



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**CRITERIOS GENERALES PARA DETERMINAR
LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE
COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE
POR REDES DE TUBERÍAS A USUARIOS
REGULADOS**

DOCUMENTO **CREG-077**
1 de julio de 2010

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	182
2.	OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES	182
3.	FUNDAMENTOS LEGALES	183
4.	SITUACIÓN ACTUAL.....	184
4.1.	Disposiciones sobre actividad de comercialización minorista.....	184
4.2.	Metodología de remuneración vigente	185
5.	COMENTARIOS DE LOS AGENTES EN RELACIÓN CON LA REMUNERACIÓN DE LA COMERCIALIZACIÓN.....	186
5.1.	Factor de Productividad	186
5.2.	Margen de Comercialización.....	186
6.	REFERENCIA INTERNACIONAL	187
6.1.	España	187
6.2.	Brasil.....	188
6.3.	México	189
6.4.	Reino Unido	190
6.5.	Conclusiones	190
7.	PROPUESTA REGULATORIA	190
7.1.	Mercado Relevante.....	191
7.2.	Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento	192
7.2.1.	Modelos de estimación de eficiencia	193
7.2.2.	Gastos de administración, operación y mantenimiento.....	196
7.2.3.	Resultados del análisis de la CREG.....	196
7.2.4.	Propuesta.....	210
7.3.	Margen de comercialización.....	213
7.4.	Capital de trabajo.....	215
7.5.	Riesgo de Cartera.....	216
7.6.	Cálculo del Cargo Máximo de Comercialización	220
7.7.	Actualización.....	221
7.8.	Factor de Productividad	222
7.9.	Áreas de Servicio Exclusivo	225
7.10.	Procedimiento para la Aprobación de Cargos	226
8.	BIBLIOGRAFÍA	227
9.	ANEXOS	229

9.1. Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento utilizados para el análisis del presente documento (COL\$ constantes de 2008).	229
9.2. Definición de parámetros de la Frontera Estocástica.	230
9.3. Actividades económicas del sector de comercialización minorista en Colombia	231

METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES

1. INTRODUCCIÓN

Mediante la Resolución CREG 011 de 2003¹, vigente desde el 6 de marzo del mismo año, se establecieron los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería.

En la actualidad la actividad de comercialización se remunera a través de una metodología de precio máximo, calculado como el cociente entre i) la suma de los gastos anuales de AOM atribuibles a la actividad y que resulten de aplicar la metodología de Análisis Envolvente de Datos – DEA, reconociendo un margen de comercialización; y ii) el número de facturas emitidas. Este cargo es trasladado como un cargo fijo en la fórmula tarifaria y expresado en pesos por factura.

Transcurridos cinco años de la aplicación de esta metodología, y conforme lo establece la Ley 142 de 1994, la Comisión estableció en la Resolución 136 de 2008, las bases sobre las cuales se efectuarían los estudios para determinar la metodología de remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas combustible por redes de tuberías y la fórmula tarifaria para el siguiente periodo tarifario.

El presente documento desarrolla la propuesta sobre los criterios generales para establecer la remuneración de la actividad de comercialización de gas combustible a usuarios regulados para el próximo periodo tarifario, los objetivos y los comentarios de los agentes a la Resolución CREG 136 de 2008 en relación con la remuneración de la comercialización tanto en áreas no exclusivas, como en áreas exclusivas.

La propuesta regulatoria consiste en continuar con la aplicación de la metodología de precio máximo, realizando ajustes en la determinación de los gastos eficientes de administración, operación y mantenimiento. Así mismo, se propone continuar estableciendo un margen de comercialización y remunerando esta actividad de comercialización como un componente fijo e incluir un componente variable. De igual manera, se revisará la incorporación del riesgo de cartera, el cual considera las características propias de la actividad de comercialización.

2. OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES

Con base en los análisis realizados por la Comisión en relación con el comportamiento de la metodología tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003 y las bases publicadas por medio de la Resolución CREG 136 de 2008, se han establecido los siguientes objetivos en relación con la metodología de remuneración de la comercialización:

¹ Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.

- Diseñar una metodología de remuneración de la actividad de comercialización de gas combustible por redes, con criterios de eficiencia económica y cuyas tarifas reflejen el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio.
- Diseñar una metodología que considere el criterio de suficiencia financiera definido por la Ley 142 de 1994, esto es que garantice la recuperación de los costos y gastos propios de operación.
- Ajustar los modelos utilizados para determinar el grado de eficiencia de las empresas en relación con los gastos de administración, operación y mantenimiento que se remuneran en las tarifas.
- Involucrar en la metodología un cálculo más preciso del riesgo de cartera, considerando las características propias de la actividad de comercialización de gas combustible por redes.
- Consolidar la cobertura y penetración del sector alcanzada durante el periodo tarifario que concluye.

3. FUNDAMENTOS LEGALES

El numeral 11 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994 atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas la facultad de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de gas combustible.

Por su parte, el artículo 87 de la misma Ley 142 estableció que el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia, principios aplicados en la elaboración de la presente propuesta regulatoria.

Igualmente, la Ley 142 en el numeral 1 del artículo 88 establece como regla general que las empresas prestadoras de servicios públicos se someterán a *"las fórmulas que defina periódicamente la respectiva comisión para fijar sus tarifas, salvo en los casos excepcionales que se enumeran adelante. De acuerdo con los estudios de costos, la comisión reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas; igualmente, podrá definir las metodologías para determinación de tarifas si conviene en aplicar el régimen de libertad regulada o vigilada."*

Según lo dispone el artículo 90 de la Ley 142 ibídem, las comisiones de regulación al definir sus tarifas pueden definir varias alternativas y siempre podrán diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas.

El artículo 126 de la Ley 142 ibídem determina que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años, salvo que antes haya acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la comisión para modificarlas o prorrogarlas por un período igual. Vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas.

Bajo estos principios generales, la CREG expidió la Resolución CREG 011 de 2003 por la cual se establecen los criterios para remunerar las actividades de distribución y

comercialización de gas combustible, y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tuberías.

Durante el período de aplicación de la fórmula tarifaria para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tuberías, la CREG ha observado que el esquema regulatorio aprobado en el 2003 ha dado cumplimiento a los objetivos propuestos de penetración del servicio, ampliación de la cobertura, mejoramiento de la calidad, asignación de costos eficientes, e identificación de mercados relevantes, entre otros².

No obstante, la CREG ha identificado la necesidad de ajustar algunos aspectos de la metodología que se utiliza para determinar los cargos máximos de comercialización a partir de los análisis realizados para la expedición de las bases y de las propuestas recibidas de los agentes de la industria. Principalmente, en relación con la determinación de la eficiencia en los gastos de AO&M, el margen operacional y el riesgo de cartera.

Considerando estos lineamientos, la Comisión presenta en este documento, para consideración de terceros, la propuesta de la metodología con la cual se fijarían los cargos máximos de comercialización de gas combustible por redes, aplicables durante el próximo período tarifario.

4. SITUACIÓN ACTUAL

4.1. Disposiciones sobre actividad de comercialización minorista

Con la expedición del Decreto 3429 de 2003, el Ministerio de Minas integró las actividades de distribución y comercialización minorista a usuarios regulados, limitando la posibilidad de abrir el mercado a la competencia, en la medida que la única empresa autorizada para realizar la comercialización minorista es el comercializador establecido, esto es, la misma empresa de distribución.

El citado decreto establece en su artículo 2 lo siguiente:

“Artículo 2º. De la Comercialización de Gas Natural a Usuarios Regulados. Para efectos del artículo 65 de la Ley 812 de 2003 y, en aras de proteger el mercado y asegurar la prestación del servicio público domiciliario de gas natural, la Comercialización de Gas Natural a usuarios regulados seguirá siendo desarrollada únicamente por los Distribuidores de gas natural hasta que en el país la actividad de Comercialización de Gas Natural desarrollada por los Productores y los Agentes Importadores se considere competitiva, conforme con lo establecido en el artículo 3º del presente Decreto.”

Según el decreto, el criterio para abrir la competencia en la actividad de comercialización minorista, únicamente se deriva del análisis que realice la CREG de la situación a nivel de la actividad de comercialización al por mayor o por parte de los productores y/o importadores. De esta forma, mientras no exista un mercado competitivo a nivel mayorista, no será factible para la CREG promover la competencia a nivel minorista, a

² Tal como se presenta en los análisis realizados por la CREG y que fueron publicados a través de la Resolución CREG 136 de 2008

pesar de que el gas natural cuente con sustitutos que pueden regular de manera natural el comportamiento de los comercializadores a usuario final.

Desde el punto de vista de la estructura de la actividad, la CREG a través de la Resolución 112 de 2007 eliminó los límites máximos en la cantidad transada en el mercado de comercialización a usuario final, reservándose la facultad de revisar las condiciones en cualquier momento o cuando se presente una situación particular. Lo anterior implica que en Colombia existe libertad para que los comercializadores a usuario final incrementen su participación de mercado, evitando en todo caso prácticas restrictivas de la competencia, al menos para el mercado no regulado. Esta libertad no aplica al mercado regulado, debido a las disposiciones del Ministerio de Minas y Energía que fueron descritas anteriormente.

Ahora bien, en lo que tiene que ver con la comercialización a usuarios no regulados (usuarios con consumos superiores a los 100.000 pcd y que hayan decidido acogerse a este tratamiento) si existe la posibilidad de tener competencia y por lo tanto cualquier comercializador puede entrar a disputarse estos usuarios en cualquier mercado con el agente incumbente o que tiene presencia en la actualidad. Al respecto, existen normas que regulan el acceso a las redes de transporte y distribución buscando promover un ambiente competitivo en este segmento del mercado, sin embargo pueden presentarse situaciones particulares de integración empresarial que pueden limitar que en la práctica se de la competencia. En este caso, los cargos máximos definidos por el regulador se convierten en una referencia que fija un límite máximo.

4.2. Metodología de remuneración vigente

En la actualidad, la remuneración de la actividad de comercialización se determina con un cargo máximo calculado como el cociente entre: i) la suma de los gastos anuales de AOM, la depreciación anual de las inversiones en equipos de cómputo, paquetes computacionales y demás activos atribuibles a la actividad de comercialización, y un margen del 1,67% sobre el ingreso anual; y ii) el número de facturas emitidas en el año.

Los gastos anuales de AOM y la depreciación anual de las inversiones en equipos de cómputo, paquetes computacionales y demás activos atribuibles a la actividad de comercialización que se consideran para el cálculo tarifario corresponden a los que resultan de aplicar la metodología de Análisis Envoltante de Datos (DEA).

Por su parte, el margen se calcula sobre el ingreso anual, es decir el valor facturado para todos los componentes del Mst o del Msm. El margen que se remunera fue obtenido con base en el análisis de los márgenes de comercialización del Sector 30-Comercio al Detal de la clasificación de la Superintendencia de Sociedades que obtienen empresas de que actúan como intermediarios de los productos que allí venden.

La actividad de comercialización se incluye en la fórmula tarifaria general como un componente de costo fijo por tratarse de costos que se generan independientemente del consumo.

Cuando se trata de mercados nuevos para los cuales no existe la información necesaria para el cálculo, la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003 establece que se define un cargo de comercialización igual al de otro comercializador que atienda un mercado similar. Para realizar estas comparaciones se han utilizado análisis de "cluster"

que permiten agrupar mercados con base en sus características para efectos de comparación.

Los cargos máximos de comercialización aprobados por la CREG son actualizados mensualmente con base en el índice de precios al consumidor e incorporando un factor de productividad de 0,125%, que buscó compartir las ganancias por este concepto con los usuarios finales.

5. COMENTARIOS DE LOS AGENTES EN RELACIÓN CON LA REMUNERACIÓN DE LA COMERCIALIZACIÓN

Mediante la Resolución CREG 136 de 2008, la Comisión puso en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de gas combustible por redes de tuberías, los usuarios y demás interesados, las bases para determinar la metodología de remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas combustible por redes de tuberías y la fórmula tarifaria para el siguiente periodo tarifario.

A continuación, se presentan los comentarios de los agentes en relación con los criterios de remuneración de la comercialización, planteados en dicha resolución, con las correspondientes aclaraciones de la CREG:

5.1. Factor de Productividad

Gas Natural S.A. ESP.:

“...Consideramos que el Regulador deberá aplicar el factor de productividad, tanto a la actividad de distribución como de comercialización, solo a las cuentas de AOM afectadas por cambio técnico”.

Naturgas:

“...El estudio de EAFIT que arrojó un factor X de 0.85% para la actividad de distribución no separó la actividad de distribución de la de comercialización de gas. Por lo tanto, al aplicarse un factor de productividad a la comercialización se estarían multiplicando o por lo menos duplicando los esfuerzos exigidos a la empresa constituyéndose en un error metodológico que atenta contra los principios tarifarios esenciales definidos en el marco legal vigente.”

Respuesta de la CREG: Estos aspectos serán considerados en este documento cuando se presente el análisis del factor de productividad.

5.2. Margen de Comercialización

Gas Natural S.A. ESP.:

“...Consideramos que en la actualidad, el margen de comercialización reconocido en la Res 011 de 2003 no refleja la problemática de cartera asociada a los valores dejados de recaudar por consumos de gas.

Es oportuno que el Regulador incorpore en el margen de comercialización el riesgo de cartera, tal como se destaca en el numeral 5.2.3 de la Resolución CREG 136 de 2008”.

6. REFERENCIA INTERNACIONAL

En los mercados desarrollados, los reguladores han promovido la competencia en esta actividad, considerando que el usuario final cuenta con la información suficiente para tomar sus decisiones de consumo y que existe un mercado competitivo a nivel mayorista que permite la competencia gas-gas entre diferentes campos de producción o con diferentes fuentes de suministro vía importación.

En Colombia, la situación del mercado ha tenido una evolución diferente, que ha llevado a que se mantenga regulada esta actividad a través de tarifas máximas. En esta sección se revisan algunos casos de países con diferentes niveles de desarrollo en su mercado de gas natural como referencia para el análisis.

6.1. España

Los mercados de gas natural en Europa se han desarrollado a partir de las directivas de la Comisión Europea sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural³. En particular, el mercado español basa su regulación en el libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución. Como las actividades reguladas se encuentran la regasificación, almacenamiento, transporte y distribución. Por otro lado, la comercialización y el aprovisionamiento son actividades que se ejercen libremente y su régimen económico viene determinado por las condiciones que se pacten entre las partes.

España tiene una alta dependencia de los suministros internacionales de gas natural, los cuales llegan al país por las siguientes vías:

- A través de gasoductos conectados a redes internacionales de gasoductos (5 conexiones internacionales).
- Mediante gas natural licuado (GNL) transportado en buques metaneros (6 plantas de regasificación).

La actividad de distribución, como la actividad de transporte, tiene carácter de actividad regulada, debido al monopolio natural que suponen las estructuras de redes. Los distribuidores son los comercializadores de aquellos usuarios que no han escogido pasarse al mercado libre, no obstante, tienen la obligación de permitir el acceso a los comercializadores que atienden los clientes que hacen parte del mercado libre y a los grandes consumidores que adquieren directamente el suministro del gas⁴.

En 2006, el 86% del suministro se realizaba a través del mercado libre, mientras que solo el 14% representaba consumo de gas a usuarios regulados sujetos a las tarifas definidas por el regulador, lo cual indica que en la práctica una gran proporción de la actividad comercial es ejercida en un ambiente de libertad tarifaria, donde la competencia determina los márgenes de remuneración del comercializador.

Los comercializadores atienden los clientes de lo que en España se denomina “mercado liberalizado”. Estos agentes se crean con ocasión de la separación de actividades

³ Directiva Europea 98/30/CE derogada por la 2003/55/CE.

⁴ Desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores tienen la condición de usuarios no regulados y por tanto el derecho a elegir su suministrador.

impuesta por la regulación y se trata de sociedades mercantiles que accediendo a las instalaciones de los transportadores y distribuidores, adquieren el gas natural para venderlo posteriormente a los clientes finales o a otros comercializadores. Esta actividad se desarrolla en un régimen de libre competencia, sin perjuicio de la necesidad de disponer de autorización administrativa previa.

El régimen legal español también considera el “suministro a tarifa regulada”, a aquellos clientes o consumidores que no hayan decidido hacer parte del “mercado liberalizado”. Los responsables del suministro a este mercado son los distribuidores, a quienes se les remunera, vía tarifa, los costos correspondientes a la ejecución de la comercialización a este mercado regulado.

Recientemente la normatividad ha introducido una tarifa de venta de energía final, o de último recurso, a la que podrán acogerse los clientes que están en la red de baja presión, y que tengan un consumo menor a 1 GWh a partir de julio de 2010. Para determinar esta tarifa se desarrollará un sistema de subastas, en la cual participarán los comercializadores de último recurso como responsables del suministro a este mercado.

En el mercado español existe entonces una desintegración vertical de la cadena que incluye un mercado totalmente liberalizado en la etapa de comercialización, con lo cual no determinan márgenes máximos para esta actividad y solamente definen precios máximos de venta del gas a usuario final cuando se trata de un proveedor de última instancia.

6.2. Brasil

Brasil cuenta con abundantes reservas de gas natural que le han permitido abastecer el mercado interno. No obstante, una proporción alta de la producción de gas está asociada al petróleo y por lo tanto se destina a la reinyección para mantener la producción de crudo. Lo anterior ha obligado a Brasil a tener que importar gas natural de Bolivia a través de un gasoducto que conecta los dos países.

La empresa estatal de petróleos (PETROBRAS) históricamente ha prestado el servicio de gas natural a través de una figura de monopolio integrado. No obstante, desde la década de los 90⁵, se ha reformado la estructura del sector, con el objeto de promover la competencia a través de la separación de las actividades del upstream (exploración y producción), de las actividades del downstream (transporte, distribución y comercialización). En la actualidad, existe una participación plural de agentes en el upstream, sin embargo en transporte todavía se tiene a PETROBRAS como un jugador poderoso, lo cual ha generado importantes barreras de entrada y de acceso a la infraestructura.

En la distribución, se trasladó a los estados la responsabilidad de la regulación de esta actividad y se permitió el otorgamiento de concesiones para la prestación de este servicio por parte de terceros. De esta manera, la ANP (Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles) está encargada de la regulación de la exploración, producción, importación, exportación y transporte interestatal hasta los city-gates; y los segmentos de distribución y comercialización están sujetos a la jurisdicción de las Autoridades Reguladoras Estatales.

⁵ Constitución de 1988 y Enmienda Constitucional No. 9/95.

Los contratos de concesión otorgados para la prestación del servicio público en las diferentes regiones, le otorgaron al operador exclusividad de la distribución y demás actividades relacionadas en las áreas respectivas de concesión. Si bien hasta 1999 el precio de venta del gas se encontraba regulado y era determinado con base en el precio del fuel oil (75%), a partir de diciembre de 2001 se liberaron los precios en los mercados del petróleo y el gas natural.

Como se puede observar, si bien existe una integración entre las actividades de distribución y comercialización, la política de Estado de liberación de mercados ha llevado a que no se regulen márgenes máximos para la actividad de comercialización. Los precios de venta al público se determinan entonces con base en las negociaciones bilaterales de suministro entre los productores y los concesionarios de distribución, incluyendo las tarifas de transporte que se determinan con base en la referencia que para el efecto calcula la ANP.

6.3. México

México es un país que cuenta con reservas de gas natural, en su mayoría (75%) asociadas al petróleo. No es un país autosuficiente y por lo tanto importa gas desde Estados Unidos por gasoducto, y recientemente a través de terminales de regasificación.

En la actividad de transporte, existe un esquema de libertad de acceso y la posibilidad de entrada a nuevos agentes que quieran participar en este negocio. No obstante, PEMEX (Petróleos Mexicanos) posee la red de transporte más extensa del país. Hasta el momento de la reforma estructural del sector (1995), PEMEX era el encargado de la prestación del servicio actuando como un monopolio integrado. Desde la reforma, existe libertad de entrada a las actividades de almacenamiento, transporte, distribución y comercialización. Se prohíbe la integración vertical entre el transporte y la distribución, a menos que se demuestre que la integración implica beneficios desde el punto de vista de la eficiencia.

En la actualidad, existen agentes que tienen permisos (otorgados por el regulador) para prestar las actividades de distribución y comercialización en forma integrada, y además existe la posibilidad de actuar en el mercado como un comercializador puro quien obtiene acceso a la infraestructura de terceros para desarrollar su actividad.

En materia de precios del gas natural, el distribuidor puede trasladar a los usuarios los costos en que haya incurrido por la adquisición del gas y la contratación del transporte y, en su caso, el almacenamiento. La Comisión de Regulación está facultada para verificar que dicho traslado no implique la captura de rentas excesivas. El precio del gas a nivel de producción se encuentra regulado con base en el costo de oportunidad, que de acuerdo con el regulador corresponde al precio del gas en el mercado del Henry Hub más el transporte.

La venta de gas a los usuarios finales que realizan los distribuidores en su respectivo mercado se encuentra regulada por la Comisión. Está permitida la participación de comercializadores en el mercado quienes no están sujetos a regulación alguna por parte de la Comisión, toda vez que esta actividad es considerada con potencial competitivo.

6.4. Reino Unido

El Reino Unido es el cuarto productor de gas natural en el mundo y el segundo en Europa después de Rusia. Es exportador e importador de gas natural. Para afrontar la reducción que ha registrado la producción nacional y diversificar las fuentes de importación, se han instalado en los últimos años terminales de regasificación que le permitirán al país incrementar la oferta en el mercado.

El gas importado es llevado al mercado a través del sistema de transporte de alta presión, que es propiedad de National Grid, quien además es el propietario y operador del 50% de los sistemas de distribución que existen en el Reino Unido (En 2005 se privatizaron los demás sistemas de distribución que antes eran propiedad de National Grid). Existe un esquema de libertad de acceso a las redes, que puede ser impuesto por el regulador en caso de que las partes no logren un acuerdo.

Los precios del gas en el mercado del Reino Unido se determinan en un mercado spot con base en la transacción marginal. El mercado minorista se encuentra liberalizado y se permite la competencia entre proveedores del servicio actuando como comercializadores a través de una licencia que se les otorga, la cual les da el derecho a prestar el servicio en el mercado, pero también implica el cumplimiento de obligaciones relacionadas con conductas de protección al consumidor y de defensa de la competencia.

6.5. Conclusiones

Como se puede observar, en los casos analizados existe un cierto nivel de competencia a nivel de suministro o se trata de mercados que tienen acceso a los mercados internacionales donde tienen diferentes alternativas de suministro. Así mismo, existe una libertad de precios a nivel de producción que permite que el precio revele el valor económico del energético (producto), lo cual promueve la eficiencia asignativa ya que no se distorsionan las señales de precios.

Finalmente y tal vez el aspecto más importante es que en estos mercados se han desarrollado esquemas para promover ambientes competitivos a nivel minorista (retail market) que en la actualidad protegen al usuario por la facilidad de cambio de comercializador y el nivel de competencia puede servir de autoregulador de los precios.

Los ejemplos anteriores no son comparables con el caso colombiano donde no existen las condiciones para abrir y permitir la competencia en este segmento del mercado, lo cual lleva a un escenario que requiere regulación.

7. PROPUESTA REGULATORIA

La actividad de comercialización minorista consiste en la intermediación económica y comercial de la compra del producto, el transporte y la distribución de gas natural y su venta a usuarios finales⁶. Es una actividad que ha estado sujeta a la regulación de la CREG desde la Resolución 057 de 1996 y posteriormente con la Resolución 011 de 2003.

En esta sección se desarrollan las propuestas regulatorias para definir el esquema de remuneración de esta actividad, a partir de las bases contenidas en la Resolución CREG

⁶ Definición de la Resolución CREG 112 de 2007.

136 de 2008, los comentarios de agentes y terceros al respecto y los análisis internos de la Comisión.

7.1. Mercado Relevante

La Resolución CREG 011 de 2003 define el mercado relevante de comercialización de la siguiente manera:

MERCADO RELEVANTE DE COMERCIALIZACIÓN: Conjunto de usuarios conectados directamente a un mismo Sistema de Distribución, para el cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha aprobado el cargo respectivo.

De conformidad con esta definición, las aprobaciones tarifarias que la CREG realizó en el período tarifario iniciado con la resolución 011 de 2003, para cada uno de los mercados para los que se solicitaron tarifas, incluyeron los municipios que conformaron los diferentes mercados relevantes.

De acuerdo con la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003, la unidad mínima para la conformación de los mercados relevantes es de un (1) municipio, lo cual incluye no solamente las áreas urbanas sino también los corregimientos y áreas rurales que hacen parte de aquellos municipios que conforman un mercado relevante. No obstante, la práctica generalizada es que el servicio de gas combustible por redes de tubería se ha desarrollado sólo en las cabeceras urbanas de los municipios; con lo cual las tarifas máximas aprobadas por la CREG solo cubren los costos de prestación del servicio a dichos usuarios, y no consideran la expansión del servicio a las áreas rurales donde el costo de prestación del servicio es superior.

En términos económicos, lo anterior implica que en aquellas zonas rurales donde inicialmente no se proyectó la expansión de la cobertura, ésta solo se puede viabilizar con un incremento de las tarifas aprobadas por la CREG, en la medida que en estos casos los costos marginales superan los costos medios y por lo tanto hacen que la expansión a las áreas rurales que no fueron consideradas al momento de la solicitud tarifaria, no sean financieramente viables para la empresa.

Ahora bien, las tarifas aprobadas con la aplicación de la Resolución CREG 011 de 2003 eran aplicables a toda el área del municipio sin importar los programas de expansión presentados por la empresa. Así las cosas, por las razones económicas anteriormente expuestas es necesario limitar la aplicación de las tarifas aprobadas por la CREG a los planes de cobertura considerados por el prestador del servicio, de tal forma que no se promuevan o se obliguen expansiones ineficientes.

Por lo tanto, para la conformación de los mercados relevantes, se ha considerado para este período tarifario tener en cuenta los siguientes criterios:

- El tamaño mínimo sería la cabecera urbana de un municipio o un corregimiento del municipio, de acuerdo con el objetivo de cobertura que tenga la empresa que presente la solicitud tarifaria.
- La Comisión analizará las solicitudes de agrupación de mercados que presenten las empresas y tendrá en cuenta los siguientes criterios: i) que el costo del servicio de gas combustible por red en cada municipio no supere el costo del GLP por

cilindros; ii) que los municipios a integrar en un solo mercado se encuentren conectados físicamente por un gasoducto (este criterio no aplicará cuando se trate de mercados en los cuales todos los municipios que lo conforman se encuentren atendidos con la tecnología de gas natural comprimido –GNC); y iii) Que al integrar los mercados, el incremento de tarifas no supere el 3% en ninguno. No se consideran aquí subsidios de recursos públicos.

La conformación del mercado relevante de comercialización corresponderá con el de distribución, pero el cargo de comercialización se determinará por empresa, por lo tanto puede suceder que una empresa que preste el servicio en varios mercados relevantes aplique en todos ellos el mismo cargo de comercialización definido para dicha empresa.

7.2. Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento

En la Resolución CREG 011 de 2003, se estableció que la metodología del DEA (Análisis Envoltante de Datos) se utilizaría para establecer la eficiencia relativa en los gastos de AOM entre las empresas de distribución y comercialización de gas combustible a las que se les fijaran cargos regulados.

Para la comercialización se conto con información de 21 empresas, las fuentes de información utilizadas fueron los gastos AOM a partir de los reportes de estados financieros al SUI, en el segmento correspondiente a esta actividad, las depreciaciones y los usuarios, los cuales se tomaron para el año 2002 de acuerdo con el reporte de las empresas, las variables de longitud de red y la información de calidad comercial. En este ejercicio se observó una alta correlación entre todas las variables, exceptuando la de reclamos. Las variables de entrada usadas fueron los AOM y la depreciación y las de salidas los usuarios, la longitud de red y los reclamos a favor de la empresa.

Para este período la Comisión pretende analizar otros modelos de comparación de eficiencia, con el objeto de mejorar la calidad de los resultados y optimizar el ajuste del modelo con las características de la muestra utilizada, la cual puede ser muy variada por los diferentes tamaños que tienen todas las empresas que prestan el servicio de gas combustible, que implican diferencias en términos de densidad y dispersión de los diferentes mercados atendidos.

La propuesta que se desarrolla en este documento tiene en cuenta lo propuesto en la Resolución CREG 136 de 2008, en la cual se indicó que en el proceso de análisis "(...) se consideraría la metodología actual de Análisis Envoltante de Datos (DEA) complementada o mejorada con una metodología de Fronteras estocásticas, no se descarta la posibilidad de estudiar otros métodos de estimación que se utilizan cuando hay asimetría de información y pocos incentivos para revelar los costos tales como Métodos Paramétricos: (i) Mínimos Cuadrados Ordinarios Ajustados, (ii) Mínimos Cuadrados Ordinarios Modificados, (iii) Estimación por Máxima Verosimilitud, y en los No Paramétricos, como el modelo de Empresa Eficiente (...)"

A continuación se presentan los análisis y se desarrolla la propuesta metodológica para evaluar la eficiencia en los gastos de AOM entre empresas para las que se estén aprobando cargos regulados, presentando las fuentes de información que se proponen utilizar, las variables comerciales que se incluirán en el análisis y los métodos de estimación y comparación que fueron analizados.

7.2.1. Modelos de estimación de eficiencia

Los modelos más comunes para evaluar eficiencia relativa entre diferentes unidades de negocio se dividen en paramétricos y no paramétricos. En el siguiente cuadro se presenta un resumen de algunos métodos que la teoría ha desarrollado para efectos de estimar la eficiencia de cualquier actividad económica. Los análisis desarrollados por la CREG consideraron la utilización del DEA y de Fronteras Estocásticas.

Modelos	Naturaleza	Obtención de frontera	Modelo / trabajo inicial
No paramétricos	Determinísticos	Programación matemática	DEA
			FDH
Paramétricos	Estocásticos	Mínimos cuadrados	Aigner et al. (1977)
			Máxima verosimilitud

Fuente: "La función de distancia: un análisis de la eficiencia en la Universidad"⁷

i) Análisis Envoltente de Datos – DEA

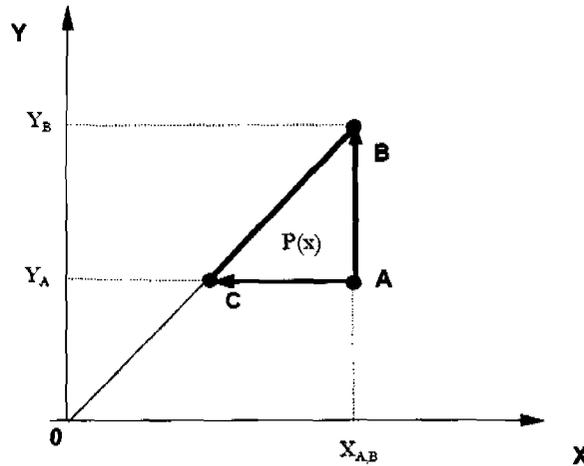
Corresponde a un modelo no paramétrico y no estadístico, que busca los mejores comportamientos en el sentido de Pareto⁸ entre la muestra de unidades, entendiéndolas como el conjunto de pares de inputs y outputs. A partir de los comportamientos de estas unidades, el modelo establece una frontera que se define entre ellas mismas y todas sus combinaciones lineales posibles.

Los índices de eficiencia que arroja el modelo provienen de la formulación lineal de programas matemáticos para cada uno de los puntos de la muestra utilizada. En la siguiente figura se muestra la frontera de eficiencia que se obtendría con el supuesto de un input y un output para una muestra de tres empresas o unidades de negocio (A, B y C).

⁷ Tesis doctoral del Departamento de Economía de la Universidad Rey Juan Carlos, publicada en el año 2002.

⁸ Es aquella situación en la cual se cumple que no es posible beneficiar a más elementos de un sistema sin perjudicar a otros. Se basa en criterios de utilidad: si algo genera o produce provecho, comodidad, fruto o interés sin perjudicar a otro, provocará un proceso natural de optimización hasta alcanzar el punto óptimo.

Figura 1. Frontera de Eficiencia para una muestra de 3 empresas



Las unidades B y C son más eficientes que A en el sentido de Pareto. Comparando A y C se observa que son unidades que producen la misma cantidad (Y_A) pero A utiliza más recursos que C. En este mismo sentido, A y B utilizan los mismos recursos, no obstante B logra producir una mayor cantidad.

Las unidades que se encuentren dentro del triángulo ABC se compararían con respecto a la frontera conformada por la línea B-C y de allí a partir de una combinación lineal de estas dos unidades se construye el parámetro de comparación.

En el caso que nos ocupa, el objetivo es la minimización del input (Gasto anual de AOM) y por lo tanto, en el ejemplo, la unidad C obtendría un índice de eficiencia igual al 100% mientras que A obtendría un valor inferior, que está determinado por la cantidad en la cual habría que reducir el uso de los recursos para alcanzar la eficiencia.

Como regla general del análisis DEA, es aconsejable que el número total de empresas incluidas en el análisis sea mayor o igual a tres veces la suma de las entradas y salidas, es decir:

$$n \geq 3(m + s)$$

A juicio de las empresas del sector, este modelo puede presentar inconvenientes de aplicación por las siguientes razones:

“El Análisis de Envolvente de Datos-DEA, presenta problemas por la muestra usada y la caracterización de las empresas, teniendo en cuenta que:

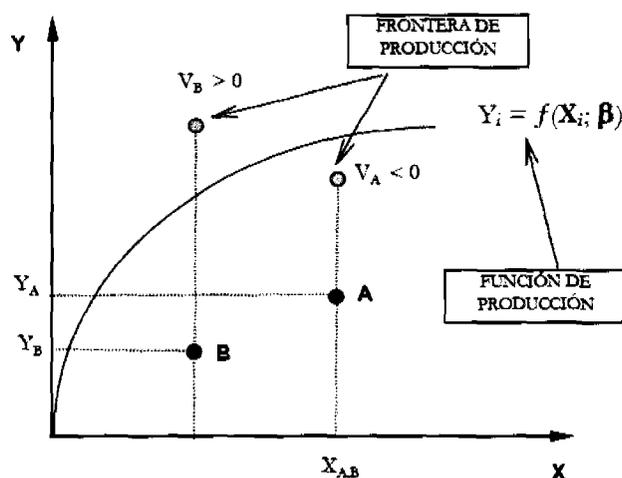
- *Dentro de la muestra utilizada se incluyen empresas con regímenes tarifarios especiales, tales como las Áreas de Servicio Exclusivo y empresas sin desarrollo de mercados.*
- *No se caracterizaron las empresas teniendo en cuenta la dispersión geográfica de las mismas (Único municipio, varios municipios)*
- *No se caracterizaron las empresas teniendo en cuenta la dispersión y Expansión.*

Al respecto se propone que para la muestra, sólo se utilicen como parte de la muestra, empresas que se encuentren bajo el mismo régimen tarifario. Así mismo, que se caractericen las empresas y se utilicen las que tengan más de cinco años de operación. También se propone usar como output para la función de producción en distribución, el número de agencias o municipios que maneja cada una de las empresas y el gradiente de crecimiento tanto en redes como en usuarios."

ii) Modelos Paramétricos Estocásticos

Este tipo de modelos se basan en la definición previa de una función de producción con la cual se construye la frontera con respecto a la cual se medirán las ineficiencias de las unidades de la muestra. Así mismo, y por tratarse de modelos estocásticos, se deben establecer supuestos sobre la distribución de probabilidad de los componentes del término de error.

Figura 2. Frontera Estocástica



De esta manera, se definen las propiedades estadísticas de la distribución de las perturbaciones aleatorias y también de los parámetros de la función de producción, por lo que es posible calcular la eficiencia de cada unidad de la muestra directamente de la estimación sin necesidad de utilizar la programación lineal.

Los modelos paramétricos se diferencian unos de otros por la definición del número de componentes con las cuales pretenden explicar el término de error y la distribución de probabilidad que se le asigne al comportamiento de cada una de estas componentes.

Para obtener una medida de la eficiencia de cada punto (pares de input y output) de la muestra se calcula la relación entre la producción observada y la producción potencial de la frontera de producción definida a partir de los parámetros calculados de manera previa. En otras palabras y como se observó en la figura anterior, la ineficiencia corresponde al factor de error de la función de producción.

Como nota final, cabe aclarar que no se probaron los modelos de Mínimos Cuadrados Corregidos y Mínimos Cuadrados Modificados, pues en la revisión teórica se demuestra que dichos modelos están involucrados en la Frontera Estocástica, por ser esta última una evolución de los mínimos cuadrados.

7.2.2. Gastos de administración, operación y mantenimiento

Para efectos de realizar los análisis, la Comisión utilizó la información de gastos anuales por concepto de administración, operación y mantenimiento, la cual se tomó del Sistema Unificado de Costos y Gastos por Actividades reportado al Sistema único de información administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para las unidades correspondientes a las actividades de distribución y comercialización, esto es:

- Operación.
- Mantenimiento.
- Gestión de gas natural.
- Atención a clientes.
- Facturación y recaudo.
- Control comercial.

Se contó con información para los años 2006, 2007 y 2008, para el desarrollo de los análisis y se corrieron los diferentes modelos. No obstante, si bien se cuenta con la discriminación de gastos entre unidades de negocio, esto es, distribución y comercialización, existen diferencias significativas en la manera como se asignan los “otros gastos” entre ellas, lo cual llevó a que la Comisión solicitara a las empresas la discriminación de estos conceptos.

Esta información se solicitó a través de la Circular CREG 025 del 6 de julio de 2009, no obstante algunas empresas no reportaron los datos solicitados lo cual reduce la muestra del ejercicio que realizó la Comisión. Posteriormente, la Comisión solicitó a través de oficios dirigidos a cada empresa, la certificación de estos datos por parte del Revisor Fiscal de las compañías para efectos de validar los datos que fueron reportados por las empresas en respuesta a la circular de la CREG.

En el Anexo 9.1 se presenta la información de gastos de AOM de cada empresa con la cual se realizaron los ejercicios.

7.2.3. Resultados del análisis de la CREG

En concordancia con lo anunciado por la Comisión en las bases metodológicas (ver introducción), se realizaron ejercicios con los diferentes modelos de estimación de eficiencia anteriormente presentados.

i) Definición de variables para comparación

Para efectos de seleccionar las variables de entrada y de salida, es necesario tener presente que el objetivo de este análisis está relacionado con la evaluación de la eficiencia asignativa, es decir, se busca conocer la combinación de factores de producción que aseguran un costo mínimo en la producción de un bien o servicio.

Esta eficiencia puede estar determinada en buena parte por las características propias de las actividades de distribución y comercialización. Entre ellas se encuentran las economías de escala propias de un monopolio natural como es la distribución de gas por redes de tubería que se producen cuando como consecuencia de un aumento de los recursos en una determinada proporción, se producen aumentos más que proporcionales de la producción, lo cual asegura una disminución de los costos medios y marginales.

Por otro lado, tratándose de actividades que se encuentran integradas en la práctica, se podrían identificar también economías de alcance, las cuales se derivan de la producción de más de un bien o actividad, en la medida que en algunos casos se pueden compartir recursos en la producción de los bienes o servicios y por lo tanto se pueden reducir los costos de producción conjunta.

Por lo anterior, la Comisión consideró pertinente realizar la evaluación de la eficiencia no sólo de manera independiente las actividades, sino además integrando los gastos anuales de AOM de las dos actividades, es decir distribución y comercialización. Para los modelos, los gastos anuales de AOM se tomaron como variable o recurso de entrada.

Así mismo, la selección de variables de salida se realizó con el objeto de que reflejarán las economías de escala y de alcance definidas anteriormente. Las variables identificadas fueron: i) número de usuarios; ii) longitud de las redes; iii) número de municipios atendidos; iv) área del mercado; y v) inversión existente⁹.

El número de municipios se descartó ya que es redundante con el número de usuarios y el área con las cuales se caracteriza el tamaño del mercado. Por su parte la inversión existente es proporcional a la longitud de red y por lo tanto también se descartó para el análisis.

Las diferentes relaciones entre las variables permiten caracterizar mejor cada uno de los mercados de las empresas que se incluyeron en la muestra, con los siguientes significados:

- AOM/Usuario-mes: Mide el gasto mensual que realiza una empresa para realizar las labores de AOM por cada usuario.
- AOM/Km de red-mes: Mide el gasto mensual de AOM por unidad de longitud de red.
- AOM/Área: Mide el gasto mensual de AOM por unidad de área del mercado en el que cada empresa opera.
- Usuarios/Km de red: Constituye una medida de la densidad del sistema de distribución.
- Usuarios/Área: Constituye una medida de la densidad del mercado donde se presta el servicio.

⁹ La fuente de dicha información la constituye, para el caso de los gastos AOM, el reporte de costos ABC separada por actividad (SUI y Circular CREG 025 de 2009); para la red, la información reportada por las empresas (Circular CREG 036 de 2009); para el área, datos del IGAC y del DANE; y finalmente, la información de usuarios tomada de los reportes de facturación al SUI.

Estos índices se calcularon para todas las empresas de la muestra, para los años 2006, 2007 y 2008, los cuales se muestran gráficamente a continuación.

Figura 3. AOM por Usuario

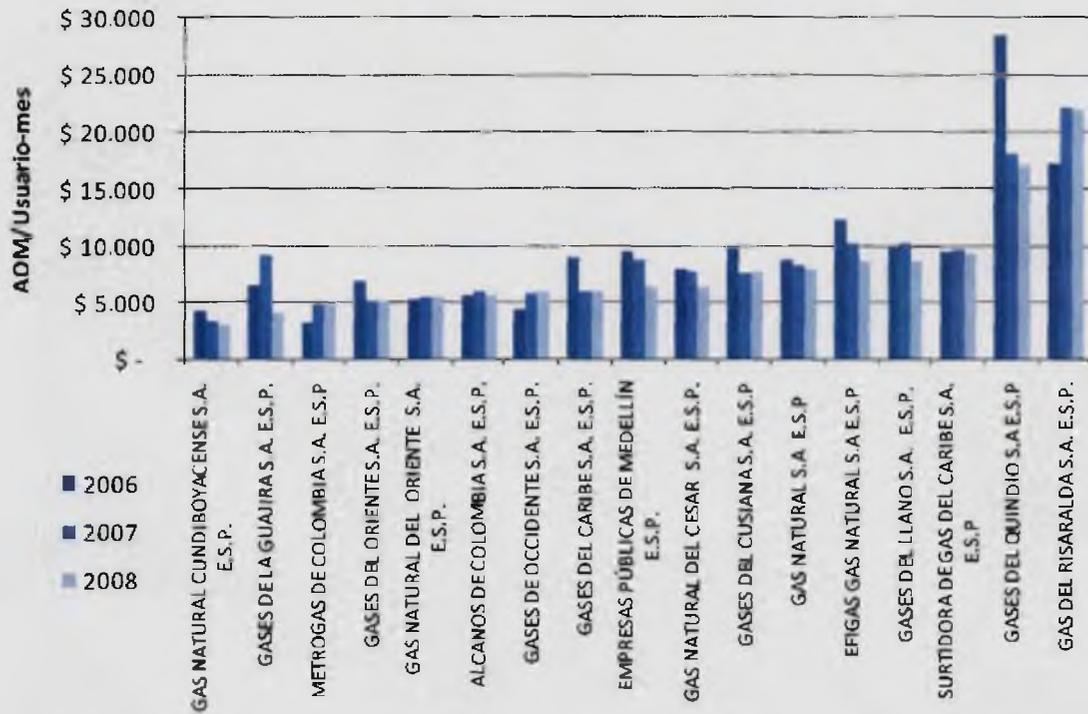


Figura 4. AOM por Longitud de Red



Figura 5. AOM por Unidad de Área del Mercado

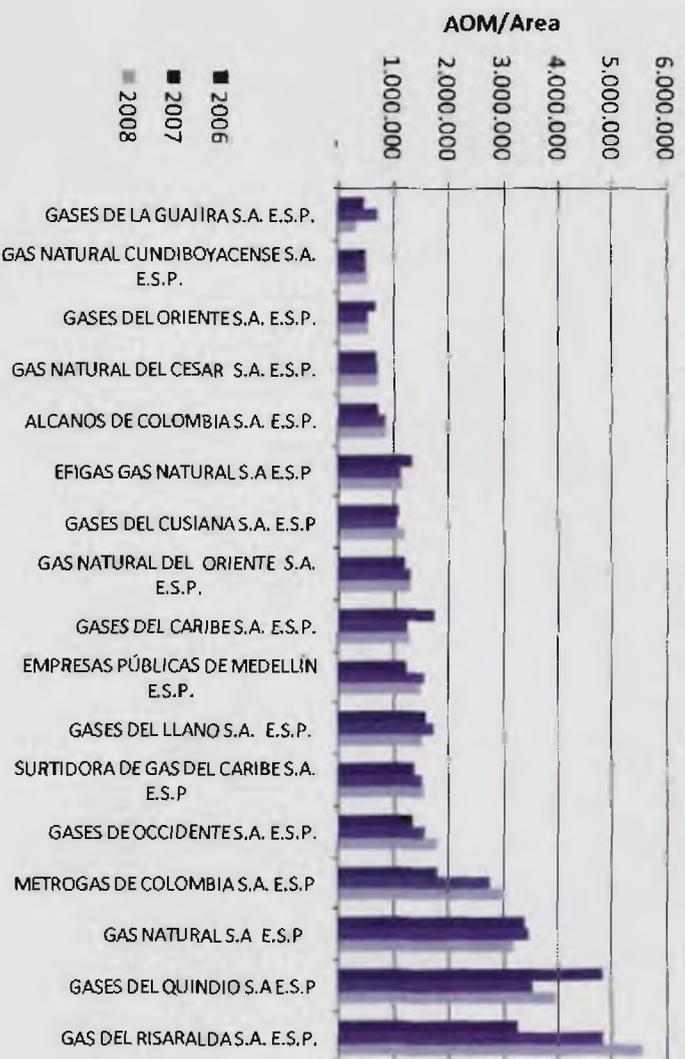




Figura 6. Usuarios por Longitud de Red



Figura 7. Número de Usuarios por Unidad de Área del Mercado

A partir de lo anterior, se definieron las siguientes variables para los análisis de eficiencia de los gastos AOM correspondientes a las actividades de distribución y comercialización de gas combustible por redes:

Para Distribución:

- Input(s): Gastos de AOM.
- Output(s): Número de usuarios y longitud de red.

Para Comercialización:

- Input(s): Gastos de AOM.
- Output(s): Número de usuarios y Área del mercado atendido por la empresa.

ii) Selección del modelo

Para llegar a la selección del modelo a utilizar para medir la eficiencia de las empresas de distribución y comercialización de gas combustible, se realizaron pruebas con los diferentes modelos para cada una de las actividades de manera independiente y posteriormente se realizó un ejercicio integrando los gastos de las dos actividades, cuyos resultados se presentan a continuación.

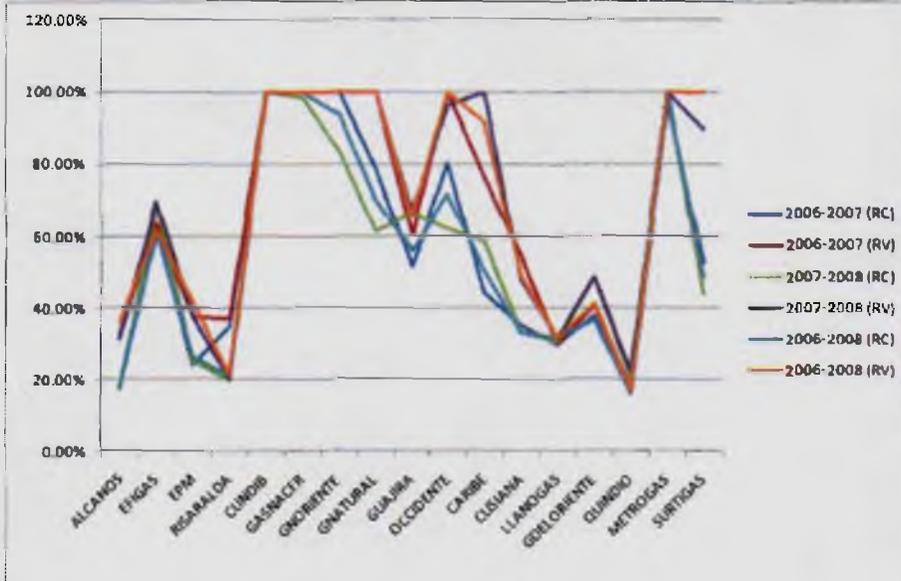
Para la actividad de comercialización se llevaron a cabo análisis con el modelo DEA orientados al input (se minimiza el gasto de AOM anual), con retornos constantes (RC) y variables (RV) a escala para los promedios de dos años consecutivos, esto es 2006-2007 y 2007-2008, y también el promedio de los tres años de la muestra (2006, 2007 y 2008). Los resultados se presentan a continuación.

Tabla 1. Resultados del DEA para Comercialización (promedios)

EMPRESA	2006-2007 (RC)	2006-2007 (RV)	2007-2008 (RC)	2007-2008 (RV)	2006-2008 (RC)	2006-2008 (RV)
ALCANOS	17.50%	32.66%	17.08%	31.51%	18.03%	35.93%
EFIGAS	62.91%	63.45%	69.08%	69.69%	61.01%	61.80%
EPM	24.00%	37.56%	25.26%	37.40%	26.11%	41.37%
RISARALDA	35.13%	37.12%	19.88%	20.09%	21.32%	21.36%
CUNDIB	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
GASNACER	100.00%	100.00%	98.24%	100.00%	100.00%	100.00%
GNORIENTE	100.00%	100.00%	83.39%	100.00%	93.54%	100.00%
GNATURAL	78.87%	100.00%	61.51%	100.00%	70.08%	100.00%
GUAJIRA	51.51%	60.40%	66.65%	66.90%	55.85%	65.32%
OCCIDENTE	80.23%	100.00%	62.31%	96.15%	71.50%	100.00%
CARIBE	44.43%	76.60%	58.67%	100.00%	50.51%	91.37%
CUSIANA	35.26%	54.55%	33.50%	48.09%	33.11%	49.26%
LLANOGAS	29.77%	29.84%	30.49%	31.65%	31.53%	31.73%
GDELORIENTE	37.85%	40.83%	48.48%	48.78%	36.94%	40.95%
QUINDIO	16.28%	17.68%	20.67%	22.28%	16.57%	16.94%
METROGAS	97.02%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
SURTIGAS	52.74%	100.00%	44.20%	89.54%	48.58%	100.00%

La siguiente gráfica muestra cómo en la mayoría de los casos los scores no sigue una tendencia lógica:

Figura 8. Comparación de los scores de eficiencia en Comercialización



También se realizó un DEA con Window Analysis¹⁰, que permitiera observar la evolución de los scores de eficiencia en los tres años. Los resultados se resumen a continuación.

Tabla 2. Resultados del DEA para Comercialización ("Window Analysis")

WINDOW ANALYSIS

1. RETORNOS CONSTANTES

EMPRESA	WINDOW 1		WINDOW 2		PROMEDIO
	2006	2007	2007	2008	
CUNDIB	56.57%	64.88%	93.84%	98.27%	78.39%
METROGAS	65.69%	81.38%	62.93%	100.00%	77.50%
GASNACER	100.00%	33.75%	69.50%	100.00%	75.81%
GNORIENTE	75.08%	75.09%	84.25%	67.36%	75.44%
OCCIDENTE	61.01%	59.39%	61.78%	48.36%	57.63%
GNATURAL	57.41%	60.99%	52.75%	48.08%	54.81%
FIGAS	33.43%	35.98%	63.30%	57.40%	47.53%
CARIBE	25.55%	41.50%	49.80%	58.20%	43.76%
RISARALDA	14.80%	65.23%	75.95%	10.43%	41.60%
GUAJIRA	27.95%	20.68%	47.91%	66.32%	40.72%
SURTIGAS	37.48%	30.94%	43.54%	41.11%	38.27%
GDELORIENTE	17.04%	24.11%	45.78%	36.25%	30.80%
CUSIANA	19.87%	21.59%	32.69%	29.41%	25.89%
LLANOGAS	20.93%	18.68%	25.22%	33.96%	24.70%
EPM	15.29%	15.63%	20.43%	26.57%	19.48%
QUINDIO	7.14%	22.50%	27.84%	14.58%	18.02%
ALCANOS	13.13%	9.11%	13.59%	19.13%	13.74%

¹⁰ Este análisis permite estudiar la evolución que tienen los resultados de comparación de eficiencia a lo largo del tiempo. En este caso se utilizaron ventanas de tiempo de 2 años.

Tabla 3. Resultados del DEA para Comercialización ("Window Analysis")**2. RETORNOS VARIABLES**

EMPRESA	WINDOW 1		WINDOW 2		PROMEDIO
	2006	2007	2007	2008	
CUNDIB	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
GNATURAL	100.00%	100.00%	100.00%	93.69%	98.42%
GNORIENTE	100.00%	100.00%	100.00%	81.91%	95.48%
OCCIDENTE	100.00%	100.00%	100.00%	80.29%	95.07%
SURTIGAS	100.00%	79.02%	87.19%	80.63%	86.71%
METROGAS	76.06%	94.92%	65.11%	100.00%	84.02%
CARIBE	56.96%	90.06%	87.70%	100.00%	83.68%
GASNACER	100.00%	35.21%	69.50%	100.00%	76.18%
GUAJIRA	61.64%	45.61%	55.04%	76.19%	59.62%
EFIGAS	46.87%	49.89%	68.72%	58.67%	56.04%
RISARALDA	18.06%	81.09%	76.77%	10.83%	46.69%
GDELORIENT	28.30%	39.59%	51.46%	40.74%	40.02%
EPM	38.36%	31.55%	32.13%	40.01%	35.51%
CUSIANA	26.92%	23.65%	41.64%	36.14%	32.09%
ALCANOS	37.78%	23.12%	25.73%	34.84%	30.37%
LLANOGAS	26.42%	23.49%	25.53%	34.39%	27.46%
QUINDIO	8.21%	26.58%	27.97%	14.69%	19.36%

El supuesto de retornos constantes a escala implica que todas las unidades de la muestra se comparan entre sí considerando que los incrementos en el uso de los recursos deben generar incrementos proporcionales en la producción (si se multiplica el input por una constante, el output queda multiplicado por esa misma constante).

No obstante, hay que tener en cuenta que la escala puede ser un factor importante en el análisis de las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, y en ese sentido no se pueden comparar directamente unidades o empresas con escalas de operación muy diferentes (grandes y pequeñas), ya que es probable que precisamente sea la escala la que no permita que la gestión de una empresa no pueda lograr el grado de eficiencia que indicaría el modelo. En este sentido, el DEA permite realizar el análisis con el supuesto de retornos variables a escala, con lo cual se compara a cada unidad o empresa de la muestra con otras que operen en niveles de escala similares, de tal manera que si allí se detectan ineficiencias, su explicación sería exclusivamente por el uso inadecuado de los recursos y no por el tamaño de la operación.

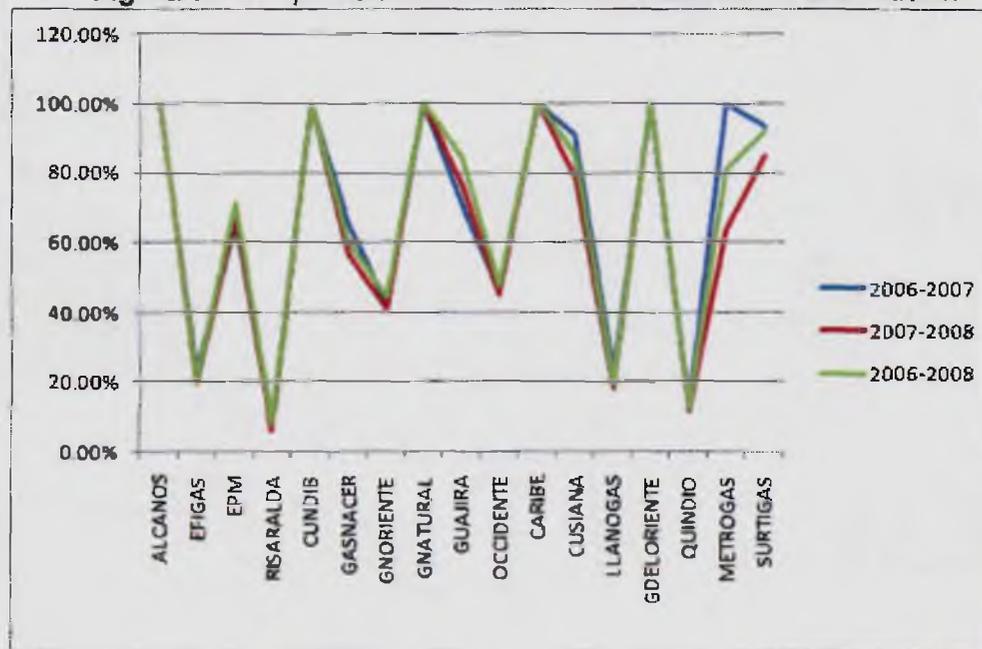
Al comparar los resultados obtenidos con los dos supuestos se puede observar que en el caso de retornos constantes a escala, solo Gas Natural del Cesar resulta eficiente y además define el parámetro de comparación para las demás empresas de la muestra, lo que refleja lo inadecuado que resulta no considerar la escala de las operaciones para la comparación de la eficiencia. En el caso del ejercicio con retornos variables a escala se puede observar que existen más empresas eficientes en la medida que la comparación se realiza con base en la escala de las operaciones.

Para la actividad de distribución se llevaron a cabo análisis DEA similares, sin embargo, y teniendo en cuenta los resultados obtenidos en comercialización, solo se hicieron corridas del DEA con el supuesto de retornos variables a escala. Los resultados fueron los siguientes:

Tabla 4. Resultados DEA para Distribución

EMPRESA	2006-2007	2007-2008	2006-2008
ALCANOS	100.00%	100.00%	100.00%
EFIGAS	23.16%	19.79%	20.93%
EPM	65.61%	67.50%	71.15%
RISARALDA	9.27%	6.09%	8.05%
CUNDIB	100.00%	100.00%	100.00%
GASNACER	65.54%	56.74%	60.27%
GNORIENTE	41.85%	40.97%	44.44%
GNATURAL	100.00%	100.00%	100.00%
GUAJIRA	70.62%	76.14%	84.32%
OCCIDENTE	46.13%	44.98%	47.49%
CARIBE	100.00%	100.00%	100.00%
CUSIANA	91.07%	78.56%	85.39%
LLANOGAS	22.71%	18.19%	19.85%
GDELORIENTE	100.00%	100.00%	100.00%
QUINDIO	13.55%	11.66%	12.77%
METROGAS	100.00%	63.73%	80.61%
SURTIGAS	93.28%	85.05%	92.03%

Figura 9. Comparación de los scores de eficiencia en Distribución



También se realizó un DEA con Window Analysis, que permitiera observar la evolución de los scores de eficiencia en los tres años. Los resultados se resumen a continuación.

Tabla 5. Resultados del DEA para Distribución ("Window Analysis")

WINDOW ANALYSIS

DMU	WINDOW 1		WINDOW 2		PROMEDIO
	2006	2007	2007	2008	
GNATURAL	100.00%	100.00%	89.88%	100.00%	97.47%
CUNDIB	88.66%	100.00%	96.60%	100.00%	96.32%
CARIBE	78.76%	100.00%	100.00%	99.37%	94.53%
ALCANOS	78.66%	100.00%	100.00%	78.02%	89.17%
GDELORIENT	93.10%	100.00%	58.54%	100.00%	87.91%
SURTIGAS	85.15%	79.90%	80.05%	80.98%	81.52%
CUSIANA	77.66%	88.51%	59.52%	53.78%	69.87%
METROGAS	100.00%	80.62%	56.76%	38.45%	68.95%
GUAJIRA	94.46%	52.63%	25.11%	100.00%	68.05%
EPM	62.92%	53.43%	51.99%	52.22%	55.14%
GASNACER	56.46%	66.72%	41.81%	39.86%	51.21%
OCCIDENTE	36.90%	39.02%	39.02%	41.31%	39.06%
GNORIENTE	39.30%	33.46%	28.95%	36.92%	34.66%
EFIGAS	20.70%	23.71%	13.97%	14.51%	18.22%
LLANOGAS	22.67%	21.67%	12.44%	14.15%	17.73%
QUINDIO	12.63%	12.72%	7.89%	8.96%	10.55%
RISARALDA	13.79%	6.51%	3.84%	5.09%	7.31%

Ahora bien, cuando se analiza en detalle la información de gastos de AOM que cada empresa ha reportado para cada una de las actividades (distribución y comercialización) se puede observar que la asignación varía en forma considerable entre todas las empresas y que la asignación de gastos que hace cada empresa también cambia a lo largo de los 3 años analizados (2006-2008), en algunas empresas, como se muestra en las siguientes Figuras.

Figura 10. Porcentaje de los Gastos AOM asignados a Distribución

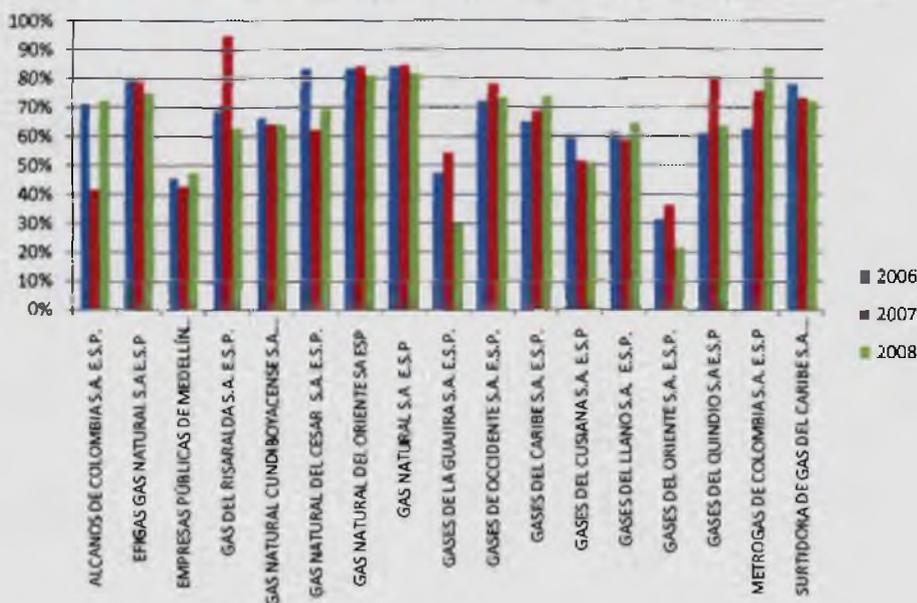
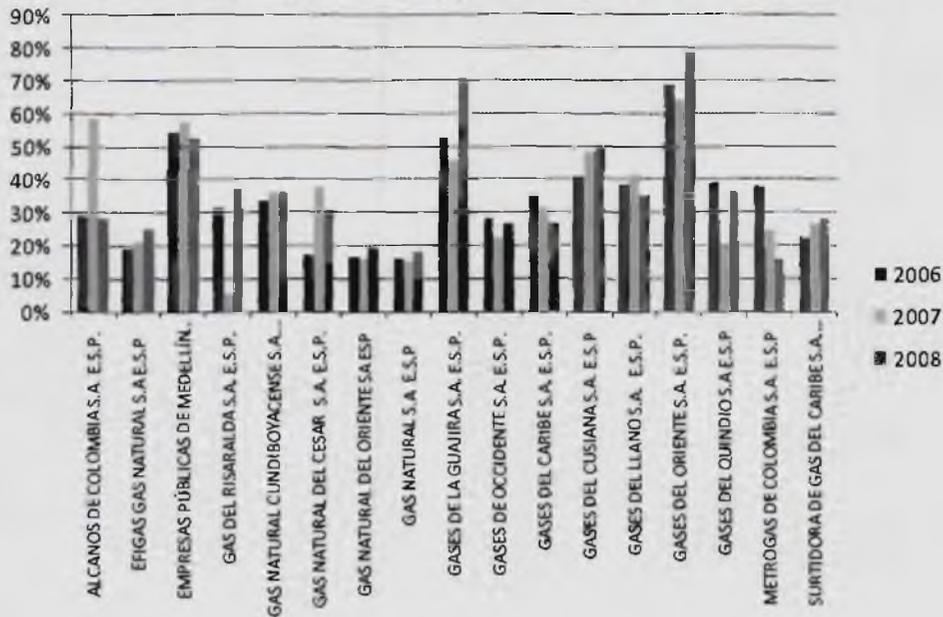


Figura 11. Porcentaje de Gastos AOM Asignados a Comercialización



Con esta información no es posible concluir que exista un estándar de la industria en lo relativo a la asignación de los gastos de AOM entre las actividades de distribución y comercialización. Adicional a lo anterior y considerando que las dos actividades son ejecutadas por la misma empresa, se ha considerado más cercano a la realidad analizar la eficiencia en el gasto de la operación conjunta, esto es, agrupando los gastos de las dos actividades. Los resultados de las corridas del modelo DEA se muestran a continuación:

Tabla 6. Resultados DEA para Distribución y Comercialización Integrados

EMPRESA	2006-2007	2007-2008	2006-2008
ALCANOS	65.05%	55.60%	63.98%
EFIGAS	37.41%	40.85%	39.31%
EPM	63.92%	67.21%	69.30%
RISARALDA	23.78%	17.84%	21.26%
CUNDIB	100.00%	100.00%	100.00%
GASNACER	93.84%	100.00%	100.00%
GNORIENTE	100.00%	86.84%	99.75%
GNATURAL	100.00%	100.00%	100.00%
GUAJIRA	83.16%	85.66%	95.38%
OCCIDENTE	94.85%	87.96%	93.30%
CARIBE	100.00%	100.00%	100.00%
CUSIANA	77.82%	82.14%	78.76%
LLANOGAS	50.16%	45.84%	50.27%
GDELORIENTE	100.00%	100.00%	100.00%
QUINDIO	22.54%	24.49%	22.85%
METROGAS	100.00%	100.00%	100.00%
SURTIGAS	89.58%	73.74%	84.66%

Figura 12. Comparación de los scores de eficiencia con el DEA

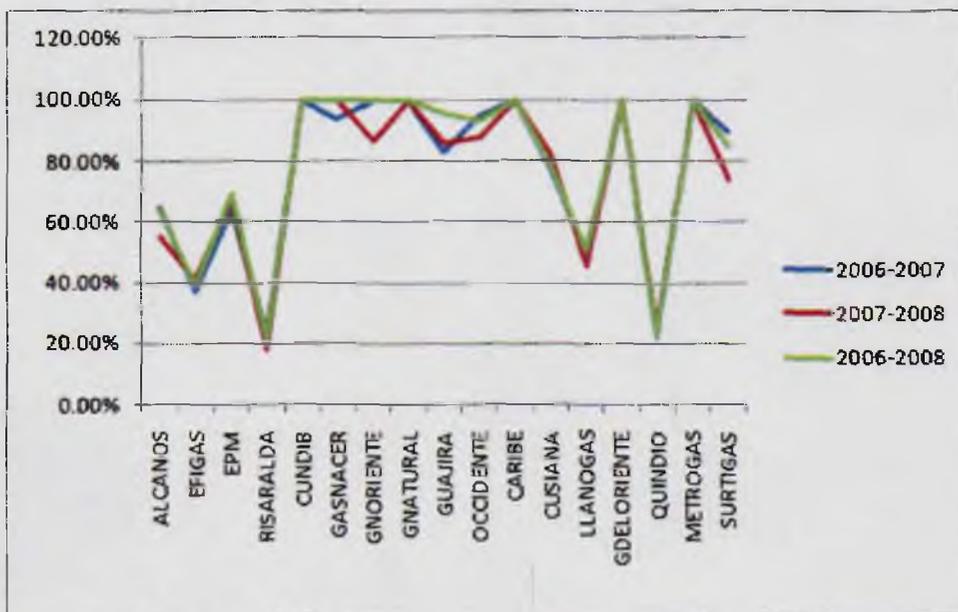


Tabla 7. Resultados del DEA para Distribución y Comercialización ("Window Analysis")

WINDOW ANALYSIS

DMU	Window 1		Window 2		Promedio
	2006	2007	2007	2008	
GNATURAL	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
METROGAS	100.00%	98.17%	100.00%	89.23%	96.85%
CUNDIB	82.42%	100.00%	89.53%	100.00%	92.99%
CARIBE	69.07%	100.00%	100.00%	100.00%	92.27%
OCCIDENTE	93.63%	87.41%	84.06%	88.30%	88.35%
GASNACER	84.27%	90.66%	79.46%	90.59%	86.24%
GNORIENTE	91.58%	83.51%	78.71%	89.11%	85.73%
GDELORIENTE	77.02%	100.00%	79.71%	80.96%	84.42%
CUSIANA	73.18%	78.55%	79.73%	70.86%	75.58%
GUAJIRA	91.33%	61.43%	45.87%	100.00%	74.66%
SURTIGAS	74.88%	72.23%	72.00%	73.51%	73.16%
EPM	53.85%	56.24%	52.95%	78.61%	60.41%
ALCANOS	57.44%	50.88%	49.81%	59.21%	54.34%
LLANOGAS	44.40%	42.92%	36.21%	43.44%	41.74%
EFIGAS	31.20%	38.18%	33.04%	36.41%	34.71%
QUINDIO	17.20%	24.45%	20.01%	19.60%	20.32%
RISARALDA	25.01%	18.34%	14.81%	15.29%	18.36%

En cuanto al análisis de eficiencia a través de la metodología de frontera estocástica, se revisaron diferentes modelos antes de seleccionar el más ajustado. Para comercialización se chequearon los siguientes modelos:

- Costo promedio (AOM/Usuario) contra Usuarios y Área – La variable Área resultó no significativa.
- Costo promedio (AOM/Usuario) contra Área – La variable Área resultó no significativa.

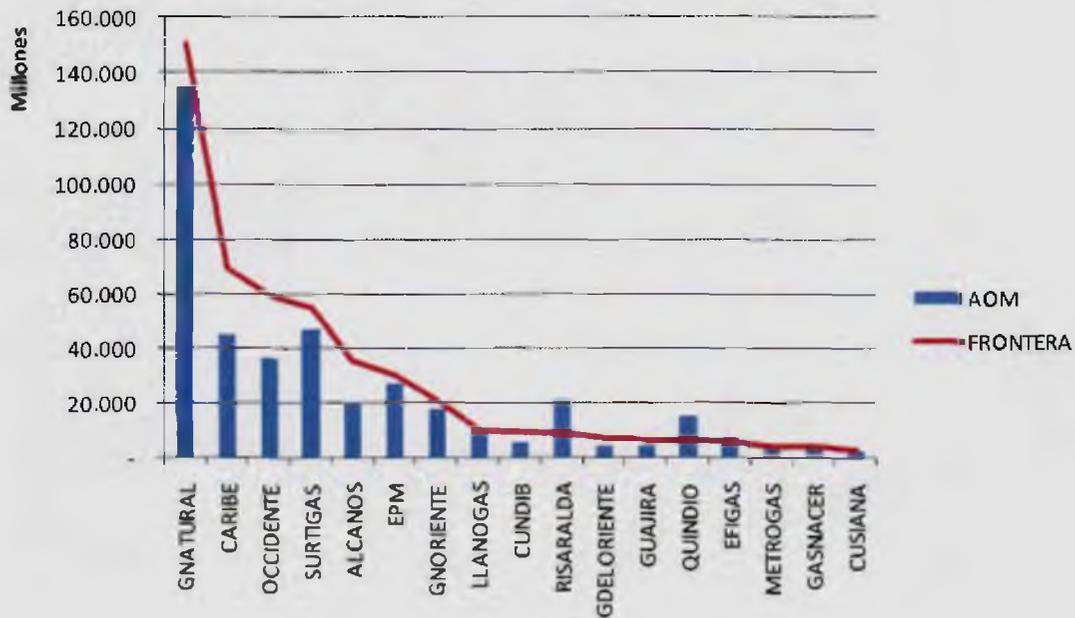
Para distribución se revisaron:

- Modelo Cobb-Douglas para AOM, Usuarios y Red, analizando el panel de datos 2006-2008: Modelo significativo.
- Modelo Cobb-Douglas para AOM, Usuarios y Red, analizando el promedio de los datos en el periodo 2006-2008: Modelo significativo.

Puesto que en el caso de los análisis con el modelo DEA, se obtuvieron resultados más consistentes al integrar los gastos de las dos actividades (distribución y comercialización), se analizó un modelo con los datos integrados, calculando un promedio para el período 2006-2008. En esta modelación se obtuvieron los siguientes resultados:

- Cobb-Douglas para AOM contra Usuarios, Red y Área, resultando no significativa la variable Área.
- Cobb-Douglas para AOM contra Usuarios y Red, resultando significativo (modelo que finalmente arroja los resultados más consistentes y que por lo tanto se propone para ser utilizado). El resumen de resultados se muestra a continuación:

Figura 13. Aplicación de la Frontera Estocástica



El modelo que finalmente se seleccionó corresponde a una frontera estocástica de Costos. La función que se ajustó fue una Cobb-Douglas, con la siguiente estructura:

$$\ln y = \beta_0 + \beta_1 \ln x_1 + \beta_2 \ln x_2 + \epsilon$$

Donde:

y Gastos totales de AOM, calculados como el promedio de la suma de los AOM integrando las dos actividades (Distribución y Comercialización) para los años 2006 a 2008.

x_1 Promedio de usuarios reportado al SUI para el periodo 2006-2008.

x_2 Promedio de kilómetros de red reportados para el periodo 2006-2008.

β_0 , β_1 y β_2 son los parámetros a estimar en el modelo.

ϵ Término que explica el error del modelo, el cual se puede expresar con la siguiente ecuación:

$$\epsilon = v + u$$

Donde u y v representan las porciones del error que corresponde a la ineficiencia de cada unidad de la muestra y al componente aleatorio respectivamente.

Como se puede observar en la Figura 13, la línea roja corresponde al resultado de aplicar la función anterior, aplicando un rango superior que tiene en cuenta una desviación estándar del modelo en sentido positivo (parámetro que se obtiene del modelo como se presenta en el Anexo 9.2). De acuerdo a la teoría de las fronteras estocásticas el modelo arroja el nivel de AOM estimado en función de los parámetros con los cuales se construyó la función de producción y como en todos los modelos de este tipo, existe un componente de error que es necesario considerar al momento de aplicarlos, razón por la cual se define este rango.

Los criterios propuestos para evaluar la eficiencia de las empresas durante el proceso de aprobación tarifaria, serían los siguientes:

- Se establece un intervalo entre la frontera y una desviación estándar del modelo hacia arriba (Frontera + Sigma en la Figura 13).
- Las empresas que se encuentren dentro de este intervalo serán consideradas eficientes y por lo tanto se les reconocerá el 100% de los gastos de AOM que hayan reportado.
- Las empresas que se encuentren por encima de este límite superior (frontera + Sigma) serán consideradas ineficientes y dicho límite será el valor de gastos de AOM que se le reconocerá para efectos tarifarios.

El modelo de fronteras estocásticas presenta las siguientes ventajas en relación con el DEA:

- Permite definir una función paramétrica con la cual se puede estimar el resultado del proceso de producción, es este caso el nivel de gastos de AOM.

- El modelo considera un factor de error que recoge las inexactitudes que se pueden presentar en la definición de la función paramétrica.
- El modelo es flexible y permite establecer un rango entre el resultado y el nivel de eficiencia que pretende establecer el regulador para el sector.

7.2.4. Propuesta

Con base en lo anterior, para establecer los gastos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento, que se remunerarán en los cargos de distribución y comercialización de gas combustible se propone adoptar la metodología de fronteras estocásticas que se presenta en este documento, en los términos descritos a continuación, teniendo en cuenta las ventajas que ofrece este modelo frente al DEA.

i) Modelo para estimación de eficiencia

Para definir la función que se utilizará con el fin de determinar los gastos de AOM de cada uno de los mercados relevantes para los cuales se presenten solicitudes tarifarias, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Modelo de estimación de eficiencia:
 - Frontera estocástica con una función Cobb-Douglas.
- Tamaño de la muestra:
 - Se toma el universo de empresas distribuidoras-comercializadoras de gas combustible en el país.
- Horizonte de tiempo para el análisis:
 - Información histórica del período 2006-2009. La Comisión cuenta con los datos para los años 2006, 2007 y 2008, mientras que los datos de 2009 deberán ser reportados por las empresas con su solicitud tarifaria teniendo en cuenta la certificación que se describe más adelante.
- Variables (con las fuentes descritas en este documento):
 - Promedio de los gastos anuales de AOM por empresa para el período 2006-2009, integrando las actividades de distribución y comercialización de la empresa.
 - Promedio del número de usuarios por empresa para el período 2006-2009.
 - Promedio de la longitud de red del sistema de distribución de cada empresa para el período 2006-2009.
- A partir de lo anterior se definirá la función que mejor se ajuste a los datos de la muestra.

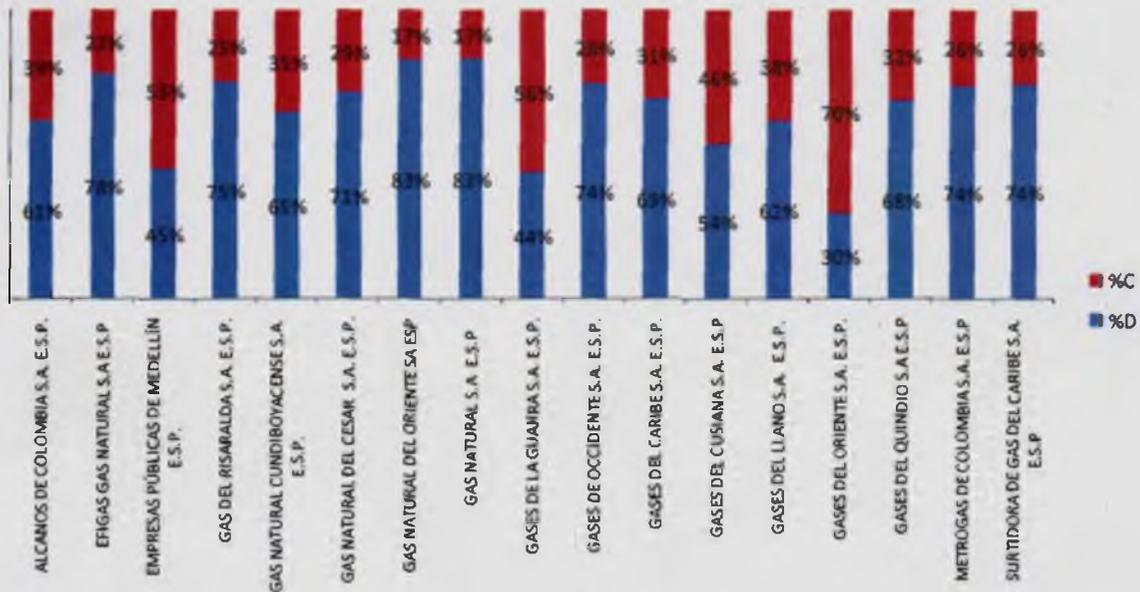
Con la función y la aplicación del modelo de frontera estocástica se evaluará la eficiencia de cada empresa con la siguiente metodología:

- Se establece un intervalo entre la frontera y una desviación estándar del modelo hacia arriba (Frontera + Sigma, gráficamente se presenta en la Figura 13).
- Las empresas que se encuentren dentro de este intervalo serán consideradas eficientes y por lo tanto se les reconocerá el 100% de los gastos de AOM que hayan reportado.

- Las empresas que se encuentren por encima de este límite superior (frontera + Sigma) serán consideradas ineficientes y dicho límite será el valor de gastos de AOM que se le reconocerá para efectos tarifarios.

Es importante aclarar que si bien en el modelo se toma la información por empresa, los cargos de distribución y comercialización que aprueba la CREG son por Mercados Relevantes. En ese sentido, las empresas deberán reportar en su solicitud tarifaria, la información contable de AOM del año 2009. En caso de que la empresa atienda varios mercados relevantes, aplicará un cargo de comercialización idéntico para todos ellos.

La separación de gastos de AOM entre cada actividad (distribución y comercialización) se realizará con base en el promedio del porcentaje que se obtiene de la asignación que realizó cada empresa para los gastos de los años 2006, 2007 y 2008, que se muestran a continuación.



En caso de que una empresa que esté prestando el servicio a un mercado relevante, no reporte en su solicitud tarifaria la información de AOM según se solicita en la respectiva resolución, la Comisión le aprobará para efectos tarifarios, el 90% de los gastos de AOM (distribución y comercialización) de una empresa que sea comparable en términos de escala y densidad del mercado (número de usuarios atendidos y número de usuarios por unidad de longitud de red del sistema de distribución). La desagregación entre distribución y comercialización se supondrá del 50% para cada actividad.

ii) Certificación de la información contable

Al momento de presentar la solicitud tarifaria por parte de cada empresa, se deberá reportar la información contable del año 2009 (o del año anterior a la solicitud tarifaria si esta es posterior al año 2010), necesaria para determinar los gastos de AOM de ese año. Esta información deberá ser certificada por el Revisor Fiscal de la empresa en el que conste que se ejecutaron como mínimo las siguientes actividades:

- Verificación de que la empresa tenga implementado un sistema de costos y gastos por actividades conforme a lo previsto en la Resolución SSPD 33635 de 2005.
- Verificación de que la asignación de recursos (conceptos de costos directos de personal, materiales, planta y equipo, edificios, misceláneos y costo de bienes y servicios para la venta) se hayan efectuado en forma directa a las actividades determinantes de los procesos operativos y comerciales y a las actividades de los procesos de apoyo administrativo.
- Verificación de que la asignación de los recursos de costos indirectos a las actividades se hayan efectuado a través de “drivers” o factores de asignación que muestren la situación de la empresa.
- Verificación de que los gastos administrativos o de soporte se hayan asignado por cada proceso a las unidades de servicio o negocio.
- Verificación de que el sistema permita establecer claramente los costos de la Gestión Operativa, de la Gestión Comercial y de la Gestión de Estrategia y Soporte con base en la conformación establecida por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en el Anexo 2 de la Resolución 33635 de 2005.
- Verificación de que en el informe de AOM se utilicen únicamente las cuentas consideradas por la normatividad vigente.
- Verificación de que el sistema separe claramente los costos de los negocios no regulados o no relacionados con servicios públicos.
- Verificación de que los Outsourcing y Concesiones entregan información para su incorporación en el sistema de costos y gastos por actividades.
- Verificación de que las cuentas identificadas como de costo de bienes y servicios para la venta, en el sistema unificado de costos y gastos, solo estén afectando los procesos de la gestión comercial.
- Verificación de que dentro del reporte de costos y gastos AOM no se incluyan erogaciones causadas por situaciones que son ajenas a las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, como es el caso de la construcción y/o revisión de las instalaciones internas.
- Conciliación de la información de gastos y costos de AOM, con lo reportado al Sistema de Costos y Gastos para la actividad de distribución y los saldos de contabilidad según el Plan Único de Cuentas, y verificación de la consistencia de la información con los valores totales por cuenta.
- Dar sin ambigüedades el visto bueno o concepto de salvedad sobre la información suministrada por las empresas sobre los costos AOM de las actividades de distribución y comercialización de gas combustible.

La comisión considera importante contar con esta información durante el periodo de vigencia de los nuevos cargos, para lo cual las empresas deberán reportar, cada mes de abril, la información contable del año inmediatamente anterior, certificada y auditada en la forma anteriormente indicada.

iii) Áreas de Servicio Exclusivo

La Comisión publicó para consulta de los agentes y terceros interesados (Resolución CREG 032 de 2010¹¹) una propuesta regulatoria que les permitiría a los concesionarios de

¹¹ Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución por la cual se establece una opción tarifaria para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería en las Áreas de Servicio Exclusivo.

las Áreas de Servicio Exclusivo (si así lo deciden) aplicar una nueva fórmula tarifaria que se ajusta a las condiciones actuales del mercado de gas combustible, es de esperarse que aquellos concesionarios que se acojan a la opción tarifaria podrían presentar ante la CREG una solicitud de aprobación tarifaria de los cargos fijos y variables de comercialización de gas combustible a usuarios regulados.

En este sentido, la metodología descrita en el presente documento será aplicable a aquellos concesionarios de Áreas de Servicio Exclusivo que se hayan acogido a la opción tarifaria mencionada, y por lo tanto requieran una aprobación de cargos de comercialización de gas combustible a usuarios regulados.

Para efectos de la solicitud tarifaria, estas empresas deberán reportar los gastos de AOM certificados en la misma forma que se exige para las demás empresas (certificación del numeral anterior), tanto para la actividad de comercialización como de distribución.

Estas empresas se tendrán en cuenta en la muestra del ejercicio de fronteras estocásticas que realice la Comisión para efectos de evaluar la eficiencia relativa de cada empresa, cuyos resultados también aplicarían a las Áreas de Servicio Exclusivo en lo relacionado con el cargo de comercialización. De la información que reporten en la solicitud tarifaria, la Comisión calculará el porcentaje de gastos que se aplican a la actividad de comercialización, sobre los cuales aplicará los resultados que se obtengan del modelo de estimación de eficiencia.

7.3. Margen de comercialización

La actividad de comercialización de gas natural es esencialmente un negocio de intermediación económica, similar a la comercialización de bienes y servicios que se producen en otros sectores económicos.

El negocio del comercializador consiste en proveer gas combustible a los usuarios finales del servicio, para lo cual debe obtener y pagar por el suministro del producto y por los otros servicios necesarios para entregar el gas natural a sus clientes y realizar el cobro respectivo al usuario final.

Un efecto importante de las nuevas condiciones de mercado (Ver Documento CREG 135 de 2009¹²), se refleja en los costos que implica la actividad comercial, en la medida que se pueden incrementar los costos de transacción al tener que salir al mercado a buscar el aprovisionamiento del gas y por lo tanto esta actividad se ha convertido en un negocio de intermediación económica, además de involucrar los correspondientes costos por usuario atendido.

El margen de comercialización se puede definir como el margen a reconocer a los comercializadores minoristas que atienden usuarios regulados, y el cual refleja los costos variables de la actividad. En tal sentido y teniendo en cuenta que se trata de una actividad poco intensiva en inversiones de capital, es más adecuado que la rentabilidad provenga del volumen de sus operaciones y no del monto de sus activos.

¹² Documento soporte de la propuesta regulatoria de fórmula tarifaria aplicable al servicio de gas combustible, en el cual se presenta la evolución que ha tenido el mercado de gas natural en Colombia en los últimos años, en particular en la situación del balance oferta vs. Demanda.

La metodología propuesta para determinar el margen a reconocer para esta actividad se basa en el concepto de utilizar como referencia una actividad económica con características similares y que enfrente riesgos comparables (Artículo 87.4 de la Ley 142 de 1994).

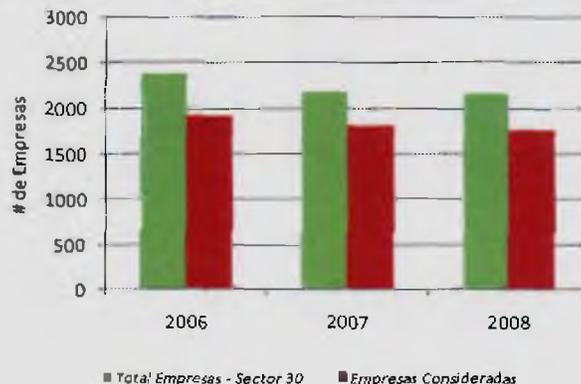
En este sentido, se propone utilizar como referencia el sector de comercialización minorista o al detal entendido como la actividad de compra-venta de mercancías cuyo comprador es quien usa o consume la mercancía, al igual que sucede en el caso del gas combustible (En el Anexo 9.3 se incluye una lista de las actividades que conforman la muestra). Es importante aclarar que este ejercicio solo representa el margen operacional y no considera conceptos adicionales como el capital de trabajo y el riesgo de cartera que deberán ser analizados de manera independiente, en la medida que la actividad económica que se toma como referencia no los enfrenta al ser ventas al detal que se realizan de contado y en efectivo, lo cual no sucede en la comercialización de gas combustible que se analiza.

Metodología de cálculo:

Se toman las empresas del sector de comercialización al por menor en Colombia de una muestra para el período comprendido entre 2003 y 2008 (Sector 30)¹³, entre las cuales se encuentran las siguientes actividades comerciales que se presentan en el Anexo 9.3.

Se eliminan de la muestra las empresas con ingresos anuales inferiores a \$500 millones, que es el nivel de ingresos de una empresa de comercialización de gas combustible que atiende un mercado de 1000 a 2.000 usuarios aproximadamente. En la siguiente figura se observa la comparación entre el tamaño total de la muestra y el número de empresas que se utilizaron para realizar el ejercicio.

Figura 14. Tamaño de la Muestra Utilizada para el Análisis

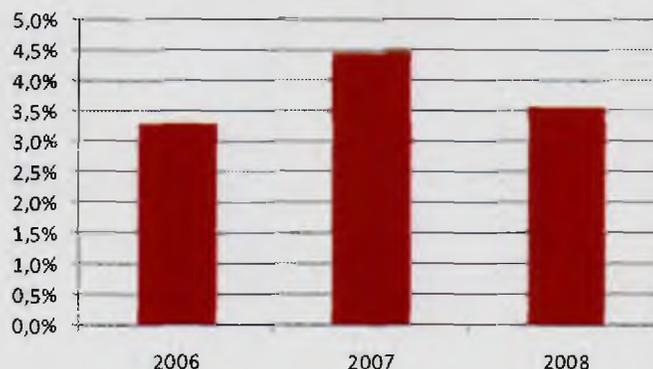


Se calcula el margen operacional de cada una de las empresas de la muestra y después se calcula un promedio simple para obtener el margen operacional de cada año. En la siguiente figura se puede observar la tendencia que ha tenido el margen operacional, durante los últimos años, de las empresas que fueron consideradas.

¹³ Información de la Superintendencia de Sociedades, para las actividades de comercio al por menor en almacenes, correspondiente a la codificación CIIU (Código Industrial Internacional Uniforme).

Figura 15.

Margen Operacional



Se determina el margen operacional a través de un promedio simple de los datos encontrados para los tres años anteriores aplicando la fórmula que se presenta a continuación. De acuerdo a este procedimiento se obtiene un margen de 3,78% que sería el propuesto para remunerar la actividad de comercialización minorista de gas natural durante el próximo periodo tarifario (Ver tabla siguiente).

$$MO_n = \frac{(MO_{n-1}) + (MO_{n-2}) + (MO_{n-3})}{3}$$

Tabla 8. Cálculo del Margen Operacional

Año	Promedio Simple S-30
2006	3,28%
2007	4,47%
2008	3,58%
<i>Promedio Simple</i>	3,78%

7.4. Capital de trabajo

La CREG analizó el aspecto de los requerimientos de capital de trabajo para efectos de cubrir los costos del suministro y el transporte de gas, sin embargo se concluye que no es necesario incluir una remuneración adicional por este concepto en la medida que los plazos de pago establecidos en la regulación permiten que el comercializador recaude los dineros de los usuarios en el tiempo necesario para cubrir estas facturas.

El Artículo 125 de la Ley 142 de 1994 (Actualización de las tarifas) indica que las nuevas tarifas calculadas por las empresas al actualizar todos los componentes de las fórmulas solo podrán ser aplicadas a partir del día quince del mes que corresponda y siempre que se acumule una variación de por lo menos un 3%.

Por otra parte, el Artículo 35 (Liquidación de consumos) de la Resolución CREG 108 de 1997 establece que la tarifa que aplicará la empresa para liquidar los consumos de cada

período de facturación será aquella que haya estado vigente el mayor número de días de consumo del período correspondiente. Se debe entender que las tarifas entrarían en vigencia después de cumplir con el requisito de publicación en un diario de amplia circulación (Resoluciones CREG 058 de 2000 y CREG 015 de 1999).

De acuerdo con lo anterior, si las nuevas tarifas se publican el primer día del mes “m”, aunque éstas están vigentes desde el momento de su publicación, solo se pueden empezar a aplicar el día 15 del mismo mes y por lo tanto solo a los consumos medidos del día 16 del mes m en adelante. Esta tarifa se aplicaría entonces hasta los consumos medidos hasta el día 15 del mes “m+1” y el comercializador terminaría de recaudar los dineros hacia el final del mismo mes “m+1”.

Lo anterior coincide con el plazo que le deben otorgar tanto el productor como el transportador al comercializador para pagar las facturas correspondientes al mes “m”, es decir, de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2003 y la propuesta regulatoria de la Resolución CREG 178 de 2009, estos facturarán el valor del suministro y el transporte de gas durante los primeros cinco días siguientes al mes de consumo (m+1) y ofrecerá un plazo de pago no inferior al primer día hábil del mes siguiente del mes de facturación, es decir, el mes “m+2”.

Durante el mes, el comercializador recibe por adelantado el pago de los consumos de la primera quincena del mes “m” (1 al 15) con tarifa del mes “m-1”, y al final del mes “m” termina de recaudar los consumos de la segunda quincena liquidados con tarifa de ese mes, por lo que se puede concluir que se equilibran los recaudos con las cuentas por pagar a los proveedores (productores y transportadores).

7.5. Riesgo de Cartera

Uno de los riesgos a los que está sujeto el prestador del servicio es la no recuperación de la cartera vencida, a pesar de la gestión realizada para recuperarla. Con el fin de determinar el riesgo de cartera, la Comisión evaluó la información de las empresas comercializadoras de gas combustible por redes, sobre: i) cartera mayor de 1 año; ii) provisiones por concepto de gas facturado; iii) ingresos y recaudo y iv) volumen de gas facturado. Toda esta información por sectores de consumo fue solicitada a las empresas a través de la Circular CREG 025 de 2009.

El riesgo de cartera debe ser remunerado de manera independiente en la medida que las actividades económicas que se utilizaron para efectos de determinar el margen de intermediación (Sección 7.3), corresponden principalmente a actividades de venta al detal o a consumidor final en un local o establecimiento de venta, en cuyo caso el pago se realiza de contado. De acuerdo a lo anterior, estas actividades no estarían reflejando riesgos de cartera comparables a los que deben enfrentar las empresas de servicios públicos domiciliarios.

Sobre el riesgo de cartera y su valoración se pueden considerar los siguientes elementos:

- Existe un riesgo de cartera asociado a las condiciones socioeconómicas y culturales de los mercados donde operan las empresas de servicios públicos.
- La modalidad post-pago propia del servicio. En otras palabras, el cliente consume “a crédito”, hasta el momento de la facturación. El incentivo para pagar lo que ya fue consumido es distinto al existente en el caso de un pago anticipado.

- Se debe remunerar este riesgo, sin embargo no se debe eliminar el incentivo a realizar una gestión de la cartera por parte de la empresa.
- El riesgo de cartera se incluye en el componente de comercialización, en la medida que este es el agente que debe enfrentarlo.
- El riesgo de cartera se materializa en un menor recaudo por parte del comercializador, por lo tanto el ajuste por este riesgo debe buscar la compensación parcial o total de sus efectos.

Para el análisis se tiene como referencia el estudio contratado por la CREG para la actividad de comercialización de energía realizado por el Profesor Rafael Bautista, denominado "Incorporación del riesgo cartera a la fórmula de costos de las empresas comercializadoras de energía"¹⁴.

La metodología propuesta por el Profesor Bautista pretende estimar una prima por riesgo de cartera que se incorpore o se agregue al margen de comercialización en forma independiente. La prima proviene de la variación de un año a otro del stock de cartera mayor a 360 días más las provisiones, y estimando todo lo anterior como una proporción de la facturación del año, para lo cual propone la siguiente fórmula:

$$f_T^{(k)} = \frac{d_T^{(k)} - d_{T-1}^{(k)} + cast^{(k)}}{F^{(k)}}$$

Donde:

$d_T^{(k)}$: Stock de cuentas por cobrar en la categoría k, morosas con un año o más al final de año T. En pesos corriente.

$cast^{(k)}$: Castigo a cartera durante el año de cálculo, proveniente de cuentas morosas en la categoría k. En pesos corrientes.

$F^{(k)}$: Facturación total para la categoría k durante el año de cálculo. En pesos corrientes.

El subíndice "k" corresponde a las diferentes categorías de consumo (estratos residenciales, usuarios comerciales, industriales, etc.), no obstante con el objeto de mantener la simplicidad en las fórmulas que definen la tarifa final, la Comisión considera adecuado realizar el cálculo agregado para el sector, teniendo como base las empresas que reportaron la información solicitada a través de la Circular CREG 025 de 2009.

En particular, el castigo a cartera ($cast^{(k)}$) es una variable sobre la cual no se tiene información específica ya que de la contabilidad no se tiene una cuenta específica para las provisiones por consumos dejados de pagar¹⁵. No obstante, para efectos de realizar el ejercicio se ha considerado adecuado sustituirla con los datos del valor del consumo no pagado, que se deriva de los usuarios que han sido desconectados (esta información fue reportada por las empresas con la Circular CREG 025 de 2009).

¹⁴ Bautista, Rafael (2006)

¹⁵ Las provisiones se reportan para toda la empresa y puede incluir información diferente al negocio de comercialización de gas combustible.

Al respecto, es oportuno considerar la razón por la cual se incluye esta variable en el cálculo de la prima de riesgo, es decir, de acuerdo con los análisis del Profesor Bautista, para explicar la metodología se puede partir de la ecuación básica del stock de cartera:

$$d_T = d_{T-1} - cast + nueva$$

De esta expresión puede deducirse que lo que incluye el numerador de la fórmula con la cual se estima la prima de riesgo de cartera es únicamente la cartera nueva o las nuevas entradas al stock básico de cartera lo cual genera los siguientes beneficios:

- Reconocer el efecto de la cartera irrecuperable, al utilizar como referente para el año vigente el desempeño de esa parte de la cartera durante el año previo.
- Desincentivar la práctica de no provisionar cartera incobrable de manera permanente con el fin de beneficiarse de ella a través de la prima de riesgo de cartera.

Para considerar su impacto se tiene que el comportamiento de la cartera desde el año 2006 y su efecto en el recaudo ha sido el siguiente:

Figura 16.

Recaudo

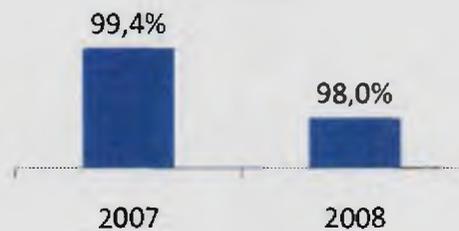
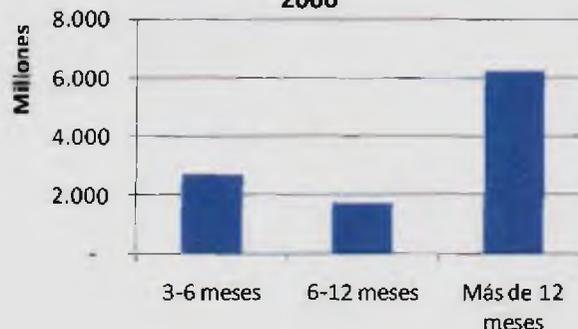
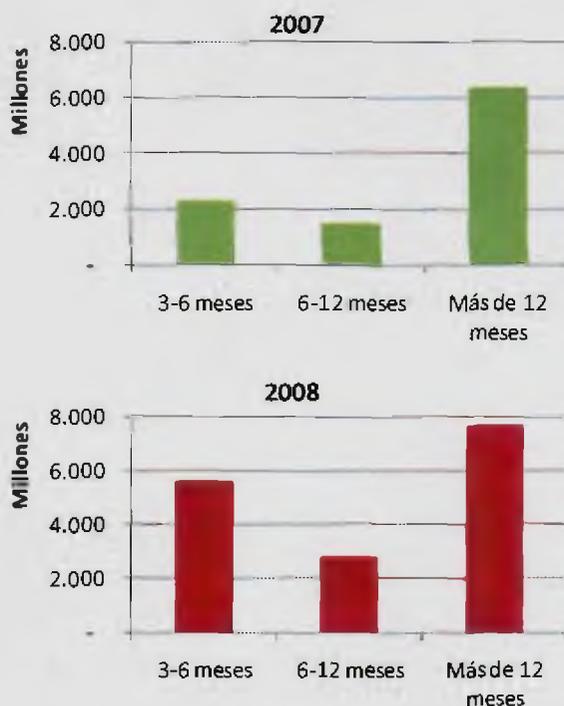


Figura 17. Cuentas por Cobrar

2006





Fuente: Elaboración CREG a partir de los reportes de las empresas

Así las cosas, en las figuras anteriores se presenta el comportamiento que tienen las cuentas por cobrar de diferentes edades, de donde se puede concluir que parece normal en la medida que la disminución entre el primer rango (3 a 6 meses) y el segundo rango (6 a 12 meses) refleja la gestión de cartera que realizan las empresas en la que logran que algunos usuarios "en mora" se pongan al día.

Ahora bien, se puede observar que entre 2006 y 2007 el nivel de cartera disminuye para la de 3 a 6 meses e incluso para la de 6 a 12 meses, mientras que la cartera de más de 12 meses se mantiene prácticamente constante. Para 2008 la situación cambia de manera sustancial y llama la atención el crecimiento que tiene tanto la cartera de 3 a 6 meses como la de más de 12 meses.

Con la misma tendencia, del año 2007 al 2008 se redujo el porcentaje de recaudo del sector del 99,44% al 98,02%¹⁶, lo cual refleja el incremento de la cartera descrito anteriormente.

Para el cálculo de la prima por riesgo de cartera, se aplica la fórmula anterior para los años 2007 y 2008 utilizando la siguiente información:

- La información de cartera de diferentes edades para los años 2006, 2007 y 2008.
- La variación del stock de cartera mayor a 360 días se calcula para los dos últimos años (2006-2007 y 2007-2008).
- El castigo corresponde al valor del consumo no pagado reportado por las empresas para los años 2006, 2007 y 2008.

¹⁶ Calculado como la facturación del año más la diferencia entre la cartera total de un año a otro.

- La facturación por consumo de los años 2006, 2007 y 2008.

El cálculo se realiza únicamente para el sector residencial en forma agregada para todas las empresas que reportaron, teniendo en cuenta que es el sector de consumo donde se presentan mayores inconvenientes de gestión de cartera y donde la recuperación de la misma puede arrojar resultados de costo-beneficio desfavorables. La valoración de la prima por riesgo de cartera para los años 2007 y 2008 arroja los siguientes resultados:

Año	Prima por riesgo de cartera
2007	0,14%
2008	0,34%

Teniendo en cuenta que se busca definir una prima de riesgo para el próximo período tarifario se propone utilizar el promedio simple de estos dos valores, para definir la prima que se reconocería a los comercializadores durante los próximos 5 años.

$$R_{cartera} = 0,24\%$$

7.6. Cálculo del Cargo Máximo de Comercialización

Se propone dividir el cargo de comercialización en una componente fija y otra variable, con el objeto de que la tarifa refleje con mayor precisión la realidad de los costos de la actividad. Los gastos de administración, operación y mantenimiento se causan con independencia del consumo que registre un mercado y por lo tanto debieran remunerarse a través de un cargo fijo.

Por su parte, el margen de intermediación y el riesgo de cartera se relacionan de manera directa con el nivel de ingresos que viene dado por la cantidad consumida en un período y por los precios aplicados a dichas ventas. Por lo anterior, estos conceptos se deben remunerar con un componente por unidad de volumen vendido.

El componente fijo de comercialización corresponde a los gastos de AOM, calculado con la siguiente fórmula:

$$Cf_o = \frac{AOM + DEP}{Facturas}$$

Donde:

- Cf_o : Cargo fijo de comercialización (\$/factura).
 AOM : Gastos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de acuerdo con lo establecido en la Sección 7.2 de este documento.
 DEP : Depreciación anual de las inversiones en equipos de cómputo, paquetes computacionales y demás activos atribuibles a la actividad de Comercialización.
 $Facturas$: Número de facturas del año para el cual se tomaron los parámetros de cálculo de los componentes anteriores.

El componente variable corresponde al margen de comercialización y a la prima por riesgo de cartera, calculado con la siguiente fórmula.

$$Cv_m = (MO + R_{cartera}) * (G_m + T_m + D_m)$$

Donde:

- Cv_m : Cargo variable de comercialización del mes m (\$/m3).
 MO : Margen operacional de acuerdo con la sección 7.3 de este documento.
 G_m : Costo promedio unitario en \$/m3 de las compras de gas combustible, destinado a Usuarios Regulados, del mes m-1 de cálculo.
 T_m : Costo promedio unitario en \$/m3 del transporte de gas combustible, destinado a Usuarios Regulados, del mes m-1 de cálculo.
 D_m : Costo promedio unitario en \$/m3 del cargo de distribución de gas combustible, destinado a Usuarios Regulados, del mes m-1 de cálculo.
 $R_{cartera}$: Riesgo de cartera de acuerdo con la sección 7.5 de este documento.

Los cargos de comercialización se calculan con la información de los gastos de AOM eficientes que determine la Comisión después de aplicar la metodología definida en la sección 7.2 de este documento.

El componente variable del cargo de comercialización es calculado mensualmente por el comercializador de cada mercado relevante. En todo caso, el comercializador deberá enviar una copia de las memorias de cálculo de este cargo, con los valores certificados por el Revisor Fiscal (de G, T y D), a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo de su competencia.

Para solicitudes tarifarias en nuevos mercados que no dispongan de información histórica de gastos de AOM se fijará un cargo de comercialización igual al de otro comercializador que atienda un mercado similar, comparado con base en la escala y la densidad del mercado (promedio del número de usuarios que serán atendidos, y número de usuarios por unidad de longitud de red del sistema de distribución, en un horizonte de 5 años contados a partir del año en que se proyecte el inicio de la prestación del servicio).

7.7. Actualización

Los cargos fijos de comercialización se actualizarán mensualmente utilizando la siguiente fórmula:

$$Cf_m = Cf_0 * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Donde:

- Cf_m : Cargo de comercialización correspondiente al mes m de prestación del servicio.
 Cf_0 : Cargo base de comercialización aprobado por la CREG para cada mercado (componente fijo).
 IPC_{m-1} : Índice de Precios al Consumidor reportado por el DANE para el mes (m-1).
 IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor reportado por el DANE para la fecha base del cargo por comercialización.

La fecha base corresponde al 31 de diciembre del año anterior a la aprobación de los cargos máximos por parte de la CREG. El cargo variable se calcula cada mes y por lo tanto no requiere fórmula de actualización.

7.8. Factor de Productividad

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994, los aumentos esperados en productividad se deben distribuir entre la empresa y los usuarios. Al respecto, en esta sección se presenta el análisis de la CREG en relación con la productividad de la actividad de comercialización de gas combustible a usuarios regulados y la posibilidad de estimar los aumentos esperados para el próximo período tarifario.

En el año 2007 la CREG contrató un estudio con la Universidad EAFIT con el fin de calcular el factor de productividad. El estudio calculó el índice de malmquist con diferentes técnicas (DEA, fronteras estocásticas, mínimos cuadrados ordinarios) de los resultados obtenidos para el sector de distribución de gas para el periodo de estudio (2001-2006) el consultor concluye que el cambio tecnológico no fue estadísticamente significativo, lo cual implica que no se presentó un desplazamiento de la frontera de producción y por consiguiente se recomienda según los resultados observados no imponer un factor X de productividad.

La productividad se define como la relación entre la cantidad de producto e insumo utilizados en la producción de bienes y/o servicios. La tecnología, eficiencia y diferentes variables exógenas de la producción son determinantes de la productividad. La eficiencia en la producción se divide en la eficiencia técnica y la eficiencia asignativa, un proceso productivo es eficiente técnicamente si no es posible obtener un mayor nivel de producción sin aumentar el uso de otro insumo o disminuir la cantidad obtenida de otro producto, mientras que, se presenta eficiencia asignativa cuando se logra una combinación de insumos que le permite producir al mínimo costo. Aumentos en la productividad son consecuencia del cambio tecnológico, avances en los procesos productivos, mayores habilidades, etc.

Para medir los cambios en la productividad, hay diferentes metodologías entre las que se encuentran:

- El residuo de Solow para calcular la productividad total de los factores (TFP).
- El enfoque econométrico con el cual se busca determinar la frontera de producción.
- La orientación de números índices, con el fin de cuantificar el cambio de la productividad a partir de la comparación de las canastas de bienes en el tiempo.

El objetivo del análisis es evaluar la aplicación del factor X relacionado al cambio tecnológico, el cual es único para la actividad, ya que “aplicar un factor X único al sector que involucre el cambio en la eficiencia técnica implicaría sesgo por agregación, puesto

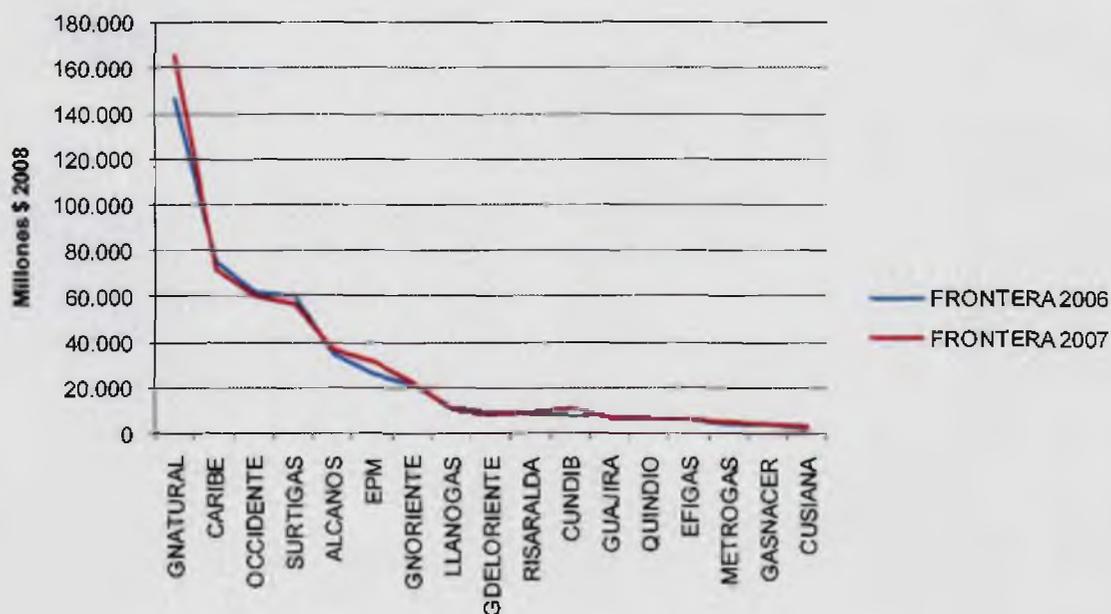
que éste depende de los avances relativos de los operadores de red pertenecientes a cada uno de los negocios”¹⁷.

Conforme a la propuesta del numeral 7.2.3 del presente documento, en relación con adoptar el modelo de frontera estocástica para evaluar la eficiencia en el gasto de AOM, se realizó una evaluación del comportamiento de los gastos de las empresas distribuidoras-comercializadoras a partir de una frontera estocástica de costos para las actividades conjuntas de distribución y comercialización. En el análisis se utilizó una función Cobb-Douglas expresada de la siguiente forma:

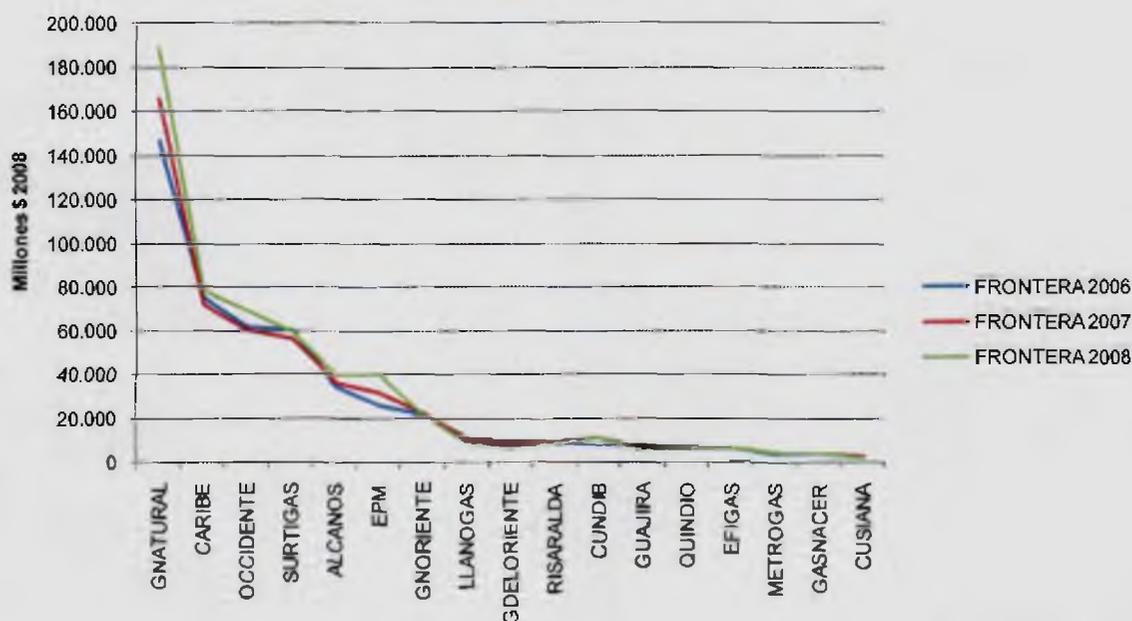
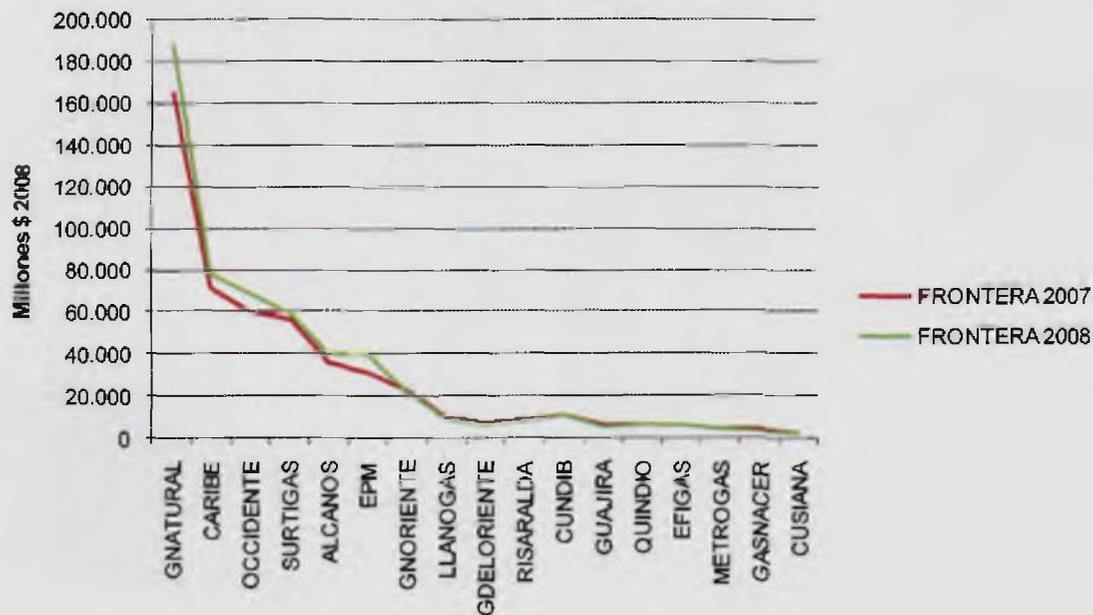
$$\ln y = \beta_0 + \beta_1 \ln x_1 + \beta_2 \ln x_2 + \epsilon$$

Donde β_0, β_1 y β_2 son los parámetros, x_1 son los usuarios, x_2 son los kilómetros de red y ϵ es el error aleatorio.

Las fronteras estimadas para los años 2006, 2007 y 2008 se encuentran a continuación:



¹⁷ Primer informe consultoría “Revisión y actualización del factor de productividad asociado a las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, transporte y distribución de gas natural y GLP”. 2007.



A partir de las gráficas, se puede apreciar que no se presentó una reducción de costos que ocasionara un desplazamiento hacia abajo de la frontera de costos, por lo tanto, no se presentó un aumento en la productividad en el sector debido a cambios tecnológicos, pues no hay evidencia de una reducción continua y significativa de los costos reales de producción, principal efecto de mejoras en la productividad de los sectores.

De acuerdo con lo anterior, no hay evidencia de un crecimiento permanente de la productividad esperada del sector. De acuerdo con la teoría es apropiado fijar un factor de productividad cuando hay una clara tendencia histórica de aumentos en la productividad, por esta razón se considera conveniente omitir el factor de productividad en la actividad de comercialización.

7.9. Áreas de Servicio Exclusivo

Como se presentó en la sección 7.3 de este documento, la actividad de comercialización de gas combustible se ha convertido en un negocio de intermediación económica, además de involucrar los correspondientes costos por usuario atendido.

A continuación se describe el alcance de la regulación económica contenida en la Resolución CREG 057 de 1996, en lo que tiene que ver con las actividades de distribución y comercialización de gas combustible por redes de tubería.

Los elementos tarifarios para remunerar al distribuidor de gas combustible consideran lo siguiente:

- a. El cargo de la red en el cual se incorporan todos los costos y gastos asociados al uso de las redes de distribución de gas domiciliario, es decir, la inversión, operación y mantenimiento. Incluye también los costos de atención al usuario.
- b. Cargo de conexión el cual cubre los costos involucrados en el suministro y la instalación de la acometida y el medidor.

Para analizar con mayor detalle lo que comprende el concepto del “costo de atención al usuario”, es necesario tener presente además de la definición regulatoria de la actividad, las obligaciones impuestas a través del Código de Distribución (Resolución CREG 067 de 1995), particularmente las relacionadas con la atención de emergencias, las cuales se describen a continuación:

- El distribuidor estará obligado a responder a las llamadas de emergencia en forma inmediata (Numeral 5.6).
- El distribuidor deberá contar con un servicio de atención de emergencias, que funcione las 24 horas del día (Numeral 5.7).
- El tiempo máximo de respuesta a la emergencia y la presencia del equipo de emergencias en el lugar, no deberá ser superior a una hora (Numeral 5.7).

Estas obligaciones representan costos que se apartan de los conceptos de construcción de redes, su operación o el respectivo mantenimiento, y que por lo tanto deben clasificarse con la atención del usuario a nivel de distribución, en la medida que corresponden a labores que están relacionadas con la infraestructura de redes a través de la cual se presta el servicio.

La ejecución de estas actividades representa la necesidad de contar con personal técnico, dedicado y especializado, así como infraestructura de comunicación y transporte adecuada y disponible para atender una emergencia en los tiempos exigidos.

Estos conceptos deben diferenciarse de aquellos relacionados con la atención comercial del usuario que se remuneran tarifariamente a través de los cargos de comercialización. Desde el punto de vista metodológico, la remuneración de la comercialización considera los costos asociados a las siguientes actividades:

- Aprovechamiento del gas combustible, es decir, la gestión de la contratación de suministro y transporte.
- Lectura periódica de los consumos de cada usuario (logística para todo el mercado).

- Determinación de los consumos, revisión de la lectura, liquidación y elaboración de la factura respectiva.
- Entrega de la factura en el domicilio del usuarios (la regulación obliga a que la factura sea entregada al usuario 5 días antes del plazo de pago).
- Gestión de recaudo de la facturación (disposición de medios de pago, así como la infraestructura para recibir el pago directamente en las oficinas de la empresa).
- Atención de peticiones, quejas y reclamos.

Con base en lo anterior, la Comisión publicó para consulta de los agentes y terceros interesados (Resolución CREG 032 de 2010¹⁸) una propuesta regulatoria que les permitiría a los concesionarios de las Áreas de Servicio Exclusivo aplicar una nueva fórmula tarifaria que se ajusta mejor a las condiciones actuales del mercado de gas combustible.

Como se presentó en el documento soporte de dicha propuesta regulatoria, se podrían modificar todos los componentes de la fórmula tarifaria, con excepción del cargo de distribución que se encuentra definido en los contratos de concesión. Por lo anterior, y considerando los efectos que han generado en la actividad comercial, los cambios que ha sufrido el mercado de gas combustible en los últimos años, se propone permitir a aquellos concesionarios que decidan acogerse a la opción tarifaria, solicitar a la CREG la aprobación del cargo de comercialización aplicando la metodología descrita en el presente documento.

Así las cosas, solo aquellos concesionarios que se acojan a la opción tarifaria podrían presentar ante la CREG una solicitud de aprobación tarifaria de los cargos fijos y variables de comercialización de gas combustible a usuarios regulados.

7.10. Procedimiento para la Aprobación de Cargos

Teniendo en cuenta todo lo anterior, las empresas de comercialización de gas combustible a usuarios regulados deberán solicitar a la CREG la aprobación de los cargos fijos y variables de comercialización que serán aplicables durante el siguiente período tarifario.

La obligación de solicitar una aprobación de cargos de comercialización aplica a aquellos comercializadores a quienes les haya concluido la vigencia de los cargos aprobados bajo la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003, de acuerdo con lo establecido en las resoluciones particulares de los diferentes mercados relevantes. Las áreas de servicio exclusivo, deberán acogerse a los plazos establecidos por la CREG para presentar su solicitud tarifaria, solo para aquellos concesionarios que se hubieran acogido a la opción tarifaria expedida por la Comisión.

Los comercializadores deberán someter a aprobación de la Comisión el estudio de los cargos aplicables durante el próximo Período Tarifario, a más tardar, dentro de los dos (2) meses siguientes a la vigencia de la resolución definitiva de la metodología tarifaria, para lo cual deberán entregar la siguiente información:

¹⁸ Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución por la cual se establece una opción tarifaria para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería en las Áreas de Servicio Exclusivo.

- Número total de facturas emitidas relacionadas exclusivamente con la actividad de comercialización de gas combustible.
- Gastos de AOM, certificados de conformidad con lo establecido en la resolución respectiva.
- Para mercados nuevos, la empresa que prestará el servicio deberá presentar la siguiente información proyectada para 5 años:
 - Número de usuarios.
 - Longitud de red en kilómetros.

Después de recibida la solicitud tarifaria con el cumplimiento de todos los requerimientos de información solicitados por la CREG, se aplicará la metodología respectiva, se definirá la propuesta de cargos de comercialización y se someterá a consideración de la Comisión la resolución particular definitiva.

8. BIBLIOGRAFÍA

La función de distancia: un análisis de la eficiencia en la Universidad. Tesis doctoral del Departamento de Economía de la Universidad Rey Juan Carlos. 2002.

BAUTISTA, RAFAEL, Incorporación del riesgo cartera a la fórmula de costos de las empresas comercializadoras de energía. CREG. 2006.

BERNSTEIN, J; SAPPINGTON, D. Setting the X factor in price cap regulations plans. NBER Working Papers Series. Working paper # 6622. 1998.

EAFIT. Informe Resultados: Asesoría para la estimación del factor de productividad (X) de las actividades de distribución y comercialización a usuarios regulados de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible.

EAFIT. Informe Final: Revisión y actualización del factor de productividad asociado a las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, transporte y distribución de gas natural y GLP.

LOVELL, C; GRIFELL T. A note on the Malmquist productivity index. Economics letters # 47 Pág. 169-175.

OFGEM. Productivity improvements in distribution network operators, Final Report. Cambridge Economic Policy Associates LTD. 2003.

PARADI, J; ASMILD, M; AGGARWALL, V. Combining DEA Window Analysis with the Malmquist Index Approach in a Study of the Canadian Banking Industry. Journal of Productivity analysis # 21. 2004.

RAY, S; DESLI, E. Productivity Growth, Technical Progress, and Efficiency Change in Industrialized Countries: Comment. *The American Economic Review*. Volume 87 # 5. 1997.

ZHANG, Z; FARE, R; GROSSFOPF, S. Productivity growth, technical progress, and efficiency change in industrialized countries. *The American Economic Review*. Volume 84 # 1. 1994.

9. ANEXOS**9.1. Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento utilizados para el análisis del presente documento (COL\$ constantes de 2008).****Distribución - Gastos AOM**

Empresa	2006	2007	2008
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	10.989.207.038	7.981.318.175	15.701.102.909
EFIGAS GAS NATURAL S.A E.S.P	6.056.434.656	5.354.604.079	5.617.857.414
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	9.528.914.566	11.650.195.948	13.341.664.875
GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	8.993.940.443	19.468.129.012	16.003.761.470
GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P.	3.203.382.682	3.263.683.101	3.610.168.491
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	2.165.424.885	1.882.741.114	2.166.109.611
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	9.577.168.855	10.840.158.823	11.326.872.557
GAS NATURAL S.A E.S.P	100.670.689.385	109.530.335.774	105.082.145.372
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	1.588.746.501	2.978.401.496	815.156.540
GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	19.700.578.392	26.392.576.648	30.831.180.003
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	31.356.278.806	25.010.150.414	30.332.544.227
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P	1.414.132.193	1.256.542.933	1.515.630.724
GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	5.671.369.177	6.187.943.356	6.545.957.565
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	1.386.166.351	1.306.956.580	842.126.738
GASES DEL QUINDIO S.A E.S.P	9.330.150.033	9.483.801.459	9.099.829.303
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P	1.124.031.462	2.187.615.447	2.867.446.500
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P	30.094.474.995	32.478.155.078	34.997.093.231

Comercialización - Gastos AOM

Empresa	2006	2007	2008
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	4.476.134.499	11.252.777.406	6.145.583.083
EFIGAS GAS NATURAL S.A E.S.P	1.461.037.959	1.464.346.934	1.854.933.911
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	11.354.698.551	15.913.094.495	14.846.236.527
GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	4.095.719.215	1.131.973.818	9.551.215.406
GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P.	1.621.165.750	1.865.886.554	2.040.318.667
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	440.623.350	1.147.088.591	969.328.933
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	1.888.889.892	2.069.721.541	2.704.351.876
GAS NATURAL S.A E.S.P	19.004.363.804	20.447.991.214	23.500.965.405
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	1.760.425.246	2.514.492.704	1.955.843.459
GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	7.710.257.011	7.580.850.161	11.123.640.572
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	16.859.743.447	11.507.689.469	10.866.701.242
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P	979.740.916	1.178.849.958	1.462.437.787
GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	3.543.509.427	4.392.297.188	3.587.142.190
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	3.042.369.897	2.298.105.598	3.125.065.637
GASES DEL QUINDIO S.A E.S.P	5.994.542.965	2.308.743.146	5.121.137.349
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P	679.208.862	701.823.696	541.798.285
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P	8.611.314.272	11.817.623.630	13.760.163.951

9.2. Definición de parámetros de la Frontera Estocástica.

De la teoría sobre frontera estocástica se extraen los siguientes resultados:

$$\sigma^2 = \sigma_U^2 + \sigma_V^2$$

$$\gamma = \frac{\sigma_U^2}{\sigma_U^2 + \sigma_V^2}$$

Donde U y V son las porciones de error debidas a ineficiencia y aleatoriedad, respectivamente.

Resolviendo el sistema para σ_U^2 se obtiene:

$$\sigma_U^2 = \gamma\sigma^2$$

Luego .

$$\sigma_U = \pm\sqrt{\gamma\sigma^2}$$

Para el caso específico que se está considerando, el modelo que se ajustó fue:

$$\ln(AOM) = \beta_0 + \beta_1 \ln(Usuarios) + \beta_2 \ln(Red) + (V + U)$$

Al final, la función para el cálculo del AOM estimado (frontera) según el modelo es:

$$\widehat{AOM} = e^{\beta_0}(Usuarios)^{\beta_1}(Red)^{\beta_1}$$

Considerando la desviación estándar de U que se definió al comienzo, se establece un intervalo de confianza para el AOM:

$$Intervalo(AOM) = e^{\beta_0 \pm \sigma_U}(Usuarios)^{\beta_1}(Red)^{\beta_1}$$

Los datos específicos de los parámetros en el modelo, estimados con Frontier 4.1, fueron:

Parámetro	Coefficiente	Error estándar
β_0	11.187	0.810
β_1	0.523	0.123
β_2	0.711	0.118
σ^2	0.305	0.129
γ	1.000	0.005

9.3. Actividades económicas del sector de comercialización minorista en Colombia

- G5211: Comercio al por menor en establecimientos no especializados con surtido compuesto principalmente de alimentos (víveres en general), bebidas y tabaco.
- G5219: Comercio al por menor en establecimientos no especializados, con surtido compuesto principalmente por productos diferentes de alimentos (víveres en general), bebidas y tabaco
- G5221: Comercio al por menor de frutas y verduras
- G5222: Comercio al por menor de leche productos lácteos y huevos
- G5223: Comercio al por menor de carnes, productos cárnicos, pescados y productos de mar
- G5224: Comercio al por menor de productos de confitería
- G5225: Comercio al por menor de bebidas y productos del tabaco
- G5229: Comercio al por menor de otros productos alimenticios
- G5231: Comercio al por menor de productos farmacéuticos medicinales y odontológicos
- G5232: Comercio al por menor de productos textiles
- G5233: Comercio al por menor de prendas de vestir y sus accesorios
- G5234: Comercio al por menor de todo tipo de calzado, artículos de cuero
- G5235: Comercio al por menor de electrodomésticos
- G5236: Comercio al por menor de muebles para el hogar
- G5237: Comercio al por menor de equipo y artículos de uso domestico
- G5239: Comercio al por menor de productos nuevos de consumo domestico
- G5241: Comercio al por menor de artículos de ferretería cerrajería
- G5242: Comercio al por menor de pinturas
- G5243: Comercio al por menor de muebles para oficina maquinaria y equipo
- G5244: Comercio al por menor de libros, periódicos materiales, y artículos de papelería y escritorio
- G5245: Comercio al por menor de equipo fotográfico
- G5246: Comercio al por menor de equipo óptico y de precisión
- G5249: Comercio al por menor de otros nuevos productos de consumo
- G5251: Comercio al por menor de artículos usados en establecimientos especial
- G5252: Actividades comerciales de las casas de empeño o compraventas
- G5261: Comercio al por menor a través de casas de venta por correo
- G5269: Otros tipos de comercio al por menor no realizado en establecimientos
- G5271: Reparación de efectos personales
- G5272: Reparación de enseres domésticos