



Ministerio de Minas y Energía

RESOLUCION NUMERO **104** DE 19
(**18 DIC. 2000**)

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

en uso de sus facultades legales, en especial de las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo de 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 periodo siguiente;

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 el Artículo 87 de la Ley 142 de 1994, estableció que el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia;

Que la Resolución CREG-039 de octubre 23 de 1995, incorporada y sustituida por la Resolución CREG-057 de 1996, en aplicación del Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, dispuso que la actual fórmula tarifaria general tiene vigencia de cinco años a partir del 2 de noviembre del año 1995;

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;

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

Que en cumplimiento de lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 139 del 11 de diciembre de 2000, aprobó someter a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales conceptuales, contenidos en esta Resolución, que permitan establecer la fórmula tarifaria y la metodología para determinar los cargos de distribución por redes de tubería y la comercialización de gas natural;

RESUELVE:

Artículo 1o. Someter a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para la determinación de la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural, contenidos en el Anexo General de la presente Resolución, en cumplimiento del Artículo 127 de la Ley 142 de 1994.

Artículo 2o. Los agentes, usuarios y terceros interesados tendrán plazo hasta el treinta y uno (31) de enero de 2001, para enviar a la Comisión comentarios y sugerencias a los principios generales conceptuales mencionados en el Artículo Primero de la presente Resolución.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C.



CARLOS CABALLERO ARGÁEZ
Ministro de Minas y Energía
Presidente



CARMENZA CHAHÍN ÁLVAREZ
Director Ejecutivo

PMZ

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

ANEXO GENERAL

BASES GENERALES PARA LA REGULACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL DOCUMENTO PARA DISCUSIÓN

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	5
1. REGULACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL	5
1.1 Mercado relevante de distribución-comercialización	7
1.2 Metodologías para la remuneración del cargo de distribución	8
1.3 Procedimiento de cálculo de costos medios	10
1.4 Incorporación de compromisos de cobertura en el cargo de distribución	13
1.5 Incorporación de los criterios de calidad del servicio en el cargo de distribución	13
1.6 Cargos de distribución en bloques decrecientes	14
1.7 Composición fijo/variable de los Cargos de Distribución	14
1.8 Revisión de factores de contribución para usuarios no residenciales	14
1.9 Las tasas de rentabilidad para el inversionista	14
1.10 Tratamiento de los costos de conexión en el cargo de distribución	15
1.11 La eficiencia energética	15
1.12 El tratamiento de los impuestos	16
1.13 Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento	16
1.14 Incidencia de la propiedad de los activos en el cálculo de cargos de distribución	16
2. REGULACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL	16

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

2.1	Metodología para el cálculo del cargo de comercialización	17
3.	LA FÓRMULA TARIFARIA APLICABLE AL USUARIO FINAL	1a
3.1	Costo de compras de gas	19
3.2	Costo de Transporte de gas natural	20
3.3	La eliminación del factor Kst	20
3.4	Desregulación del mercado de comercialización	21
4.	ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO	22
	ANEXO 1 - PROPUESTA REGULATORIA PARA LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL	23
	ANEXO 2 - REFERENCIAS	28

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

**BASES GENERALES PARA LA REGULACION DE LAS
ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE
GAS NATURAL
DOCUMENTO PARA DISCUSIÓN**

INTRODUCCIÓN

Este documento, en cumplimiento del Artículo 127 de la Ley 142 de 1994, presenta a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, las bases generales para el análisis y discusión del nuevo régimen regulatorio para las actividades de distribución y comercialización de gas natural en áreas donde la prestación del servicio no tiene exclusividad.

Al vencimiento del primer período de la fórmula tarifaria actual y de sus correspondientes cargos de distribución y de comercialización, la experiencia de cinco años ha evidenciado la necesidad de efectuar modificaciones importantes tanto a la fórmula vigente como al esquema adoptado para la determinación de los cargos de distribución y de comercialización.

Las reformas que se plantean, se basan en el sostenimiento del marco regulatorio aprobado por la CREG para las actividades de suministro y transporte de gas, y en la permanencia del esquema institucional hasta ahora vigente para la regulación del servicio público domiciliario de gas natural.

Para la elaboración de este documento propósito, el grupo técnico de la Comisión contrató un estudio con la firma Económica Consultores, contó con la asesoría del Canadian Energy Research Institute -CERI-, y además presentó y solicitó comentarios a la industria de gas.

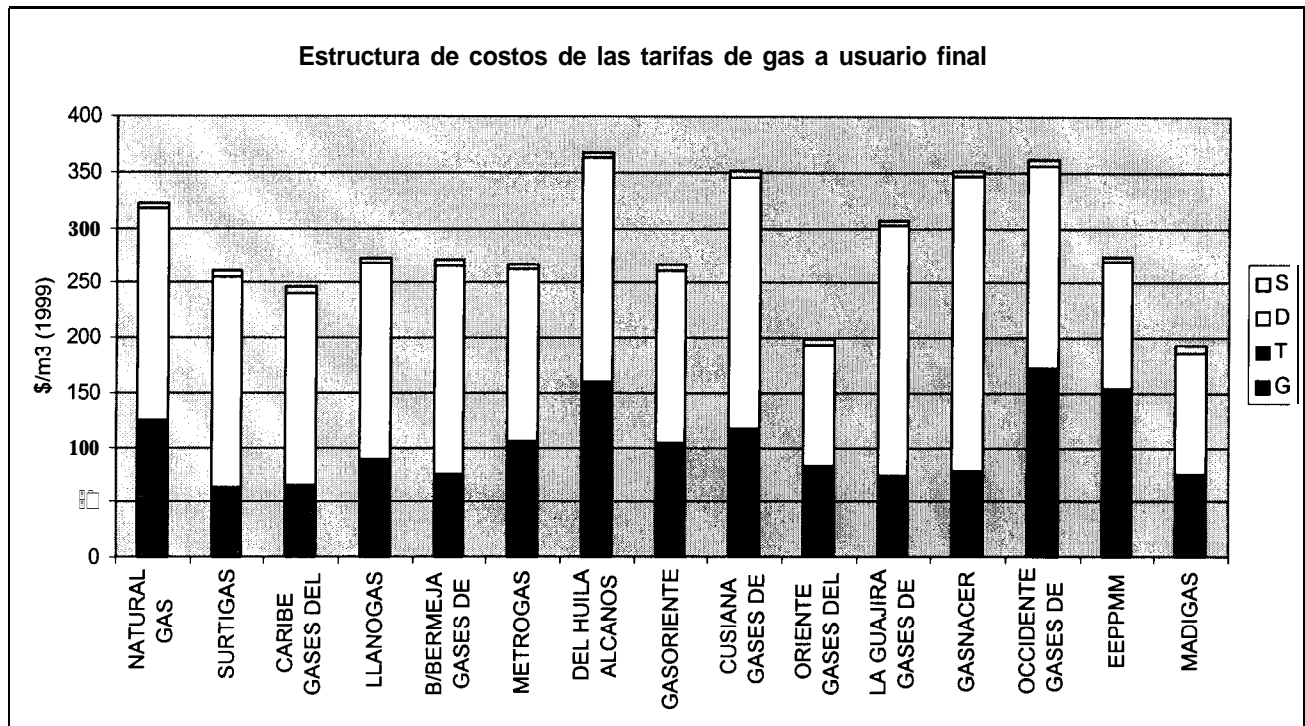
Bajo este contexto, los primeros capítulos de este documento incluyen las bases conceptuales para la determinación de los nuevos cargos de distribución y de comercialización de gas y el tercer capítulo presenta las bases para el diseño de la nueva fórmula tarifaria.

1. REGULACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

La actividad de distribución es la componente de la cadena de la industria de gas, que consiste en el transporte de dicho bien a través de redes de gasoductos que conectan las puertas de ciudad con las acometidas de los inmuebles. Actualmente, por las redes de distribución se transporta aproximadamente el 30% del gas consumido en el país, y se atienden cerca de 2 millones de usuarios que representan una cobertura de alrededor de un 25% a nivel nacional.

Los costos de distribución de gas representan, en promedio, cerca de un 60% de la tarifa de suministro de gas a usuario final, como puede observarse en la Figura 1.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio **para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.**



FUENTE: CREG con base en la información reportada por las empresas en 1999.

FIGURA 1

Transcurridos casi cinco años de aplicación de los cargos de distribución, en quince empresas Distribuidoras que atienden áreas de servicio no exclusivo, los principales inconvenientes observados con el régimen tarifario vigente se relacionan con los siguientes aspectos:

- 3 La adopción de un cargo de distribución único **difícilmente** permite una eficiente asignación de costos entre las diferentes clases de usuarios y niveles de consumo en una red de distribución. Dicho esquema puede generar subsidios cruzados, no explícitos, entre usuarios industriales de gran consumo y usuarios residenciales, dificultando la penetración del energético.
- ❖ No existe una incorporación explícita de la calidad y el grado de cobertura en el cálculo del cargo de distribución.
- ❖ No hay una clara separación entre las actividades de comercialización y de distribución de gas.
- ❖ Se carece de una clara directriz sobre la unidad regulatoria adoptada, es decir, si el cargo de distribución aplica a un mercado o a una empresa.
- ❖ El horizonte de proyección utilizado para el cálculo del Costo Medio es muy largo para un mercado en desarrollo.
- ❖ Los diferentes grados de madurez de los mercados hacen poco conveniente la adopción de esquemas de tipo general.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

1.1 Mercado relevante de distribución-comercialización

La definición de los cargos de distribución, así como de los niveles de cobertura y penetración correspondientes imponen la necesidad de establecer el mercado relevante para propósitos tarifarios. Exceptuando las empresas que atienden áreas de servicio exclusivo, en los demás casos dicho mercado no ha sido definido expresamente a nivel regulatorio. La práctica actual de fijar cargos de distribución por empresas, se ha convertido, en algunas oportunidades, en una equivocada pretensión de exclusividad sobre ciertas zonas geográficas del país y ha impedido un seguimiento más cercano a las metas de cobertura inherentes a las tarifas aprobadas.

Con base en lo anterior y en las consideraciones de eficiencia económica, se propone que la definición del mercado del Distribuidor corresponda con el costo de prestación del servicio en ese mercado. De esta forma, teniendo en cuenta que el costo de la actividad de distribución está estrechamente relacionado con la densidad demográfica, la estructura urbanística, la composición del mercado y otras características propias de una zona geográfica, la unidad mínima de análisis, y correspondiente con la tarifa a determinar, es el municipio.

Por otra parte, considerando que los instrumentos regulatorios deben definirse de acuerdo con el grado de madurez del mercado, medido en términos de cobertura, como elemento fundamental para definir la metodología de fijación de cargos de distribución, los mercados se clasificarán en tres categorías según la cantidad de usuarios conectados a la red de gas con relación a los usuarios del servicio público de energía eléctrica:

- Municipios o áreas geográficas nuevas: 0% de cobertura de gas natural¹
- Municipios o áreas geográficas en desarrollo: cobertura mayor al 0% y menor 0 igual al 50%
- Municipios o áreas geográficas maduras: cobertura mayor al 50%

No obstante, la definición de cargos de distribución para cada uno de los municipios implica un costo administrativo alto, tanto para el regulador como para las empresas prestadoras del servicio. Para aliviar esta situación, se contempla la posibilidad de analizar la conveniencia de fijar un mismo cargo, para aquellos municipios que tengan las mismas características, y que por tanto impliquen un costo similar de prestación del servicio.

En resumen, se propone que cada tarifa esté asociada a un área geográfica (municipio o conjunto de municipios) independientemente de la empresa o las empresas que presten el servicio en ese territorio, y que sea la Comisión la encargada de definir en cada caso particular el mercado relevante para el cual se definirán los cargos de distribución, teniendo en cuenta criterios como:

¹ Para la interpretación de este documento nos referimos a cobertura como el número de usuarios conectados a la red de distribución de gas sobre el número de usuarios del servicio eléctrico de un mercado relevante; el término penetración lo asociamos a la cantidad de energía demandada por dicho mercado.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio **para establecer** la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

economías de escala, eficiencia económica, homogeneidad demográfica y urbanística, presencia de sustitutos y nivel de cobertura actual.

1.2 Metodologías para la remuneración de la actividad de distribución

El esquema de remuneración vigente para la actividad de distribución, para todo tipo de usuarios y niveles de consumo, se basa en el Cargo Promedio Máximo de Distribución -Dt-, cuyo período de vigencia regulatoria es de cinco años. Dicho cargo se determina utilizando la metodología de costo medio de largo plazo aplicada en un horizonte de proyección de 20 años². Para la determinación de la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución, se cuenta, entre otras, con las siguientes alternativas metodológicas:

• Costo medio histórico

Se basa en la inversión existente y en las demandas atendidas con dicha infraestructura. Se considera apropiada para sistemas maduros porque se minimiza la incertidumbre en la proyección de la expansión y de las demandas. Supone que el costo medio así establecido es suficiente para cubrir los costos marginales de la expansión. Es utilizado actualmente en el país para la remuneración de la actividad de distribución eléctrica. No obstante, se considera inapropiado para la regulación de sistemas de distribución en desarrollo porque el costo medio histórico puede diferir notoriamente del costo medio futuro en sistemas en expansión.

• Costo medio de largo plazo,

Al utilizar horizontes de proyección de largo plazo (generalmente 20 años) tanto para la inversión como para la demanda, se involucra un innecesario grado de incertidumbre en el cálculo. Es el esquema utilizado actualmente para la remuneración de la actividad de distribución de gas.

• Costo medio de mediano plazo

Al determinarse con base en la inversión existente y la inversión proyectada a mediano plazo (5 años) considera la expansión del servicio y reduce apreciablemente la incertidumbre en la proyección. Se considera apropiado para sistemas de distribución en desarrollo.

• Ingreso medio regulado

Presenta dificultades para el control de la discriminación de precios y puede facilitar el subsidio cruzado entre usuarios residenciales y usuarios industriales.

² Artículos 108 a 124 de la Resolución CREG-057 de 1996

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

- **Ingreso máximo regulado (tasa de retorno)**

Implica aprobación centralizada de los proyectos de inversión. Se considera muy intrusivo y demasiado complejo para la actividad de distribución de gas. Se basa en el reconocimiento de una rentabilidad anual sobre el registro contable de los activos. Este sistema incentiva además el incremento injustificado de la base de activos y es difícil de implantar con las prácticas contables del país.

- **Netback**

Con el esquema regulatorio vigente la adopción generalizada de este esquema implicaría la extracción potencial de todo el excedente del consumidor por parte del Distribuidor, y al basarse en precios de sustitutos su aplicación puede estar distorsionada.

- **Benchmarking**

Existe dificultad en la consecución de una base de información suficiente para hacer comparaciones a nivel internacional.

- **Libertad de precios**

Aplicada en mercados desarrollados traslada el excedente del consumidor al Distribuidor. Sin embargo, puede resultar interesante en nuevos mercados, donde el usuario todavía no ha incurrido en costos de conversión y aún tiene la posibilidad de elegir entre energéticos sustitutos. Esta opción es atractiva siempre que el Distribuidor establezca ex-ante una senda tarifaria de largo plazo, con el objeto de suministrar la información necesaria al usuario para su toma de decisiones y protegerlo de cambios imprevistos en las tarifas aplicada+.

Con base en lo anterior, se considera que las metodologías más adecuadas para la remuneración de la actividad de distribución en nuestro país serían las siguientes:

- **Mercados Nuevos:** Libertad de precios con senda tarifaria definida por el Distribuidor para un período de 10 años, en los cuales el agente presenta la senda para el cargo de distribución y para el cargo de comercialización.
- **Mercados en Desarrollo:** Costos medios de mediano plazo
- **Mercados Desarrollados:** Costos medios históricos

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

1.3 Procedimiento de cálculo de costos medios

Básicamente existen dos procedimientos para el cálculo de costos medios: a) la metodología de costos del servicio "costs of service"; y b) la metodología de precios de eficiencia "efficiency pricing"

- **Procedimiento de costos del servicio "costs of service"**

La determinación de tarifas mediante la metodología de costos del servicio supone que el regulador efectúa un análisis pormenorizado de los proyectos y costos de expansión; los niveles de cobertura y las proyecciones de demanda propuestos por el Agente.

Con base en la propuesta formulada por el Agente, se califica la eficiencia y justificación de la inversión y se evalúan los niveles de cobertura propuestos, así como, las proyecciones de demanda correspondientes. Bajo este procedimiento los costos históricos reconocidos y efectivamente ejecutados no se disputan, el Agente es quien define la expansión del servicio y por lo tanto asume los riesgos comerciales derivados de ella. Este procedimiento es similar al utilizado actualmente por la CREG para la actividad de distribución de gas combustible.

- **Procedimiento de precios de eficiencia**

Mediante este procedimiento los costos medios se establecen a partir de los costos que demandaría la construcción de una red eficiente, diseñada por el regulador con base en reglas de ingeniería comúnmente aceptadas y en los datos históricos de la compañía para determinar el costo de la red existente. Así mismo, utiliza una serie de supuestos sobre la evolución del mercado para así determinar los costos medios de mediano plazo.

En la práctica, la utilización de esta metodología supone desarrollar un modelo computacional que, en términos generales, opera de la siguiente forma: con base en el número de manzanas así como en el número y composición de los usuarios en cada una de las áreas urbanas, establece la red y la estructura administrativa requerida. Esta información, unida a un conjunto de costos unitarios, permite estimar los flujos de costos de AOM e inversión en el horizonte de análisis. En forma paralela, los consumos medios, las tarifas autorizadas y los crecimientos esperados del mercado, generan el flujo de ingresos esperados. A partir de los flujos de ingresos y costos, el modelo estima la tasa de retorno para las tarifas actuales o, los niveles de tarifas de eficiencia que aseguran el retorno deseado.

Algunas de las características o supuestos del modelo descrito son las siguientes (Figura 2):

- ❖ Para el año base incluye los usuarios efectivamente conectados, la longitud y composición de la red existente con base en los informes de las empresas.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio **para establecer la fórmula tarifaria** y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

- 3 Asume que la red típica para la distribución en el sector residencial, conformada por anillos de polietileno en cada manzana, es **replicable** y se puede modelar con un margen de error aceptable.
- ❖ Dimensiona la organización de la empresa con base en parámetros econométricos.
- ❖ El usuario del modelo establece las metas de cobertura y el ritmo de penetración.

Sobre la adopción de la metodología de precios de eficiencia el CERI considera que dicho modelo impone a la CREG los siguientes retos? a) asegurar la confiabilidad de las reglas prácticas de ingeniería como aproximación a lo que sería el diseño de un sistema de distribución eficiente; b) manejar la incertidumbre inherente a la utilización de modelos de proyección a largo plazo para determinar el crecimiento del mercado, el desarrollo urbanístico y las potencialidades para la penetración de gas, entre otras; y c) manejar el alto volumen de información que tendrá que analizar la CREG y que tendrá que producir la industria. Además se señalan los siguientes inconvenientes:

- 3 Se abstrae del análisis las inversiones históricas de la empresa y opta por una representación genérica de un nivel de inversiones eficiente.
- || No ha sido implementada en otros países.
- 3 Los requerimientos de grandes volúmenes de información son similares tanto para el procedimiento de costos del servicio como para el de precios de eficiencia.

Con base en las ventajas y desventajas de los dos procedimientos (ver Tabla 1) se concluye lo siguiente:

- 3 Con el procedimiento de precios de eficiencia se puede inducir una mayor cobertura y penetración del energético; puede implicar una menor carga regulatoria; y la tarifa determinada puede permitir que se verifique la viabilidad financiera del negocio. No obstante, obliga al regulador a establecer una red y una empresa eficiente, lo involucra directamente en la estrategia comercial y de expansión de la empresa, y además impone un considerable trabajo de concertación con la industria sobre los supuestos que alimentan el modelo.
- ❖ El procedimiento de costos del servicio no asegura el incremento de la cobertura y de la penetración en los niveles deseados, e implica una mayor carga regulatoria para la revisión del monto de las inversiones y las proyecciones de demanda correspondientes. No obstante, tiene la ventaja de que es el Agente quien propone su estrategia comercial, hace uso de sus propios criterios de ingeniería para determinar la expansión del servicio, así como, de sus propias estrategias empresariales para determinar las características de su organización.

⁴ CERI (2000)

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

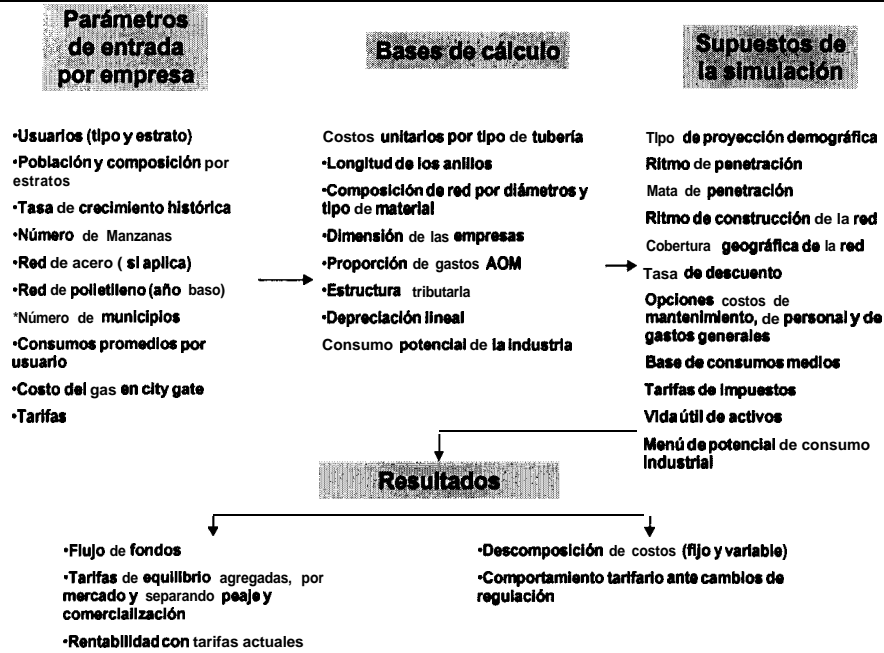


FIGURA 2

Con base en lo anterior y teniendo en cuenta el incipiente estado de desarrollo y utilización de los procedimientos de precios de eficiencia, pero siendo conscientes de las bondades del modelo, se propone mantener la metodología de costos del servicio, verificados por la CREG mediante procedimientos de precios de eficiencia. De esta forma, se considera que se recoge buena parte de las ventajas de los dos métodos propuestos.

Tabla 1. Evaluación comparativa entre las metodologías de costo de servicio y precios de eficiencia

Parámetro	Costo del servicio	Precios de eficiencia
• Cobertura del servicio	• La define el Agente • Podría implicar el “descreme” del mercado	• La define el Regulador • Podría implicar exclusividad
• Determinación de Inversiones de expansión	• La define el Agente, con base en sus propios criterios de ingeniería y expectativas de crecimiento urbano	• La define el Regulador, con base en una red eficiente determinada con criterios de ingeniería generalmente aceptados • Pueden presentarse sobrestimaciones o subestimaciones en la inversión.
• Tratamiento de la inversión existente	• No se disputa	• No se disputa
• Revisión de la inversión de expansión por parte de la CREG	• Detallada	• No se requiere
• Proyecciones de demanda	• Los propone el Agente con base en sus propias expectativas comerciales	• La define el regulador con base en las metas de cobertura y penetración acordadas con el Agente.
• Gastos de AOM	• La propone el Agente con base en las proyecciones de costos de su organización empresarial	• La define el Regulador con base en un modelo organizacional determinado económicamente
• Requerimientos de información	• Requiere un detallado análisis de cada caso particular	• Requiere alto nivel de concertación con la industria sobre los supuestos para alimentar el modelo
• Las tarifas son establecidas con criterios económicos	• Las tarifas son establecidas con criterios económicos	• Las tarifas son establecidas con criterios financieros

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

1.4 Incorporación de compromisos de cobertura en el carao de distribución

Tal como lo dispone la Ley 142 de 1994, los cargos de distribución que se establezcan tendrán un carácter integral e incluirán la definición de un grado de cobertura del servicio. Para propiciar el incremento en la cobertura se estudiarán esquemas de incentivos en los cuales el Distribuidor podrá beneficiarse de un estímulo financiero, vía tasas de rentabilidad. Se establecerá una correspondencia entre los incrementos de cobertura y los incrementos de tasa de rentabilidad. Se propone la aplicación de este estímulo anualmente, una vez se comprueben los incrementos alcanzados en cobertura. Del mismo modo, incrementos en cobertura por debajo de las metas propuestas por el Distribuidor y adoptadas por la CREG darán lugar a disminuciones proporcionales en la tasa de rentabilidad.

Para la definición de las metas anuales de cobertura, el Distribuidor deberá considerar aspectos tales como usuarios potenciales, estratificación, densidad poblacional y posibilidad física de la red de suplir el servicio.

Para ampliar la cobertura en nuevos mercados, el Distribuidor tendrá la alternativa de plantear tarifas diferenciadas intertemporalmente. Esta opción se basa en la posibilidad del Distribuidor de ofrecer tarifas inferiores en los primeros años de prestación del servicio, compensadas por tarifas mayores en años posteriores.

1.5 Incorporación de los criterios de calidad del servicio en el carao de distribución

Según lo establecido por la Ley 142 de 1994, , los cargos de distribución también deben llevar implícito un nivel de calidad que definirá la Comisión de Regulación.

Con base en lo anterior, las disposiciones relacionadas con calidad del servicio de distribución y comercialización de gas natural, contenidas principalmente en la Resolución CREG-067 de 1995, se discutirán con la industria en la revisión de esta Resolución, prevista para el primer semestre del año 2001.

La calidad del producto, que implica la regulación de los aspectos relacionados con la intercambiabilidad de gases, contenido energético, especificaciones sobre la composición del gas distribuido, odorización, variaciones en la presión de suministro, entre otros, será desarrollada en el transcurso del primer semestre de 2001.

La calidad del servicio técnico, medida en términos de número de fallas y duración de las mismas, a diferencia del servicio público domiciliario de energía eléctrica, se considera de menor importancia en la distribución de gas natural.

Con base en lo anterior, las empresas Distribuidoras tendrán el tiempo necesario para incorporar las nuevas disposiciones regulatorias al momento de presentar la solicitud de cargos de distribución para el nuevo período tarifario.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio **para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.**

1.6 Cargos de distribución en bloques decrecientes

El criterio de eficiencia económica definido por la Ley supone que los Cargos de Distribución deben reflejar los costos de prestación del servicio que imponen los diferentes usuarios a la red de distribución. Los resultados de los estudios contratados por la CREG, así como la experiencia internacional indican que los costos que imponen los usuarios de gran consumo, usualmente conectados a sistemas de media presión, son considerablemente inferiores a los costos de atender un usuario residencial.

Con base en lo anterior, se implementará una estructura tarifaria de bloques decrecientes por niveles de consumo, que reflejen los costos del servicio, las economías de escala y que acerquen la tarifa al costo de atención de los diferentes tipos de consumidores.

1.7 Composición fijo/variable de los cargos de distribución

Establecidos los cargos de distribución en bloques decrecientes, para la desagregación de dichos cargos entre componentes fijos y variables se adoptará la Opción **Mandatoria**⁵. Bajo esta aproximación metodológica, la empresa de servicios públicos definirá un menú de cargos para cada bloque de consumo. Cada menú tarifario supone la definición de un cargo fijo mensual por factura y un cargo variable por volumen de gas consumido. Los cargos fijos se incrementarán en la medida en que se aumenten los niveles de consumo y los cargos variables tendrán una tendencia contraria. A cada consumidor le será ofrecida una pareja de cargos acorde con su nivel de consumo.

Bajo la Opción **Mandatoria** el Distribuidor **Comercializador** ofrecerá obligatoriamente a los usuarios de menores consumos un cargo único de distribución establecido por el regulador con base en los costos medios correspondientes.

1.8 Revisión de factores de contribución para usuarios no residenciales

El esquema de cargos de distribución que se establezca, así como, las estrategias tarifarias que adopten los Distribuidores, buscarán mantener el equilibrio financiero del Fondo de Solidaridad y Redistribución. En tal sentido, y teniendo en cuenta la previsible reducción de los cargos de distribución a los usuarios no residenciales y su aumento en el sector residencial se hace necesario evaluar la vigencia de los actuales factores de contribución para los sectores de consumo no residencial.

1.9 Las tasas de rentabilidad para el inversionista

A fin de reconocer las variaciones entre el costo de capital del inversionista para el desarrollo de los activos existentes y el costo de capital necesario para la expansión de la red, para los mercados en desarrollo se adoptará una

⁵ La justificación de esta propuesta puede encontrarse en Económica Consultores (2000)

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

metodología que reconozca estas diferencias. Para los mercados desarrollados se propone establecer el costo de capital que requirió la construcción de las inversiones existentes.

1.10 Tratamiento de los costos de conexión en el caso de distribución

Los costos de conversión de los energéticos sustitutos a gas natural, entre ellos el cargo de conexión, constituyen una barrera importante para su penetración. En tal sentido, se han identificado los siguientes inconvenientes relacionados con el costo de conexión:

- Período de financiación corto y tasas elevadas; Alto para usuarios de viviendas multifamiliares;
- No existe, al menos a nivel contable, una clara separación entre los costos de distribución y los costos de conexión.

Para atenuar el impacto en los costos de conexión de nuevos usuarios residenciales, éstos se incluirán en los costos de red, haciéndolos recuperables mediante el cargo de distribución aplicado a todos los usuarios del sistema. Esta opción elimina una de las principales barreras para la entrada de nuevos usuarios y hace consistente el período de amortización del costo del activo (la conexión) con su vida útil.

El principal inconveniente de esta estrategia está relacionado con el doble pago, que vía cargos de distribución, puedan efectuar los usuarios existentes que ya cubrieron o están cubriendo sus costos de conexión. Para evitar esta situación, se desarrollará un esquema de **recompra** de conexiones residenciales por parte del Distribuidor, mediante el cual, el monto del costo de conexión que ya ha sido cancelado por el usuario le sea devuelto gradualmente en su factura y éste sea recuperado por el Distribuidor a través del cargo de distribución.

Adicionalmente, con el fin de asegurar una correcta asignación de costos para los diferentes tipos de usuarios, la Comisión revisará, en el transcurso del primer semestre de 2001, el cargo de conexión regulado vigente para el sector residencial.

1.11 La eficiencia energética

La eficiencia económica desde el punto de vista del usuario, también está relacionada con la elección del combustible más adecuado para cada uso, no solo por su costo sino por su eficiencia energética. Para facilitar la toma de decisiones por parte del usuario, se propone sustituir la unidad de facturación del consumo de gas natural, pasando de una facturación volumétrica a facturación en unidades de energía.

La nominación del servicio en términos de energía es indispensable también para establecer un control implícito al régimen de calidad del producto que se defina para el gas.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

1.12 El tratamiento de los impuestos

El esquema de prestación del servicio introducido por la Ley 142 de 1994, implica que las empresas asuman riesgos propios de la actividad, entre los cuales está el cambio en las condiciones tributarias existentes al fijar la tarifa.

En consecuencia, se reconocerán los impuestos vigentes al momento del cálculo de los cargos y por tanto, los cambios en las condiciones tributarias que puedan afectar a las empresas, negativa o positivamente, no darán lugar a la revisión de los componentes de la fórmula.

1.13 Gastos de Administración, Operación v Mantenimiento

Para establecer el costo eficiente de administración, operación y mantenimiento, se proponen dos metodologías básicas: modelos de ingeniería para determinar los costos eficientes para la operación y mantenimiento de la red de distribución y análisis envolvente de datos para la determinación de los costos eficientes de administración.

La elección de un modelo de ingeniería como herramienta para determinar los costos eficientes de operación y mantenimiento de redes de distribución de gas, obedece a la existencia de prácticas comunes y estandarizadas técnicamente para la realización de estas actividades. Por su parte, el uso de análisis envolvente de datos para la determinación de gastos eficientes de administración se basa en la estrecha correspondencia que existe entre variables comunes a todas las empresas (número de usuarios, cantidad de municipios atendidos, entre otras) y el costo de la administración, relación que refleja acertadamente la eficiencia administrativa de una firma.

1.14 Incidencia de la propiedad de los activos en el cálculo de cargos de distribución

Los cargos de distribución se calcularán independientemente de la propiedad de los activos correspondientes. Cuando un Distribuidor utilice redes de un tercero para prestar el servicio a otros usuarios, se considera que es un operador de esos activos y está en la obligación de remunerar al propietario. En todo caso, el operador de red será el responsable por la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura de distribución.

2. REGULACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

La actividad de comercialización incluye todas las labores relacionadas con los aspectos comerciales del servicio incluyendo, entre otros, lectura del medidor, facturación del servicio, recaudo, atención de reclamos y servicios al cliente.

El esquema actual de remuneración de la actividad de comercialización, incluido en el cargo de distribución, no especifica la metodología de cálculo, ni

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

los factores **tenidos** en cuenta para su **estimación**⁶. El margen **actual de comercialización**, establecido como un valor en pesos por metro cúbico es igual para todas las firmas; no involucra explícitamente consideraciones de eficiencia; y no refleja adecuadamente la estructura de costos de las empresas, ni las características específicas del mercado que ellas atienden.

El costo de la actividad de comercialización, por su alto componente fijo, responde a economías de escala y alcance (empresas que pueden facturar servicios de energía eléctrica y gas o que operan en pocos municipios densamente poblados). Esta situación hace que dicho costo difiera en cada mercado, y que una tarifa igual para todas las firmas pueda trasladar ineficiencias al usuario o al Comercializador.

Si no hay correspondencia entre el cargo reconocido al Comercializador y el costo real de prestación del servicio, se crea un inconveniente adicional relacionado con la entrada de nuevos Comercializadores. La actual valoración de esta actividad, sumada en algunos casos a un mercado de distribución en proceso de desarrollo, hace que la viabilidad del negocio de comercialización se deba, en cierta forma, a la ejecución paralela de la actividad de distribución por parte de la firma. Adicionalmente, si se tiene en cuenta que la distribución es un monopolio natural, mientras que la comercialización es un negocio en teoría competitivo, la existencia única de **Distribuidores-Comercializadores** hace que se extienda el poder monopólico a actividades donde éste no debería estar presente.

Así mismo, cuando el usuario puede apreciar claramente los costos de conectarse a una red de distribución y los costos del suministro de gas en puerta de ciudad, existe mayor potencialidad para administrar y optimizar estos costos en forma separada y mayores posibilidades para promover la competencia en el mercado de gas al **mayoreo**.

Todo lo anterior hace necesaria la definición de una metodología para estimar el costo eficiente de esta actividad, de manera que la tarifa responda de una mejor forma a los preceptos de la Ley 142 de 1994.

2.1 Metodología para el cálculo del cargo de comercialización

Para la determinación del costo de comercialización se propone utilizar la metodología de Frontera de Eficiencia, conocida internacionalmente como **DEA** (Data Envelopment Analysis), tal como se describe en el Anexo 2 de este documento. Dicha metodología ha sido utilizada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en la regulación del cargo de comercialización de electricidad.

⁶ El Artículo 107 de la Resolución CREG-057 de 1996, sólo establece que su valor, en pesos de 1997, es de \$3 por metro cúbico indexado anualmente con IPC.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

3. LA FORMULA TARIFARIA APLICABLE AL USUARIO FINAL

El Fórmula Tarifaria vigente para la actividad de distribución-comercialización de gas natural fue establecida por la Resolución CREG 057 de 1996, su vigencia es de cinco años⁷.

La tarifa promedio por unidad de gas natural suministrada a usuarios conectados es igual al cargo promedio máximo por unidad (Mst), calculado de acuerdo con la siguiente fórmula general.

$$Mst = Gt + Tt + Dt + St + Kst$$

donde:

- Gt = costo promedio máximo unitario en \$/m³ para compras de gas natural en troncal en el año t
- Tt = costo promedio máximo unitario en \$/m³ de transporte en troncal en el año t.
- Dt = cargo promedio máximo unitario en \$/m³ permitido al Distribuidor por uso de la red en el año t. Este cargo no incluye la conexión.
- St = cargo o margen máximo unitario en \$/m³ de comercialización en el año t
- Kst = factor de corrección en \$/m³ en el año t (que puede ser positivo o negativo)

Algunos elementos que han impedido un funcionamiento adecuado de esta fórmula tarifaria son los siguientes:

- :* El establecimiento de un solo precio en puerta de ciudad para los diferentes tipos de usuarios, impide desarrollar estrategias comerciales más agresivas para penetrar en el mercado industrial.
- ❖ Existe gran volatilidad en los componentes del costo de suministro de gas y del costo de transporte por estar nominados en Dólares Americanos.
- :* Existe una gran incertidumbre en la predicción con un año de anticipación de los costos de compra y transporte de gas.
- Z* El factor de ajuste utilizado, aplicado únicamente al sector residencial, crea dificultades para la penetración de gas en el sector industrial.

⁷ Según la Resolución CREG-057 de 1996, el período tarifario vigente se extiende desde noviembre 2 de 1995 hasta a noviembre 2 de 2000.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

- Z+ El reconocimiento del costo de compras de gas contemplaba una comparación del costo propio de cada agente con un costo de un mercado de gas inexistente.

Con el objeto de atender a estas dificultades, se expidió la Resolución CREG-007 de 2000 que estableció una opción **tarifaria**⁸, con base en la cual se propone una fórmula tarifaria similar, cuyas principales características son las siguientes:

El Cargo Máximo Unitario en \$/kWh aplicable a los Usuarios Regulados del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería (Msm) tendrá dos componentes, y se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula general:

Cargo variable máximo: $M_{sm} = G_m + T_m + D_m$

Cargo fijo máximo: C_m

donde:

G_m = Costo promedio máximo unitario en \$/kWh para compras de gas natural en el Sistema Nacional de Transporte aplicable en el mes m.

T_m = Costo promedio máximo unitario en \$/kWh para el transporte de gas en el Sistema Nacional de Transporte aplicable en el mes m.

D_m = Cargo máximo unitario en \$/kWh permitido al Distribuidor por uso de la red aplicable en el mes m. Este cargo no incluye la conexión.

C_m = Cargo máximo unitario de comercialización en \$/factura aplicable en el mes m.

3.1 Costo de compras de gas

Tal como se propuso en la Resolución CREG-007 de 2000, el costo máximo admisible en puerta de ciudad será el correspondiente a los Precios Máximos Regulados que se establecen en la Resolución CREG-023 de 2000.

El costo promedio **máximo** para compras de gas natural en el Sistema Nacional de Transporte (G_m) se calculará con base en la siguiente fórmula:

$$G_m = G_{e(m)} * TRM_{(m)}$$

⁸ Dos empresas distribuidoras-comercializadoras han optado por la alternativa regulatoria ofrecida mediante Resolución CREG-007 de 2000.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

G_m = Costo promedio máximo unitario en $\$/kWh$ para compras de gas natural en el Sistema Nacional de Transporte aplicable en el mes (m).

m = Mes para el cual se aplicará el costo promedio máximo unitario de gas.

$Ge(m)$ = Costo promedio unitario estimado y publicado por el Comercializador al inicio del mes (m) para todo el gas comprado en dicho mes, en USD/kWh, destinado al mercado de Usuarios Regulados, sin incluir costos de transporte, penalizaciones, compensaciones, intereses de mora u otros cargos no regulados.

$TRM(m)$ = Tasa de Cambio Representativa del Mercado, certificada por la Superintendencia Bancaria, correspondiente al último día del mes (m).

3.2 Costo de Transporte de gas natural

Tal como se propuso en la Resolución CREG-007 de 2000, el costo máximo admisible en puerta de ciudad será el correspondiente a los Precios Máximos Regulados que resulten de aplicar la Resolución CREG-001 de 2000.

El costo promedio máximo unitario de transporte se calculará con la siguiente fórmula:

$$T_m = Te(m) * TRM(m)$$

T_m = Costo promedio máximo unitario en $\$/kWh$ para el transporte de gas natural en el Sistema Nacional de Transporte aplicable en el mes (m).

m = Mes para el cual se aplicará el costo promedio **máximo** unitario de transporte de gas.

$Te(m)$ = Costo promedio unitario estimado y publicado por el **Distribuidor-Comercializador** al inicio del mes (m) para el transporte de gas en dicho mes, en USD/kWh, destinado a Usuarios Regulados, sin incluir penalizaciones, compensaciones, intereses de mora u otros cargos no regulados.

$TRM(m)$ = Tasa de Cambio Representativa del Mercado certificada por la Superintendencia Bancaria, correspondiente al último día del mes (m).

3.3 La eliminación del factor Kst

Por los inconvenientes señalados, la nueva fórmula regulatoria no incluye el factor de ajuste Kst. Su desmonte se efectuará en un período de seis meses, en forma similar a la establecida en la Resolución CREG-007 de 2000.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

3.4 Desregulación del mercado de comercialización

Desde el punto de vista de la libre elección de proveedor y del régimen de precios para la adquisición de gas en puertas de ciudad o en sistemas de transporte, los usuarios del servicio público de gas domiciliario se clasifican en Grandes Consumidores o Usuarios No Regulados y Pequeños Consumidores o Usuarios Regulados. La Tabla 2 muestra los consumos a partir de los cuales un consumidor puede adoptar la clasificación de Usuario No Regulado:

Tabla 2. Esquema de Desregulación Vigente

PERIODO HASTA	LIMITE DE CONSUMO	
	Pcd	m ³ /mes
31 de diciembre/01	500.000	424.800
31 de diciembre/04	300.000	254.860
En adelante	100.000	84.960

La Tabla 3 muestra la estructura de consumos de los usuarios atendidos directamente por el Distribuidor-Comercializador. Como puede verse sólo 16 usuarios, que representan aproximadamente el 17% del volumen vendido por los Distribuidores pueden optar libremente por el proveedor que les suministre gas en las puertas de ciudad. De otra parte, sólo hasta el 2005, cerca de setenta usuarios más podrían elegir esta alternativa.

Tabla 3. Estructura de Consumo de los Usuarios Atendidos por Distribuidores

RANGO DE CONSUMO (m ³ /mes)	CONCENTRACIÓN DE LA DEMANDA							
	INDUSTRIAL		COMERCIAL		RESIDENCIAL		TOTALES	
	# USUARIOS	CONSUMO TOTAL	# USUARIOS	CONSUMO TOTAL	# USUARIOS	CONSUMO TOTAL	# USUARIOS	CONSUMO TOTAL/mes
0 - 200	2,766	71,951	8,070	696,265	1,686,717	42,745,272	1,697,553	43,513,488
201 - 5.000	397	726,487	7,567	4,349,798	3,121	1,081,519	11,085	6,157,804
5.001 - 10.000	142	1,014,472	36	248,780	6	50,388	184	1,313,640
10.001 - 100.000	384	23,510,824	11	417,339	0	0	395	23,928,163
100.001 - 500.000	67	14,114,621	1	14,166	0	0	68	14,128,787
> 500.000	16	17,894,464	0	0	0	0	16	17,894,464
TOTALES	3,772	57,332,819	15,685	5,726,348	1,689,844	43,877,179	1,709,301	106,936,346

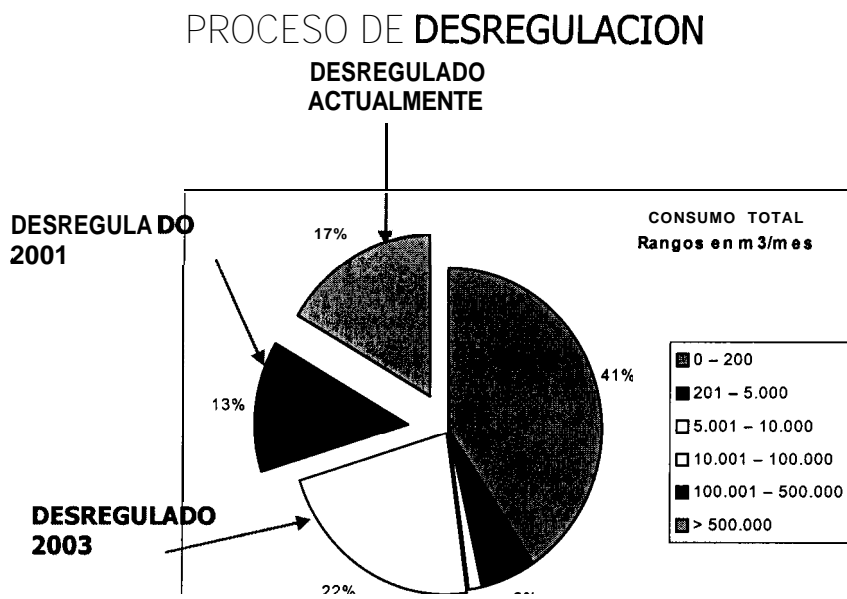
FUENTE: CREG con base en archivos de facturación de empresas de distribución de Septiembre de 1999.

Con base en lo anterior, se reducirán las condiciones para que un consumidor pueda considerarse como Usuario No Regulado, buscando los siguientes objetivos:

- Propiciar mejores condiciones de compra de gas en puertas de ciudad y en sistemas de transporte;
- Dinamizar el mercado secundario de gas;
- Incrementar el número de Comercializadores.

En consecuencia, se propone agilizar el proceso de desregulación de usuarios buscando que para el año 2002, los consumidores de más de 10.000 m³/mes (cerca del 50% de la demanda actual) puedan elegir un Comercializador diferente del Distribuidor-Comercializador que los atiende actualmente, como se muestra en la figura.


Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

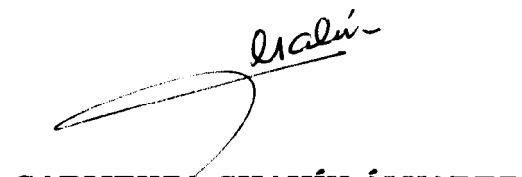


4. ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO

Con el objeto de dar respuesta a las solicitudes efectuadas por los concesionarios de las áreas de servicio exclusivo, se estudiará la viabilidad jurídica de permitir a éstos Distribuidores la aplicación de la opción tarifaria actualmente vigente, establecida mediante Resolución CREG 007 de 2000. La aplicación de esta opción estaría sujeta a la renuncia por parte de los concesionarios a la invocación de pérdida del equilibrio económico o de cualquier otro tipo de reclamación en los respectivos contratos por este concepto. Así mismo, estaría sujeta a la aprobación por parte de la entidad contratante.

Dado que la nueva metodología propuesta para las áreas de servicio no exclusivo difiere conceptualmente del esquema establecido para las concesiones, éstas últimas quedarían excluidas de las propuestas efectuadas en este documento.


CARLOS CABALLERO ARGÁEZ
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente


CARMENZA CHAHÍN ÁLVAREZ
 Director Ejecutivo

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

ANEXO 1 -PROPUESTA REGULATORIA PARA LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

La fórmula tarifaria actual, definida en la Resolución CREG-057 de 1996, remunera el costo de comercialización a través del cargo de distribución y reconoce un margen de comercialización en el componente St cuyo valor, en pesos de 1997, es de \$3 por metro cúbico indexado anualmente con IPC. La regulación actual no especifica claramente la metodología de cálculo y los factores **tenidos** en cuenta para su estimación. Los principales inconvenientes asociados a este esquema de remuneración son:

- Costos eficientes de la actividad de comercialización: la Ley 142 de 1994 establece que las tarifas deben reflejar el costo eficiente de prestación del servicio. El margen actual de comercialización, St, establecido como un valor en pesos por metro cúbico, e igual para todas las firmas, difícilmente permite que la condición de eficiencia se cumpla, por cuanto no refleja adecuadamente la estructura de costos de las empresas y las características específicas del mercado que ellas atienden.

El costo de la actividad de comercialización, por su alto componente fijo, responde a economías de alcance y de escala (empresas que pueden facturar servicios de energía eléctrica y gas o que operan en pocos municipios densamente poblados), esta situación hace que dicho costo difiera en cada mercado, y que una tarifa igual para todas las firmas pueda trasladar ineficiencias al usuario o al Comercializador.

- Diferencia entre el costo de distribución y el de comercialización: Si no hay correspondencia entre el cargo reconocido al Comercializador y el costo real de prestación del servicio, se crea un inconveniente adicional relacionado con la entrada de nuevos Comercializadores. La actual valoración de esta actividad, sumada en algunos casos a un mercado de distribución en proceso de desarrollo, hace que la viabilidad actual del negocio de comercialización se deba, en cierta forma, a la ejecución paralela de la actividad de distribución por parte de la firma. Adicionalmente, si se tiene en cuenta que la distribución es un monopolio natural, mientras que la comercialización es un negocio en teoría competitivo, la existencia única de Distribuidores – Comercializadores hace que se extienda el poder monopólico a actividades donde éste no debería estar presente.
- Unidades de medida: El costo de la actividad del Comercializador es indiferente a los metros cúbicos consumidos. Este cargo está asociado realmente a las tareas necesarias para atender comercialmente a un usuario y no al nivel de consumo, como se encuentra definido actualmente.

Todo lo anterior hace necesaria la definición de una metodología para determinar el costo eficiente de esta actividad, de manera que la tarifa responda de una mejor forma a los preceptos de la Ley 142 de 1994.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

Posibles metodologías de estimación

Los criterios definidos en la Ley 142 de 1994 para la determinación de tarifas, permiten remunerar solamente costos de eficiencia, por tanto, es necesario que la metodología empleada para estimar el costo de comercialización sea consistente con este concepto. Para ello, las herramientas comúnmente utilizadas son las que estiman fronteras de eficiencia, ya sea con base en modelos estocásticos o determinísticos. Estos modelos permiten realizar comparaciones en más de una dimensión aunque para ello requieren una gran cantidad de buenos datos⁹. La decisión de cuál tipo de modelo elegir debe basarse entonces en la disponibilidad de información y en la facilidad de interpretación de los resultados.

En seguida se exponen las ventajas y desventajas asociadas a cada tipo de estimación¹⁰:

	FRONTERA ESTOCÁSTICA	FRONTERA DETERMINÍSTICA
VENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> • Mejor estimación cuando se tienen datos incompletos o con problemas de medición. • Permite considerar factores de difícil cuantificación y control pero que influyen en el comportamiento de las variables. • La eficiencia de una firma en particular puede calcularse a partir de los residuos de la estimación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Fácil comprensión. • No requieren hacer ningún tipo de supuesto sobre el comportamiento de las variables o la forma funcional. • Evalúa la presencia de economías y deseconomías de escala. • Se centra en observaciones individuales y no en medidas de tendencia central de una muestra.
DESVENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> • Necesita supuestos sobre el comportamiento del error, a no ser que se cuente con datos de panel. • Requiere muchas observaciones (varias firmas). • Acudir a formas funcionales flexibles hace que se pierda eficiencia estadística en la estimación. 	<ul style="list-style-type: none"> • No diferencian errores de medición. Sensibles a la presencia de <i>outliers</i>. • Explicación más matemática que económica. • Requiere datos completos.

Dado que existen inconvenientes relacionados con la disponibilidad de datos, la posibilidad de estimar fronteras estocásticas, que tengan en cuenta los errores de medición y de especificación del modelo, se ve limitada. Se propone entonces, estimar una frontera de eficiencia determinística mediante análisis envolvente de datos.

Estimación de los costos eficientes de comercialización

A continuación se describe el proceso de selección y medición de variables y construcción del modelo propuesto para estimar el costo de comercialización de gas natural.

a) Selección de la muestra:

⁹ ESTACHE y otros (1999).

¹⁰ Ibid.
BAUER 119901

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

Para estimar el costo de comercialización, se considerarán las empresas Distribuidoras-Comercializadoras de gas natural y se estudiará la conveniencia de complementar esta muestra con Comercializadoras de energía eléctrica que operen en mercados densamente poblados.

La inclusión de empresas Comercializadoras de energía eléctrica obedece a la similitud que existe entre las actividades inherentes a la comercialización de estos dos servicios públicos y a la utilidad de contar con una muestra más amplia para la estimación del modelo.

b) Selección de variables:

Una función de costos acorde con la teoría económica debe involucrar dentro de sus parámetros, el nivel de producto y el precio de los insumos, y además, aquellas condiciones específicas de la firma o del mercado en que opera, que influyen de alguna manera en el costo del producto o de la prestación del servicio. Con base en lo anterior, se han elegido algunas variables relacionadas con la escala de operación de la empresa como instrumentos para medir el nivel de producto. Los factores exógenos a la firma se consideran mediante las variables de densidad demográfica. El nivel de precios de los insumos está implícito en el costo de prestación del servicio.

Los posibles parámetros para la estimación del modelo son:

ESCALA	DENSIDAD
1. Número de facturas	1. Facturas por kilómetro de red
2. Cantidad de municipios atendidos	2. Viviendas por manzana
3. Longitud de la red	3. Facturas por municipio
4. Número de manzanas anilladas	4. Habitantes por kilómetro cuadrado
5. Area total atendida	5. Usuarios por kilómetro cuadrado
6. Cobertura del servicio	
7. Planta de personal	

Sin embargo, se considera conveniente descartar algunas variables por las siguientes razones:

- Longitud de red, facturas por kilómetro de red y número de manzanas anilladas: si bien las variables relacionadas con las características físicas de la infraestructura de distribución aproximan la escala de operación del Distribuidor - **Comercializador** atendiendo un mercado maduro, esta relación puede objetarse con empresas en desarrollo donde la red se construye con base en un mercado potencial y no en el efectivamente atendido.

Adicionalmente, se espera que surjan Comercializadores puros cuyo nexos con la actividad de distribución sea puramente contractual; en estas condiciones las variables de infraestructura no tendrían una relación tan clara con el costo.

- Cobertura del servicio: al igual que las variables anteriores, la cuantificación de esta variable obedece a las proyecciones del Distribuidor sobre sus posibilidades de expansión.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

- Planta de personal: en principio esta variable es una buena medida del tamaño de la firma; pese a ello su utilización es arriesgada debido a la posible subcontratación de algunas tareas, que si bien se refleja en el costo total de prestación del servicio, no tiene una representación directa en el nivel de insumos.
- Cantidad de municipios atendidos: aunque podría pensarse que existe una relación directa entre el número de municipios atendidos y el costo de comercialización; la catalogación de municipios obedece a una connotación geopolítica, no económica. Resulta más conveniente emplear el área total atendida por el **Comercializador**, medida en kilómetros cuadrados, ignorando su correspondencia con el conjunto de municipios. El mismo análisis aplica a la variable Facturas por Municipio.
- Viviendas por manzana: el número de viviendas puede calcularse con base en la proyección de la población por municipio y un **índice** del tamaño promedio del hogar correspondiente. La proporción de manzanas es un estimativo basado en datos poblacionales. Utilizar la variable habitantes por kilómetro cuadrado obvia estimaciones adicionales.
- Habitantes por kilómetro cuadrado: aunque es una medida generalizada de densidad demográfica, se prefiere utilizar usuarios por kilómetro cuadrado para considerar el efecto de la baja penetración en el mercado y los costos de comercialización asociados a esta situación.

De esta forma, las variables que se emplearían en la construcción del modelo final son:

- Número de facturas
- Área atendida
- Densidad del mercado

La selección de éstas obedece, no solamente a su relación con el costo de prestación del servicio sino también a la facilidad de medición y a la posibilidad obtener estimaciones por tipo de mercado más que por empresa. Por otra parte, son variables que deben ser reportadas dentro de los planes de operación de nuevos Comercializadores. No obstante, de considerarse conveniente y justificable, podrán emplearse otras variables para la construcción del modelo.

- c) Estimación de los modelos: Una vez elegidos los parámetros que se tendrán en cuenta en el cálculo de la tarifa de comercialización, se prosigue a estimar el modelo determinístico. Es importante aclarar que el balance entre variables input y output y el número de empresas de la muestra debe ser tal que permita la existencia de algunas unidades 100% eficientes. Incluir demasiadas variables hace que se particularicen las características de una firma, al punto de hacer imposible su comparación con otras, asignándole por defecto la máxima eficiencia.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

Se propone que las fronteras de eficiencia presenten rendimientos variables a escala. Esta condición permite tener en cuenta que, en un sector en expansión, la inversión en activos y personal corresponde a un costo fijo, y solamente a partir de determinada escala de operación el costo medio es constante.

ACTIVIDADES REMUNERADAS EN EL COSTO DE COMERCIALIZACIÓN


La siguiente información sería reportada en pesos constantes de la fecha base, para cada uno de los años del período tarifario (5 años).

CODIGO ¹¹	NOMBRE	OBSERVACIONES
613509	Facturación y Recaudo	Facturación: conjunto de actividades que se realizan para emitir la factura del servicio. Comprende: <ul style="list-style-type: none"> . Facturación . Lectura . Crítica . Precrítica • Recaudo
6 13502	Ajuste, medición y entrega a clientes	Aquí se incluye la calibración de contadores,
613507	Mercadeo	Se incluirá sólo la proporción que de este gasto se destine a la actividad de comercialización. Comprende publicidad, propaganda y difusión. No se incluyen gastos de actividades no sometidas a regulación y que no son imputables a ninguna de las actividades del Comercializador.
613508	Atención al cliente y usuario	Se incluirá sólo la proporción que de este gasto se destine a la actividad de comercialización.
5105	Gastos de Personal	Se incluirá sólo la proporción que de este gasto se destine a la actividad de comercialización.
5110	Gastos Generales	Se incluirá sólo la proporción que de este gasto se destine a la actividad de comercialización.

INFORMACIÓN NECESARIA PARA CALCULAR EL COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

VARIABLE	DESCRIPCIÓN
Facturas totales emitidas	Número total de facturas emitidas a Diciembre de cada año del período tarifario.
Area atendida por el Comercializador medida en kilómetros cuadrados	Corresponde al área atendida por el Comercializador a Diciembre de cada año del período tarifario.
Densidad del mercado atendido por el Comercializador	Cociente entre los usuarios de la empresa y el área atendida, a Diciembre de cada año del período tarifario.


CARLOS CABALLERO ARGÁEZ
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente


CARMENZA CHAHÍN ÁLVAREZ
 Director Ejecutivo

¹¹ El código corresponde a la imputación contable establecida en el Plan Único de Cuentas de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural.

ANEXO 2 - REFERENCIAS

Bauer, Paul W. (1990) "*Recent Developments in the Econometric Estimation of Frontiers*". Journal of Econometrics. Vol 46. 1990.

Coad Leonard (2000), "*Review and Recommendations Concerning Natural Gas Distribution Tariff Methodologies in Colombia*", Canadian Energy Research Institute, Noviembre de 2000.

Congreso de la República (1994), "*Ley 142 de 1994, Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones*", 11 de Julio de 1994.

Congreso de la República (1997), "*Ley 401 de 1997, Por la cual se crea la Empresa Colombiana de Gas, ECOGAS, el Viceministerio de Hidrocarburos y se dictan otras disposiciones*", Agosto 20 de 1997.

Económica Consultores (2000), "*Análisis y Diseño de la tarifa para la distribución de gas natural en Colombia*", Julio 7 de 2000.

Estache, Antonio, Rossi, Martin A. (1999) "*Comparing the Performance of Public and Private Water Companies in Asia and Pacific Region. What a Stochastic Costs Frontier Shows*". World Bank. Working Paper. 1999

Lehmann Peter (1999), "*Regulation in New Natural Gas Markets- The Northern Ireland Experience*", Public Policy For the Private Sector, Note No. 179, World Bank, April 1999.



CARLOS CABALLERO ARGÁEZ
Ministro de Minas y Energía
Presidente



CARMENZA CHAHÍN ÁLVAREZ
Director Ejecutivo