios.

⁹ Fuente: Superintendencia de Sociedades.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definirá el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

G. Traslado a los Usuarios

De acuerdo con el ciclo de facturación de cada empresa y con el número de facturas expedidas al año por usuario, cada empresa deberá convertir el cargo base máximo (anual) del mercado de comercialización donde atiende usuarios regulados en un cargo máximo equivalente de comercialización expresado en pesos por factura expedida (\$/factura). Para este propósito se dividirá el cargo base de comercialización entre el número de facturas que la empresa va a expedir al año por usuario (facturas/usuario-año).

Este cargo equivalente de comercialización, en pesos por factura (\$/factura), define un valor fijo por cada factura expedida y por tanto un ingreso máximo por empresa, según el número total de facturas que expida anualmente. Para su aplicación en la fórmula tarifaria de costo único de prestación del servicio, las empresas deberán convertir el cargo equivalente de comercialización a un cargo unitario. Para el efecto se considerarán los siguientes elementos:

- A. Un cargo variable al usuario final en pesos por kWh mensual (\$/kWh/mes), cuya proporción será determinada posteriormente, utilizando como consumo medio facturado, el correspondiente a un valor mensual calculado con el promedio móvil de los últimos tres meses.
- B. El desarrollo de reglas de limitación de participación accionaria entre comercializadores.
- C. La prevención de prácticas de competencia desleal y promoción de la competencia.
- D. La recuperación de costos eficientes por parte de las empresas comercializadoras.
- E. El mantenimiento de los beneficios de los usuarios.
- F. Una estructura tarifaria a definir de acuerdo a las diferencias en la estructura de costos entre comercializadores y entre mercados.

H. Actualización del Cargo Base de Comercialización

De manera consistente con el tipo de regulación empleado - precio máximo con factor de ajuste - el cargo base de comercialización se calculará en pesos del inicio del período de vigencia y se ajustará mensualmente por un factor IPC-X, donde IPC corresponde al aumento en el índice de precios y el factor X, al porcentaje de aumento esperado en productividad. El factor de productividad X aplicable en la actualización de los cargos de comercialización, será definido por la CREG de acuerdo con el estudio realizado sobre este tema.


LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo