



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**CRITERIOS GENERALES PARA DETERMINAR
LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA A USUARIOS REGULADOS**

DOCUMENTO CREG-020
24 de abril de 2012

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

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	53
2. ANTECEDENTES.....	53
3. MODELO DE COMERCIALIZACIÓN MINORISTA.....	56
3.1. Comentarios de los agentes al modelo propuesto.....	57
3.2. Ajustes al modelo de comercialización minorista.....	59
4. REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN	62
5. COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN.....	64
5.1. Variables analizadas.....	65
5.2. Selección de la metodología de cálculo.....	66
5.3. Selección del modelo.....	67
5.4. Determinación del costo eficiente	69
5.5. Gasto de reparto de facturas	71
5.6. Análisis de variables ambiente	71
6. MARGEN DE COMERCIALIZACIÓN	71
6.1. Costo variable de comercialización	74
6.1.1. Margen operacional de comercialización.....	75
6.1.2. Riesgo de cartera	78
6.1.3. Costos financieros	91
6.2. Costo de los mecanismos de cubrimiento	94
6.2.1. Garantías en el Mercado Mayorista.....	94
6.2.2. Garantías para cubrir los cargos por uso del STR y/o SDL.....	94
7. REMUNERACIÓN A TRAVÉS DEL CARGO FIJO.....	95
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	96

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Comentarios a la Resolución CREG 068 de 2002.....	98
Anexo 2. Estudio sobre modelo de empresa eficiente	100
Anexo 3. Criterios de selección del sector de referencia para establecer el margen operacional de la actividad de comercialización de energía eléctrica.....	104
Anexo 4. Estudio sobre el riesgo cartera de la actividad de comercialización	111
Anexo 5. Riesgo de cartera no gestionable por mercado de comercialización....	117
Anexo 6. Análisis de los costos financieros asociados al ciclo de efectivo	118

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Cálculo del margen operacional.....	78
Tabla 2. Ventas a usuarios de barrios subnormales por mercado de comercialización año 2009	87
Tabla 3. Valoración de alternativas para remunerar el riesgo de cartera de atender usuarios de barrios subnormales.....	89
Tabla 4. Cargos calculados en el estudio Costos Eficientes para la Actividad de Comercialización de energía Eléctrica en Colombia.....	101
Tabla 5. Actividades que conforman el sector 30 de comercio al por menor.....	105
Tabla 6. Ingresos operacionales por sector de comercialización.....	108
Tabla 7. Margen operacional promedio años 2005 al 2009 por actividad del sector 30.....	110
Tabla 8. Evolución de la cartera vencida	113
Tabla 9. Resumen de recomendaciones para el factor de contribución al riesgo parcial de cartera	113
Tabla 10. Tasas empleadas en el cálculo del costo financiero del ciclo de efectivo	125
Tabla 11. Beneficio financiero publicación realizada el día 15 de cada mes	125
Tabla 12. Beneficio financiero publicación realizada entre los días 10 y 15 de cada mes.....	127

CRITERIOS GENERALES PARA DETERMINAR LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A USUARIOS REGULADOS

1. INTRODUCCIÓN

En este documento se presenta la metodología propuesta para la remuneración de la actividad de comercialización minorista de energía eléctrica y los fundamentos de la misma.

Este documento está dividido en siete capítulos. En el segundo capítulo se hace un recuento de los antecedentes más relevantes para la formulación de esta propuesta regulatoria. En el tercero se presenta el modelo de comercialización minorista de energía eléctrica, concebido a partir de la propuesta presentada en el Documento CREG 044 de 2007, los comentarios de los interesados y análisis adicionales realizados por esta entidad. En el cuarto capítulo se resumen las principales disposiciones del marco normativo vigente en cuanto a la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica. En los capítulos quinto y sexto se expone el alcance de la metodología propuesta para calcular el costo base de comercialización y el margen de comercialización, variables con las que se remuneraría la actividad de comercialización de energía eléctrica según lo señalado en el capítulo cuarto de este documento. Finalmente, en el séptimo capítulo se indica cómo se aplicaría el cargo fijo de que trata el capítulo quinto de este documento.

Como se observa a lo largo del presente documento, el esquema de remuneración propuesto busca incorporar los siguientes elementos:

- Las políticas sectoriales establecidas por el Gobierno Nacional en aspectos tales como: i) la universalización del servicio; y ii) la estructura de cargos fijos y variables.
- Los riesgos y particularidades de la actividad.
- El modelo de comercialización minorista considerado por el Comité de Expertos de la CREG como el más aconsejable para este servicio.

2. ANTECEDENTES

Esta propuesta considera los resultados de las diversas acciones adelantadas por la Comisión, desde el año 2002, para definir la nueva metodología para remunerar la actividad de comercialización de energía eléctrica, así como las diferentes disposiciones de política pública adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía. Este es un breve recuento de los principales elementos tenidos en cuenta en la formulación de esta propuesta regulatoria:

- En primer lugar, mediante la Resolución CREG 068 de 2002 se expidieron las Bases para la remuneración de la actividad de comercialización. En el Anexo 1 del presente documento se encuentran los comentarios recibidos en relación con dicha resolución.

- Posteriormente, en el año 2003 se sancionó la Ley 812 que en sus artículos 64 y 65 introdujo políticas de universalización del servicio, al establecer la obligación para: i) incorporar en la base de clientes de cada comercializador de energía eléctrica, que atienda usuarios regulados, un número mínimo de usuarios de estratos socioeconómicos 1, 2 y 3; y ii) desarrollar la regulación necesaria para aplicar esquemas diferenciales de prestación del servicio en generación, distribución, comercialización, calidad, continuidad y atención del servicio en las Zonas Especiales de Prestación del Servicio (ZEPS).
- En ese mismo año, el Gobierno Nacional expidió los Decretos 3734 y 3735, mediante los cuales se reglamentaron los artículos mencionados de la Ley 812 de 2003. Dichos decretos contenían los siguientes mandatos:
 - El Decreto 3734 de 2003 estableció los criterios para cumplir la obligación de incorporar usuarios de estratos 1, 2 y 3 (urbanos y rurales) a la base de clientes de los comercializadores que atienden usuarios regulados. También dispuso que la regulación debe establecer una relación simétrica en la asignación de responsabilidades entre los agentes en la prestación del servicio universal, en todos sus parámetros incluyendo pérdidas y la forma de cobro del cargo de comercialización. Así mismo, señaló que la regulación debe incluir en la definición de los cargos de comercialización las medidas necesarias para remunerar ciertos costos y/o riesgos que asuman los comercializadores, como aquellos propios de la comercialización de última instancia.
 - De otro lado, en el Decreto 3735 de 2003 se desarrolló la reglamentación relacionada con los esquemas diferenciales de prestación de servicio aplicables en las Zonas Especiales de Prestación de Servicio previstas por la Ley y definidas en dicho decreto. El mencionado decreto previó los siguientes esquemas diferenciales: i) medición y facturación comunitaria; ii) facturación con base en proyecciones de consumo; iii) pagos anticipados del servicio público; y iv) períodos flexibles de facturación.

El Decreto 3735 de 2003 también dispuso que la Comisión realizaría los cambios a la regulación con el objeto de reflejar las variaciones que se presenten en el componente "C" de la tarifa para cualquiera de los esquemas diferenciales.
- Igualmente, durante el año 2005 la Comisión contrató el estudio "*Aspectos Fundamentales de la Introducción de Competencia en el Mercado Minorista Eléctrico*", desarrollado por NERA Economic Consulting, en el que se identificaron alternativas de comercialización bajo un esquema de competencia.
- Así mismo, ese año el Ministerio de Minas y Energía adelantó los siguientes estudios: i) asesoría para definir mecanismos que promuevan la universalización del servicio público de electricidad en Colombia; y ii) asesoría para la evaluación de alternativas de comercialización minorista del servicio público de electricidad en Colombia; los cuales sirvieron como base para la estructuración del Decreto 387 del 2007.
- De otra parte, la Comisión contrató el estudio "*Metodología para la Determinación del Riesgo de Cartera en la Actividad de Comercialización de Electricidad*", que contiene

elementos para incorporar este riesgo en la estimación del margen de comercialización.

- Así mismo, la Comisión contrató una asesoría para el seguimiento de los estándares de la calidad comercial del servicio de energía eléctrica, cuyo objetivo era la determinación de los indicadores, niveles y metas de calidad de comercialización del servicio de energía eléctrica.
- En el año 2007 se sancionó la Ley 1151 de 2007, Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010. Esta ley prorrogó el artículo 64 de la Ley 812 de 2003 que trata sobre los esquemas diferenciales de prestación de los servicios públicos domiciliarios.
- Por otra parte, durante el año 2007 se expidieron los siguientes decretos por parte del Gobierno Nacional:
 - Decreto 387, mediante el cual se estableció la obligación de que los usuarios sufraguen los costos de la comercialización a través de un cargo fijo y de un margen de comercialización.

En el literal g del artículo 3 del Decreto 387 de 2007 se estableció:

“g) Los usuarios regulados pertenecientes a un mismo mercado de comercialización sufragarán el servicio prestado por los comercializadores minoristas que actúen en dicho mercado, a través del cobro de:

- i. Un monto uniforme único que refleje el costo base de comercialización, y*
- ii. Un margen de comercialización”.*

- El Decreto 3735 de 2003 fue derogado expresamente por el artículo 12 del Decreto 3491 de 2007.
- Decreto 4977, mediante el cual se modificó el Decreto 387 de 2007 en algunos de sus artículos y se dispuso que la CREG podrá establecer las transiciones que sean necesarias. Así mismo, dispuso que para el cobro de costos fijos de comercialización a usuarios de estratos 1 y 2, la CREG adoptará los mecanismos que permitan dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 3 de la Ley 1117¹ de 2006.
- Decreto 4978 de 2007, que modificó los criterios de aplicación de los esquemas diferenciales de prestación del servicio.
- Adicionalmente, la Comisión sometió a consideración de agentes, usuarios y terceros interesados el Documento CREG 044 de 2007, “Esquema de Comercialización Minorista para el Sector Eléctrico”, el cual propone un modelo de comercialización

¹ El artículo 3 de la Ley 1117 de 2006 estableció los criterios para la aplicación de subsidios al costo de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y de gas combustible para uso domiciliario distribuido por red de tuberías de los usuarios pertenecientes a los estratos socioeconómicos 1 y 2.

minorista en el cual se enmarcarán las labores de la Comisión en los diferentes frentes de trabajo relacionados con la comercialización eléctrica a usuario final.

- En diciembre de 2007 se expidió la Resolución CREG 119, mediante la cual se estableció la fórmula tarifaria para determinar el costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados y mediante la cual se incorporaron el cobro del costo fijo de comercialización en la tarifa de los usuarios regulados.
- En el año 2009 el Gobierno Nacional expidió el Decreto 3414, el cual condicionó la aplicación del cargo fijo por factura, ordenado en el Decreto 387 de 2007, a que el Ministerio de Minas y Energía establezca que se dispone de los recursos suficientes para sufragar los costos adicionales en materia de subsidios causados.
- En el año 2011 se sancionó la Ley 1450, Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014. El artículo 276 de esta Ley prorrogó la vigencia del artículo 64 de la ley 812 de 2003 referente a los esquemas diferenciales de prestación del servicio.
- Con fundamento en lo dispuesto en la Ley 1450 de 2011 el gobierno nacional expidió el Decreto 0111 de 2012 el cual desarrolló entre otros aspectos lo relativo a los esquemas diferenciales de prestación del servicio.

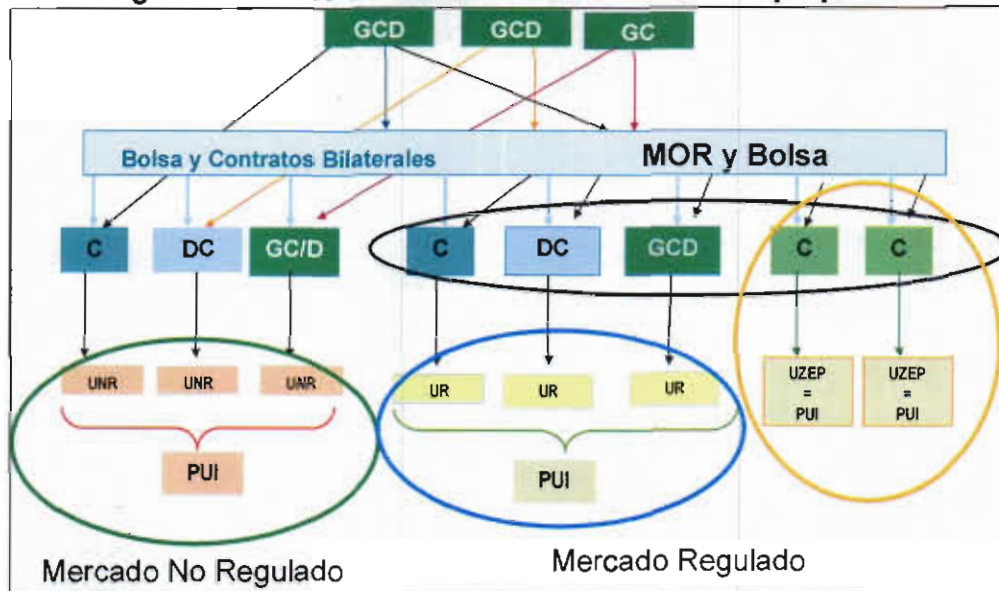
3. MODELO DE COMERCIALIZACIÓN MINORISTA

Mediante la Circular CREG 051 de 2007, la Comisión sometió a consulta de los agentes y terceros interesados el Documento CREG 044 de 2007, con el cual propuso un modelo de comercialización del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, SIN. Las principales conclusiones de dicho documento, en cuanto a la evolución de la comercialización de energía eléctrica, fueron las siguientes:

- La comercialización a cerca de un 23% de los usuarios del país enfrenta dificultades de gestión de cartera, subnormalidad o alta dispersión que comprometen la universalización del servicio.
- La competencia en la comercialización a usuarios regulados no ha sido relevante, en términos del número de usuarios (alrededor del 1% del total) o de energía (alrededor del 1,5% del total).
- La liberalización del mercado no regulado ha propiciado un ambiente competitivo, y la formación de precios en este mercado ha generado beneficios para los usuarios que participan en el mismo.

Con base en los análisis realizados en dicho documento se propuso el modelo de comercialización minorista presentado en la Figura 1.

Figura 1. Modelo de comercialización minorista propuesto



Fuente: Documento CREG 044 de 2007

Tal como lo señala Hunt (2002) en relación con este tipo de modelos, los principales elementos a atender tienen que ver con: i) la eficiencia de los procedimientos de compra de energía en empresas con integración vertical; ii) las asimetrías entre usuarios regulados y no regulados; y iii) la universalización del servicio.

Con base en lo anterior se planteó una alternativa que buscaba, para cada uno de los tipos de usuarios del mercado: i) la universalización del servicio, lineamiento eje de la política del Gobierno Nacional; ii) la sana competencia entre comercializadores, donde sea posible; y iii) la eficiencia en costos por tipo de usuario.

La propuesta planteada implicaba una reducción del número de usuarios regulados atendidos con el esquema "tradicional" de comercialización, para darle campo al desarrollo de regímenes regulatorios particulares para la atención de usuarios localizados en zonas especiales de prestación del servicio y a una eventual reducción del límite requerido para ser calificado como usuario no regulado, tal como se ve esquemáticamente en la Figura 1.

3.1. Comentarios de los agentes al modelo propuesto

En respuesta a la consulta sobre la propuesta de modelo de comercialización, la Comisión recibió comentarios de los siguientes agentes:

Agente	Radicado CREG
Asociación Colombiana de Comercializadores de Energía, ACCE	E-2007-007513
Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica, ASOCODIS	E-2007-007376
Comité Asesor de Comercialización, CAC	E-2007-007558
Codensa	E-2007-007383

BNA

Agente	Radicado CREG
Comercializar	E-2007-007390
Central Hidroeléctrica de Caldas, CHEC	E-2007-007387
Electrocosta – Electricaribe	E-2007-007373
Empresas Públicas de Medellín, EPM	E-2007-007378
Empresa de Energía del Pacífico, EPSA	E-2007-007483
Genercauca	E-2007-007388
Isagen	E-2007-007369

Los comentarios recibidos se pueden clasificar en los siguientes tópicos:

- **Zonas especiales de prestación del servicio**

En general, las empresas manifestaron la inconveniencia de la segmentación de la prestación del servicio, con los siguientes argumentos:

- Crea problemas operativos e impide economías de escala.
- Revela costos reales, lo cual lleva a incrementos de tarifas y a perpetuar el esquema.
- Implica tarifas diferenciales en estas zonas, lo cual va en contravía de la política de unificación de tarifas planteada en distribución.
- No son estables en el tiempo, dado que su definición está sujeta al cumplimiento de las condiciones establecidas en los decretos.
- Se debe garantizar la sostenibilidad del esquema, para lo cual se hace necesario reconocer los riesgos y los costos de las zonas especiales, en función de la problemática que define cada zona: dispersión, capacidad de pago, pérdidas, cartera.
- Se propone que sea un mismo prestador para los diferentes esquemas, con iguales tarifas para todos los usuarios, con reconocimiento de costos distintos para cada tipo de zona especial.
- En relación con las subastas como mecanismo de competencia a la entrada para la prestación del servicio en estas zonas se debe asegurar la sostenibilidad al prestador y los incentivos necesarios para su atención (fondos públicos).

- **Prestador de última instancia**

- Es necesario que la Comisión establezca en detalle las funciones y la remuneración del Prestador de Última Instancia, PUI.
- Debe definirse claramente para cada tipo de mercado identificado por la CREG, el tipo de PUI que se requeriría en cada uno de ellos.
- Debe definirse el mecanismo de selección del PUI: voluntario o por competencia.

- El PUI debe ser aplicable para los usuarios no regulados que quieran pasarse al segmento regulado y que no han cumplido el tiempo de permanencia.
- **Comercialización a usuarios no regulados**
 - Es necesario establecer las condiciones de migración de usuarios del mercado regulado al mercado no regulado y viceversa.
 - Se requiere efectuar un análisis costo-beneficio para la disminución del límite para ser clasificado como usuario no regulado y plantear su gradualidad.
 - Es necesario estudiar las implicaciones para los comercializadores que atienden mayoritariamente usuarios regulados, especialmente ante posibles desviaciones de la demanda por el paso de usuarios del mercado regulado al no regulado.
 - Debe estudiarse la conveniencia de mantener o flexibilizar los requerimientos de medida actuales.
- **Competencia en la comercialización**
 - No deben resolverse al tiempo los objetivos de universalización y comercialización minorista completa pues son objetivos contrapuestos.
 - La regulación no ha desarrollado esquemas que faciliten la competencia, cuyas barreras fueron identificadas en la Resolución CREG 068 de 2002.
 - Debe realizarse un análisis de costo-beneficio de la liberalización del mercado.
 - La Comisión quiere detener la competencia:
 - Cierra el mercado de los usuarios regulados para efectos de la competencia y circunscribe ésta a clientes no regulados.
 - Establece la competencia a la entrada y por una sola vez para atender las zonas especiales de prestación del servicio, cuando en estas zonas hay algún grado de competencia.
 - Privilegia a las empresas integradas (distribución-comercialización), en contravía del derecho a la igualdad establecido en el artículo 13 de la Constitución Nacional y de la libertad de empresa que tienen los comercializadores independientes en tanto que la Constitución y la ley les permite funcionar bajo un esquema de libre competencia, dado que se acabó con el monopolio en materia de servicios públicos.

3.2. Ajustes al modelo de comercialización minorista

Con base en las observaciones planteadas por los agentes, la regulación aplicable a la migración de usuarios del mercado regulado al mercado no regulado y viceversa, el

alcance del Reglamento de Comercialización, la propuesta regulatoria para modificar los límites para participar en el mercado en competencia y los análisis internos de la Comisión, se plantean los siguientes ajustes al modelo de comercialización minorista propuesto en el Documento CREG 044 de 2007:

- **Usuarios no regulados (UNR)**

Mediante la Resolución CREG 179 de 2009 se hizo público un proyecto de resolución de carácter general con el que se busca modificar los límites para la contratación de energía eléctrica en el mercado no regulado. Esta propuesta, basada en el análisis de los costos y beneficios de participar en el mercado en competencia, tiene el propósito de permitir que los usuarios de grandes consumos que se encuentran en el segmento regulado puedan, gradualmente, participar en el mercado competitivo.

De otro lado, mediante la Resolución CREG 183 de 2009 la Comisión expidió reglas relativas al cambio de usuarios entre el mercado no regulado y el mercado regulado. Lo anterior con el fin de evitar comportamientos que distorsionen la demanda objetivo que será contratada a través del esquema de Mercado Organizado, MOR, y que eventualmente puedan exponer a los usuarios regulados a riesgos de variaciones en el precio de la energía o a los comercializadores a situaciones que puedan incrementar su riesgo de pago.

Adicionalmente, la CREG viene analizando la conveniencia de implementar el esquema de Prestador de Última Instancia que respalde a los usuarios no regulados en caso de que opten por regresar al mercado regulado o que respalde a aquellos usuarios que estén participando en el mercado competitivo y por cualquier circunstancia no logren negociar un contrato con un comercializador de energía eléctrica. La regulación sobre el PUI será un asunto a tratar en regulación aparte.

Además, la evolución del diseño del Mercado Organizado ha llevado a concluir que es viable desarrollar un esquema centralizado de compra de energía, de carácter voluntario para los usuarios no regulados.

- **Usuarios regulados (UR)**

La Comisión está en proceso de implementación de un nuevo esquema para la compra de energía a largo plazo, denominado Mercado Organizado, MOR². Con este mecanismo se espera obtener precios eficientes y cobertura a todos los usuarios regulados frente a la volatilidad del precio de bolsa. Esta propuesta regulatoria tiene origen en el hecho de que el mecanismo actual de convocatorias públicas³ para la compra de energía mediante contratos bilaterales presenta varias falencias⁴ y en que el mercado regulado presenta unas condiciones de competencia prácticamente inexistentes⁵.

² Ver Resolución CREG 090 de 2011.

³ Ver Resolución CREG 020 de 1996.

⁴ Ver documento CREG 065 de 2006, publicado en la circular CREG 037 de 2006.

⁵ Ver Documento CREG 044 de 2007.

Considerando que con el desarrollo del MOR el cargo de generación en la tarifa (componente G del CU) sería muy similar para todos los usuarios regulados⁶ y el cargo de comercialización tendría un componente fijo por mercado, es previsible que la competencia entre comercializadores para este grupo de usuarios no se dará por su gestión en la compra de energía sino por la calidad de su gestión comercial en las actividades de atención al cliente, las cuales permitirían dar valor agregado y abrir espacio para la diferenciación.

Adicionalmente, dado que existen situaciones que pueden comprometer la continuidad del servicio para este grupo de usuarios, la Comisión viene estudiando la implementación de un esquema de Prestador de Última Instancia para usuarios regulados. Esta figura se aplicaría en aquellos casos en que el comercializador existente abandone la prestación del servicio, caso en el cual la prestación del servicio sería realizada por otro comercializador correspondiente al Prestador de Última Instancia para usuarios regulados. El alcance de esta figura será analizado en resolución aparte.

- **Usuarios regulados en zonas especiales de prestación del servicio (ZEP)**

Para los usuarios regulados de zonas especiales, se coincide con la opinión de la industria en el sentido de que no es conveniente segmentar la atención de los usuarios de estas zonas de la de los demás usuarios regulados. En este sentido, la metodología propuesta para remunerar la actividad de comercialización de energía eléctrica contempla incentivos para que gradualmente se elimine dicha segmentación, donde exista.

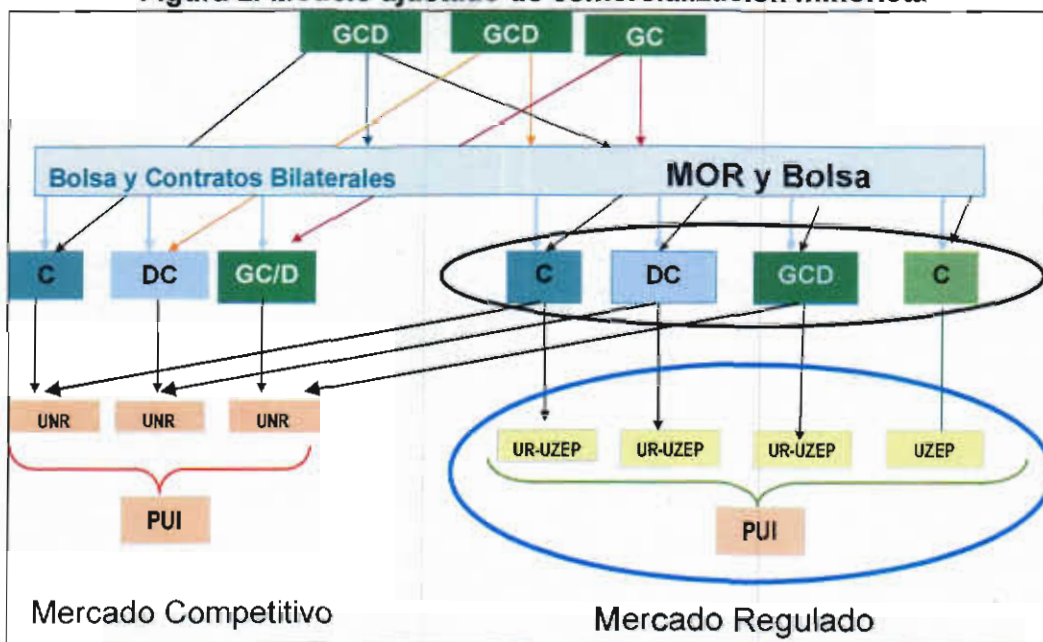
De otro lado, dados los riesgos asociados a la prestación del servicio a usuarios de zonas especiales, la Comisión está analizando la implementación de un esquema de Prestador de Última Instancia para usuarios regulados de estas zonas. Esta figura se aplicaría para aquellos mercados que permanezcan segmentados pese a los incentivos mencionados. En resolución aparte se analizará si un comercializador debe hacer las veces de Prestador de Última Instancia para todos los usuarios regulados o si es pertinente contar con dos agentes que desarrollen esta labor. En el segundo escenario un agente sería responsable de asegurar la continuidad del servicio a los usuarios regulados denominados tradicionales⁷, y otro se concentraría en asegurar la continuidad del servicio a los usuarios regulados de zonas especiales.

La Figura 2 muestra esquemáticamente el modelo de comercialización minorista propuesto, sobre el cual se desarrollará la regulación en cada uno de estos aspectos.

⁶ Podría haber diferencias en este componente dado que los comercializadores tendrían que contratar la energía demandada que no adquieran a través del MOR.

⁷ Ver Documento CREG 044 de 2007.

Figura 2. Modelo ajustado de comercialización minorista



Fuente: CREG

Las principales características de este modelo son:

- Esquema de compra eficiente de energía para la demanda regulada.
- Modificación de los límites existentes para acceder al mercado competitivo.
- Incentivos a la no segmentación del mercado regulado.
- Definición del esquema de prestador de última instancia.

4. REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN

Mediante la Resolución CREG 119 de 2007 se estableció que el Costo Unitario de Prestación del Servicio consta de un componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), y un componente fijo, expresado en pesos por factura (\$/factura), según se indica a continuación:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

$$CUf_{m,j} = Cf_{m,j}$$

En relación con los Costos de Comercialización, $Cv_{m,i,j}$ y $Cf_{m,j}$, la Resolución CREG 119 de 2007 dispuso que se determinarán conforme la siguiente expresión:

$$Cv_{m,i,j} = C_{m,j}^* + \frac{CER_{m,i} + CCD_{m-1,i} + CG_{m-1,i}}{V_{m-1,i}} C_{f_{m,j}}$$

Donde:

- m*: Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.
- Cv_{m,i,j}*: Margen de Comercialización para el Comercializador Minorista *i*, del Mercado de Comercialización *j*, que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, correspondiente al mes *m*, expresado en (\$/kWh).
- Cf_{m,j}*: Costo Base de Comercialización (\$/factura), para el Mercado de Comercialización *j*, correspondiente al mes *m*, conforme se establezca en la resolución que fije la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización.
- C_{m,j}^{*}*: Costos variables de la actividad de comercialización, para el Mercado de Comercialización *j*, en el mes *m*, conforme se establezcan en la resolución que fije la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización.
- CER_{m,i}*: Costo mensual de las Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD) liquidado al Comercializador Minorista *i*, conforme a la regulación vigente. El costo mensual de las contribuciones corresponderá a una doceava parte del pago anual que se efectúa a la CREG y a la SSPD.
- V_{m-1,i}*: Ventas Totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del Comercializador Minorista *i*, expresadas en kWh, en el mes *m - 1*.
- CCD_{m-1,i}*: Costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho y ASIC expresados en Pesos (\$) asignados al Comercializador Minorista *i*, correspondientes al mes *m - 1*, de acuerdo con la regulación vigente.
- CG_{m-1,i}*: Costos de Garantías en el Mercado Mayorista expresado en Pesos (\$), que se asignen al Comercializador Minorista *i*, correspondientes al mes *m - 1*, conforme con la regulación vigente.

En dicha resolución también se establece que, hasta tanto la Comisión no apruebe la nueva metodología para la remuneración de la actividad de comercialización, el cargo por factura será igual a cero.

Teniendo en cuenta los elementos antes expuestos, en el capítulo 5 de este documento se presenta la metodología propuesta para el cálculo del costo base de comercialización, mientras que en el capítulo 6 se explica la metodología planteada para el cálculo del margen de comercialización.

Es necesario destacar que en esta propuesta regulatoria no se debate qué porción de los costos fijos de las actividades desarrolladas por los comercializadores será remunerada a través del costo base de comercialización. Dicha discusión se dará en una instancia posterior, al momento de aprobar la metodología definitiva para la remuneración de la comercialización, teniendo en cuenta los criterios definidos en el Decreto 3414 de 2009 o aquel que lo modifique o complemente.

5. COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN

El Costo Base de Comercialización, $Cf_{m,j}$, se definió en la Resolución CREG 119 de 2007 como el *“Componente de la Fórmula Tarifaria que remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los Comercializadores Minoristas de energía eléctrica que actúan en el Mercado Regulado y que se causan por usuario atendido en un Mercado de Comercialización”*.

Nótese que, conforme a la anterior definición, las características principales del Costo Base de Comercialización son:

- Es un cargo fijo, independiente del consumo. Es decir, remunera actividades que no dependen del consumo, sino únicamente del número de usuarios atendidos. Entre las actividades remuneradas con este cargo están: lectura de medidores, impresión y entrega de facturas, atención de usuarios, entre otras. Por otro lado, no remunera costos como el de las garantías en el mercado mayorista, el cual es proporcional al consumo.
- Lo pagan todos los usuarios regulados de energía eléctrica. Por ende, no incluye ninguno de los siguientes costos:
 - Prestación de otros servicios diferentes al suministro de energía eléctrica, como venta de otros productos y servicios.
 - Atención de usuarios no regulados.
 - Multas y sanciones impuestas a la empresa.
 - Costos asociados a un usuario en particular, como pago de medidores, reconexiones, intereses de mora, etc.
 - Costos remunerados en otros componentes de la fórmula tarifaria, como son las pérdidas de energía, la gestión para la reducción de pérdidas de energía, las compras de energía, la distribución, etc.

- Refleja el costo eficiente de prestación del servicio de comercialización. Es decir, no incluye sobrecostos resultantes de una gestión ineficiente de las empresas.
- Se calcula para cada mercado de comercialización.

5.1. Variables analizadas

El costo eficiente de prestación del servicio varía de un mercado de comercialización a otro, debido a las diferencias existentes entre dichos mercados. Teniendo en cuenta lo anterior, en esta sección se presenta el análisis de las diferentes variables que recogen las principales diferencias entre dichos mercados, con el objetivo de utilizarlas como insumo para calcular el Costo Base de Comercialización de cada mercado.

A continuación se presentan las diferentes variables analizadas para calcular el costo eficiente de prestación del servicio de una empresa.

- **Gastos de AOM:** El costo en el que incurren las empresas es igual al costo eficiente de prestación del servicio más un costo derivado de la ineficiencia de la empresa. Para efectos de los análisis realizados se tuvieron en cuenta:
 - Gastos de AOM reportados por el comercializador con mayor número de usuarios en cada mercado de comercialización⁸.
 - Estimación de los gastos asociados a la implementación de la regulación propuesta en materia de calidad comercial⁹. El valor estimado se sumó a los gastos de AOM reportados por el comercializador.
- **Dispersión:** La dispersión es una característica que incrementa el costo de prestación del servicio de comercialización. Atender usuarios que se encuentran más dispersos aumenta los costos de transporte asociados a actividades como lectura de medidores y entrega de facturas, entre otros. Los análisis realizados por la Comisión consideraron las siguientes variables como medida de la dispersión de cada mercado:
 - Longitud de la red de distribución total (Niveles de tensión I¹⁰, II y III).
 - Longitud de la red de distribución (Niveles de tensión II y III).
 - Longitud de la red de distribución urbana (Niveles de tensión II y III).
 - Longitud de la red de distribución rural (Niveles de tensión II y III).

⁸ No se tuvieron en cuenta los datos de otros comercializadores que operan en el mercado de comercialización dado que no atienden un porcentaje representativo del total de usuarios del mercado (el 99% de los usuarios regulados son atendidos por el comercializador incumbente), y por tanto su información no refleja el costo promedio de atender los usuarios de todo el mercado.

⁹ De conformidad con la Resolución CREG 158 de 2010, los comercializadores deberán contratar una empresa externa de reconocido prestigio dentro de la industria de auditorías de calidad que deberá verificar anualmente la información soporte de todos los indicadores de calidad de atención al usuario. El costo estimado fue de 60 millones de pesos anuales para las empresas con más de 100.000 usuarios, 30 millones de pesos para las empresas que tengan entre 100.000 y 10.000 usuarios, y 10 millones de pesos para las empresas con menos de 10.000 usuarios.

¹⁰ Proyectada conforme a muestreos realizados por las empresas y reportados para el cargo de distribución.

- Longitud de la red de distribución (Nivel de tensión II).
- Número de usuarios rurales.
- Número de usuarios por clase de municipio (clasificación DANE).
- **Economías de escala:** El número de usuarios atendidos es un factor que incide en los costos de prestación del servicio. En particular, es previsible que a mayor número de usuarios atendidos, menor sea el Costo Base de Comercialización, dado que los costos fijos asociados a la actividad de comercialización, al ser distribuidos entre un mayor número de usuarios, deriven en un costo unitario cada vez menor. De acuerdo con lo anterior, los análisis realizados consideraron la siguiente variable:
 - Número de usuarios.
- **Gestión de cartera:** A mayor número de usuarios que incumplan sus obligaciones de pago, mayor será el costo en el que incurra la empresa para recuperar estos dineros (envío de comunicaciones a los usuarios morosos, procesos legales, etc). Así, la Comisión contempló la siguiente variable:
 - Cuentas por cobrar.
 - Usuarios de estrato 1 y 2.
- **Calidad de prestación del servicio:** La calidad es otra característica que afecta el costo eficiente, dado que para aumentar la calidad de prestación del servicio se tiene que incurrir en mayores costos. No obstante, actualmente no se tienen variables confiables que reflejen esta característica.

Las variables citadas anteriormente también se analizaron en términos unitarios (dividiendo por número de usuarios), promedios inter-temporales, utilizando transformaciones (logaritmo) y agrupando las empresas mediante *clusters*. En cuanto a la fuente de la información, se utilizó información de los años 2006, 2007, 2008 y 2009 obtenida del SUI y de los reportes de información realizados a la Comisión por las empresas¹¹.

5.2. Selección de la metodología de cálculo

Como se mencionó anteriormente, el Costo Base de Comercialización es una variable que remunera a las empresas los costos eficientes en los que incurren por las actividades de comercialización que desarrollan. Al respecto, la Comisión analizó dos grupos de metodologías para el cálculo de costos eficientes, los cuales son:

- Modelos de empresa eficiente (ver anexo 2 de este documento).
- Metodologías de cálculo de eficiencia por comparación (ver Prieto 2002).

¹¹ Información reportada a la CREG en respuesta a las Circulares CREG 017 de 2007, 048 de 2008, 008 de 2009, 053 de 2010 y 067 de 2010.

No se considera conveniente utilizar modelos de empresa eficiente por la diversidad de los mercados de comercialización existentes en el país¹². Por esta razón se propone utilizar una metodología de cálculo de eficiencia por comparación.

En cuanto a la selección de la metodología por comparación a emplear, se propone utilizar fronteras estocásticas. Las razones de esta selección se listan a continuación:

- A diferencia de las metodologías determinísticas¹³, esta metodología no supone que todas las diferencias entre la frontera y el valor observado son explicadas únicamente por ineficiencia de la empresa, sino que tiene en cuenta la posibilidad de que parte de dicha diferencia sea producida por otros motivos, como variables no observadas.
- Permite el cálculo de coeficientes asociados a cada una de las variables, lo cual es útil para evaluar la lógica económica del modelo. Por ejemplo, se espera que la variable usuarios esté acompañada de un coeficiente negativo, dado que se espera que la actividad presente rendimientos crecientes a escala.
- Permite aplicar pruebas estadísticas para medir la significancia de cada una de las variables. Esta información es útil para mejorar progresivamente los modelos utilizados, dado que permite conocer qué variables tienen baja significancia y remplazarlas por otras. Esta clase de mejora progresiva del modelo es más compleja utilizando un método no paramétrico como el DEA¹⁴.
- Se obtiene información sobre la distribución del error aleatorio, lo cual permite construir intervalos de confianza alrededor de la frontera de eficiencia calculada.

5.3. Selección del modelo

El procedimiento empleado para seleccionar el modelo de cálculo de costos eficientes consistió, inicialmente, en plantear varios posibles modelos que explicaran la función de costos eficientes. Los esquemas básicos de estos modelos son los siguientes:

$$1) \quad V_{AOM} = B_0 + B_1 V_{DISPERSION} + B_2 V_{USUARIOS} + V + U$$

$$2) \quad V_{AOM} = D_0 + D_1 V_{G1} + D_2 V_{G2} + D_3 V_{G3} + V + U$$

Donde:

V_{AOM} Variable que representa los gastos de AOM reportados por la empresa y la estimación de los gastos asociados a la implementación de la regulación propuesta en materia de calidad comercial. Se utilizó el AOM total, el AOM por usuario, y el logaritmo de dichos valores.

$V_{DISPERSION}$ Variable que representa la dispersión del mercado de comercialización. Se utilizaron todas las variables descritas en el numeral 5.1, en términos totales, unitarios y con transformaciones logarítmicas.

¹² El análisis completo se presenta en el anexo 2 de este documento.

¹³ Ver Prieto, 2002.

¹⁴ DEA corresponde a la sigla en inglés del método *Data Envelopment Analysis* o Análisis Envolvente de Datos.

$V_{USUARIOS}$	Número de usuarios del mercado de comercialización, el logaritmo del número de usuarios o el número de usuarios al cuadrado.
V_{GN}	Número de usuarios pertenecientes al grupo N atendidos por la empresa. Estos grupos se realizaron haciendo <i>clusters</i> de los mercados o municipios atendidos, conforme a variables de dispersión y número de usuarios.
B_0	Intercepto. Costo hipotético de atender un mercado de comercialización con 1 o 0 usuarios y sin dispersión.
B_1	Coefficiente asociado a la variable dispersión.
B_2	Coefficiente asociado a la variable usuarios.
D_0	Intercepto. Costo hipotético de atender un mercado de comercialización con 1 o 0 usuarios.
D_1	Coefficiente asociado al costo de atender usuarios del grupo 1.
D_2	Coefficiente asociado al costo de atender usuarios del grupo 2.
D_3	Coefficiente asociado al costo de atender usuarios del grupo 3.
V	Componente estocástico del modelo. Se supone con media cero y con desviación estándar σ_v .
U	Ineficiencia de la empresa. Se supone una normal truncada con media μ_u y con desviación estándar σ_u .

Los modelos propuestos originalmente se fueron mejorando progresivamente al transformar o reemplazar variables no significativas o con coeficientes ilógicos desde un punto de vista económico¹⁵. También se analizó la consistencia de los modelos al utilizar los datos correspondientes para varios años en formato panel, y utilizando promedios de varios años.

En total se calcularon más de 150 modelos, de los cuales se escogió el siguiente:

$$\frac{AOM}{USU} = 13280 - 1654 LN|USU| + 1431 LN[RED] + V + U$$

Donde:

¹⁵ En varios de estos modelos se incluyó adicionalmente la variable "cuentas por cobrar", pero en ningún caso resultó significativa.

$\frac{AOM}{USU}$	Promedio de los gastos de AOM por usuario de los años 2007, 2008 y 2009 ¹⁶ . Los valores se actualizaron con el IPC a pesos constantes de mayo de 2011.
USU	Promedio del número de usuarios atendidos por la empresa durante los años 2007, 2008, y 2009.
RED	Longitud de la red de nivel de tensión II y III, expresada en km, del mercado de comercialización en donde opera la empresa.
V	Componente estocástico del modelo. Tiene una distribución normal con media cero y una desviación estándar, σ_v , igual a \$2237.
U	Ineficiencia de la empresa.

Este modelo se escogió por las siguientes razones:

- **Significancia de los coeficientes:** Los coeficientes calculados son mayores a su desviación estándar, lo que significa que probablemente las variables si están relacionadas con los costos en que incurren las empresas.
- **Consistencia del modelo:** El mismo modelo arroja resultados similares si se utiliza un promedio de los datos (en lugar del panel de datos).
- **Lógica económica:** El coeficiente asociado a usuarios tiene signo negativo, lo que representa economías de escala. Por otro lado, el coeficiente asociado a la red tiene coeficiente positivo, lo cual es de esperarse dado que a mayor dispersión de los usuarios, mayor será el costo de comercialización por usuario.

5.4. Determinación del costo eficiente

El modelo de frontera estocástica presentado en la sección anterior permite establecer una fórmula para calcular el costo eficiente con un componente de incertidumbre asociado (variable V). Por lo tanto, para el reconocimiento de los costos de comercialización se propone establecer una franja con más o menos (+/-) una desviación estándar de la variable V (incertidumbre del modelo), que equivale a reconocer aproximadamente un 85% de las desviaciones de la frontera de eficiencia originadas por variables no observadas. Esta banda acotaría los valores reportados por encima o por debajo de la franja, como se presenta en la siguiente ecuación.

$$CBC_j = 13280 - 1654 LN|USU| + 1431 LN[RED] + V_j$$

Donde:

¹⁶ La información del año 2006 no se tomó en cuenta dado que la información enviada por las empresas presenta una alta variabilidad en ese año, lo cual afectó la convergencia de los modelos que incluían dicha información.

05

- CBC_j Costo base de comercialización del mercado de comercialización j, en pesos de mayo de 2011.
- USU_j Número de usuarios del mercado j.
- RED_j Longitud de la red de distribución de nivel II y III, en km, del sistema de distribución asociado al mercado de comercialización j.
- V_j Parámetro de ajuste por variables no observadas correspondientes al mercado de comercialización j, en pesos de mayo de 2011.

El valor V_j calculado para cada mercado, con base en el promedio de los costos reportados para los años 2007, 2008 y 2009 por las empresas son los siguientes:

Mercado	V_j
M1	2237
M2	2237
M3	-2097
M4	2237
M5	2237
M6	2020
M7	-866
M8	2154
M9	-1445
M10	1198
M11	2237
M12	2237
M13	2237
M14	-192
M15	2237
M16	2237
M17	2237
M18	2237
M19	1065
M20	1416
M21	196
M22	2237
M23	860
M24	2237
M25	1650
M26	2237

5.5. Gasto de reparto de facturas

La Comisión de Regulación de Comunicaciones, mediante sus resoluciones 2657 de 2010 y 3036 de 2011, ha expedido normas que posiblemente afectan el costo en que incurren las empresas por efectos de la entrega de las facturas. Al respecto, la CREG realizará los siguientes análisis:

- Con base en la información suministrada y soportada por los prestadores del servicio, determinará los montos de recursos que han venido destinando a la entrega de facturas. Dichos montos serán sustraídos de los declarados como gastos propios de la actividad de comercialización de energía eléctrica.
- Con base en las resoluciones adoptadas por la CRC y en los costos en los que han incurrido los comercializadores de energía eléctrica a partir de la entrada en vigencia de dichas resoluciones, estimará los gastos asociados al reparto de las facturas en que se hubiera incurrido si las resoluciones del CRC hubieran estado vigentes durante todo el período de análisis. Dichos gastos serán sumados a los determinados según el inciso anterior.
- Realizará nuevos análisis de eficiencia de conformidad con lo expuesto en las secciones 5.3 y 5.4 de este documento

Lo anterior se hace para que este posible cambio en los costos de prestación del servicio que tiene origen de una nueva normatividad se encuentre reflejado en el modelo de eficiencia.

5.6. Análisis de variables ambiente

Como se presentó en la sección 5.1, se analizaron algunas variables que reflejan, en mayor o menor medida, las diferentes condiciones socioeconómicas de los usuarios que son atendidos por cada empresa. Estas variables son: i) número de usuarios por clase de municipio conforme a la clasificación del DANE; ii) número de usuarios rurales; y iii) número de usuarios de estratos 1 y 2. Ninguna de las anteriores resultó ser significativa para explicar las diferencias en costos de los diferentes comercializadores, por lo que el modelo propuesto no las incluye.

Lo anterior puede obedecer a que las condiciones socioeconómicas de los usuarios afectan primordialmente el riesgo de cartera de la empresa¹⁷ y no las actividades que se remuneran mediante el costo base¹⁸. En este sentido, esta propuesta regulatoria no contempla la inclusión de variables ambiente para la determinación del costo base de comercialización.

6. MARGEN DE COMERCIALIZACIÓN

Como se mencionó en el capítulo 4 de este documento, el Margen de Comercialización, $Cv_{m,i,j}$, se definió en el artículo 11 de la Resolución CREG 119 de 2007 como “el margen

¹⁷ Ver sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de este documento.

¹⁸ Ver el numeral 5 de este documento.

a reconocer a los comercializadores que atienden usuarios regulados, que refleja los costos variables de la actividad". Esta variable se estima de la siguiente manera:

$$Cv_{m,i,j} = C_{m,j}^* + \frac{CER_{m,i} + CCD_{m-1,i} + CG_{m-1,i}}{V_{m-1,i}}$$

Donde:

- m : Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.
- $Cv_{m,i,j}$: Margen de Comercialización para el Comercializador i , del Mercado de Comercialización j , correspondiente al mes m , expresado en (\$/kWh).
- $C_{m,j}^*$: Costos variables de la actividad de comercialización, para el Mercado de Comercialización j , en el mes m .
- $CER_{m,i}$: Costo mensual de las contribuciones a las entidades de regulación (CREG) y control (SSPD) liquidado al Comercializador i , conforme a la regulación vigente. El costo mensual de las contribuciones corresponderá a una doceava parte del pago anual que se efectúa a la CREG y a la SSPD.
- $V_{m-1,i}$: Ventas Totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del Comercializador Minorista i , expresadas en kWh, en el mes $m - 1$.
- $CCD_{m-1,i}$: Costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho y ASIC expresados en Pesos (\$) asignados al Comercializador Minorista i , correspondientes al mes $m - 1$, de acuerdo con la regulación vigente.
- $CG_{m-1,i}$: Costos de Garantías en el Mercado Mayorista expresado en Pesos (\$), que se asignen al Comercializador Minorista i , correspondientes al mes $m - 1$, conforme con la regulación vigente.

Ahora bien, tras los análisis realizados por esta entidad, se ha identificado la necesidad de modificar el artículo 11 de la Resolución CREG 119 de 2007 para agregar, entre otros, las variables i) $PUI_{j,m}$ que remuneraría el costo de la actividad de comercialización cuando la misma deba ser realizada por el Prestador de Última Instancia, ii) la variable $CGCU_{i,j,m-1}$ que remuneraría el costo de las garantías financieras para cubrir el pago de los cargos por uso del STR y/o del SDL y iii) la porción del Costo Base de Comercialización, $Cf_{m,j}$, que se remunera a través del Margen de Comercialización; y para modificar la definición de la variable $C_{m,j}^*$, de la siguiente manera:

$$Cf_{m,j}$$

$$Cv_{m,i,j} = C_{i,j,m}^* + \frac{CER_{i,m} + CCD_{i,m-1} + CG_{i,m-1}}{V_{i,m-1}} + CvR_{i,j,m}$$

$$CvR_{i,j,m} = \frac{(1 - \beta) \times Cf_{m,j} \times UR_{i,j,m-2} + CGCU_{i,j,m-1} + PUI_{j,m}}{VR_{i,j,m-1}}$$

Donde:

- m*: Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.
- Cf_{m,j}*: Costo Base de Comercialización para el Mercado de Comercialización *j*, expresado en pesos por factura (\$/factura), correspondiente al mes *m* de prestación del servicio. Esta variable se calculará conforme se establece en la sección 5 de este documento.
- Cv_{m,i,j}*: Margen de Comercialización para el Comercializador Minorista *i*, del Mercado de Comercialización *j*, correspondiente al mes *m*, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- C_{i,j,m}^{*}*: Costo variable de la actividad de comercialización para el Comercializador Minorista *i*, del Mercado de Comercialización *j*, en el mes *m*. Esta variable se calculará conforme se establece en la sección 6.1 de este documento.
- CER_{i,m}*: Costo mensual de las contribuciones a las entidades de regulación (CREG) y control (SSPD), liquidado al Comercializador Minorista *i* conforme a la regulación vigente. El costo mensual de las contribuciones corresponderá a una doceava parte del pago anual que se efectúa a la CREG y a la SSPD.
- CCD_{i,m-1}*: Costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho y del Administrador del Sistema de Intercambio Comerciales, ASIC, expresados en pesos (\$) asignados al Comercializador Minorista *i*, correspondientes al mes *m - 1*, de acuerdo con la regulación vigente.
- CG_{i,m-1}*: Costos de garantías en el Mercado Mayorista expresados en pesos (\$), para el Comercializador Minorista *i*, correspondientes al mes *m - 1*, conforme con la regulación vigente. Esta variable se calculará conforme se establece en la sección 6.2.1 de este documento.
- V_{i,m-1}*: Ventas totales a usuarios del Comercializador Minorista *i*, regulados y no regulados, en el mes *m - 1*, expresadas en kilovatios hora (kWh).
- CvR_{i,j,m}*: Componente variable que remunera costos asociados a la atención de usuarios regulados por parte del Comercializador Minorista *i*, del Mercado de Comercialización *j*, en el mes *m*.

- β : Porción del Costo Base de Comercialización, $Cf_{m,j}$, que se remunera a través de la componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio, $CUf_{m,j}$.
- $UR_{i,j,m-2}$: Número de usuarios regulados atendidos por el Comercializador Minorista i , del Mercado de Comercialización j , en el mes $m - 2$. Corresponderá al número total usuarios regulados reportados en los formatos 2 y 3 de la Resolución SSPD 20102400008055 o aquella que la modifique o sustituya.
- $CGCU_{i,j,m-1}$: Costos de garantías para cubrir el pago de los cargos por uso del STR y/o del SDL, de usuarios regulados, expresados en Pesos (\$), para el Comercializador Minorista i , del Mercado de Comercialización j , correspondientes al mes $m - 1$, conforme con la regulación vigente. Esta variable se calculará conforme se establece en la sección 6.2.2 de este documento.
- $PUI_{j,m}$ Costo que remunera la actividad de Prestador de Última Instancia a usuarios regulados en el Mercado de Comercialización j , en el mes m . Hasta que se adopte e implemente la resolución que remunera este costo, el valor de esta variable será igual a cero.
- $VR_{i,j,m-1}$: Ventas totales a usuarios regulados del Comercializador Minorista i , del Mercado de Comercialización j , expresadas en kilovatios hora (kWh), en el mes $m - 1$.

Esta propuesta de modificación de la Resolución CREG 119 de 2007 será sometida a consulta de los interesados en paralelo a la consulta de la metodología aquí propuesta para la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica.

6.1. Costo variable de comercialización

Se propone que el costo variable se determine de conformidad con la siguiente expresión:

$$C_{i,j,m}^* = (G_{i,j,m-1} + T_{m-1} + D_{1,j,m-1} + PR_{1,j,m-1} + R_{i,m-1}) \times (mo + RC_{i,j,m} + CFE_{i,j,m})$$

- $C_{i,j,m}^*$: Costo variable de la actividad de comercialización para el Comercializador i , del Mercado de Comercialización j , en el mes m .
- $G_{i,j,m-1}$: Costo de compra de energía (\$/kWh), para los usuarios regulados del comercializador i , en el mercado de comercialización j , en el mes $m - 1$, determinado conforme se establece en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- T_{m-1} : Costo por uso del sistema de transmisión nacional (\$/kWh) para el mes $m - 1$, determinado conforme se establece en la Resolución CREG 119 de

- 2007 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- $D_{1,j,m-1}$: Costo por uso de sistemas de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión 1, en el mercado de comercialización j , para el mes $m - 1$, determinado conforme se establece en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- $PR_{1,j,m-1}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión 1, en el mercado de comercialización j , para el mes $m - 1$, determinado conforme se establece en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- $R_{i,m-1}$: Costo de restricciones y de servicios asociados con generación (\$/kWh), asignados al comercializador i , en el mes $m - 1$, determinado conforme se establece en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- mo : Margen operacional definido de acuerdo con el numeral 6.1.1 de este documento.
- $RC_{i,j,m}$: Riesgo de cartera del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m , calculado de conformidad con lo establecido en el numeral 6.1.2 de este documento.
- $CFE_{i,j,m}$: Factor que compensa por los costos financieros asociados al ciclo de efectivo de la actividad de comercialización, del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m . Este factor deberá ser calculado de conformidad con lo establecido en el numeral 6.1.3 de este documento.

6.1.1. Margen operacional de comercialización

La actividad de comercialización de energía eléctrica es esencialmente un negocio de intermediación económica, similar a la comercialización de bienes y servicios que se producen en otros sectores de la economía. Es una actividad poco intensiva en activos fijos que tiene como objetivo suministrar electricidad a los usuarios finales del servicio, para lo cual quienes la desarrollan deben, entre otros, comprar energía en el mercado mayorista, pagar por el uso de las redes de transmisión y distribución, medir, facturar y recaudar los cargos por los consumos de los usuarios, gestionar la cartera, suspender, cortar, reconectar, reinstalar el servicio cuando haya lugar, y atender las peticiones, quejas y recursos.

En tal sentido, para determinar la rentabilidad que se debe reconocer a quienes desarrollan esta actividad se debe considerar el volumen de sus operaciones y no el monto de sus activos. La regulación vigente, Anexo No. 2 de la Resolución CREG 031 de 1997, reconoce al respecto lo siguiente:

Costo Base de Comercialización:

- Sobre el costo de comercialización eficiente obtenido para cada comercializador, se establece un margen del 15%.
- El margen del 15% cubre tanto los riesgos de la actividad de comercialización como el retorno del capital comprometido.

Si se tiene en cuenta que el costo de comercialización ha representado aproximadamente un 12,5%¹⁹ del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica, el margen de comercialización, entendido como la rentabilidad y compensación por los riesgos asociados a la actividad, ha correspondido entonces al 1,86% del costo unitario del servicio sin incluir el cargo de comercialización.

Precisamente por ser la comercialización de energía una actividad poco intensiva en activos fijos, el margen de ganancia se debe establecer teniendo en cuenta todos los costos y gastos de la compañía, pero sin tener en cuenta la forma de apalancamiento financiero y el ahorro en impuestos, esto es por medio del margen operacional.

$$\text{Margen Operacional} = \frac{\text{Utilidad Operacional}}{\text{Ingresos Operacionales}}$$

La utilidad operacional, también conocida como UAI (Utilidad Antes de Impuestos e Intereses), o como EBIT (*Earnings Before Interests and Taxes*), proporciona la información sobre la ganancia producto de la actividad comercial, u objeto de la compañía. Entonces el margen de operación es un porcentaje que indica la tasa de ganancia por el desarrollo de las actividades propias de la actividad.

Si bien la rentabilidad en actividades de intermediación depende del margen operacional, también depende de la rotación del producto (frecuencia de consumo) y de la estructura financiera del negocio. Existe una correlación directa entre la frecuencia de consumo y la rentabilidad de la actividad, al igual que existe una correlación entre el nivel de ingresos de una compañía en un mismo sector económico y su estructura financiera.

Se propone entonces aplicar un margen de operación como metodología para determinar la rentabilidad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el sistema interconectado nacional.

Para establecer el margen operacional de la comercialización de energía eléctrica, dado que no se cuenta con la información histórica del propio sector, es necesario utilizar como referencia una actividad económica con características similares y que enfrente riesgos comparables, de acuerdo con lo establecido en el artículo 87.4 de la Ley 142 de 1994. En este sentido se realiza un *benchmarking* con empresas comparables a las de este sector, similares en actividad económica, y en parámetros de importancia como el nivel de ingresos, la homogeneidad del producto, y la frecuencia de consumo de los productos

¹⁹ Cálculo realizado por la CREG de acuerdo con la información del SUI para el periodo enero de 2000 a junio de 2011.

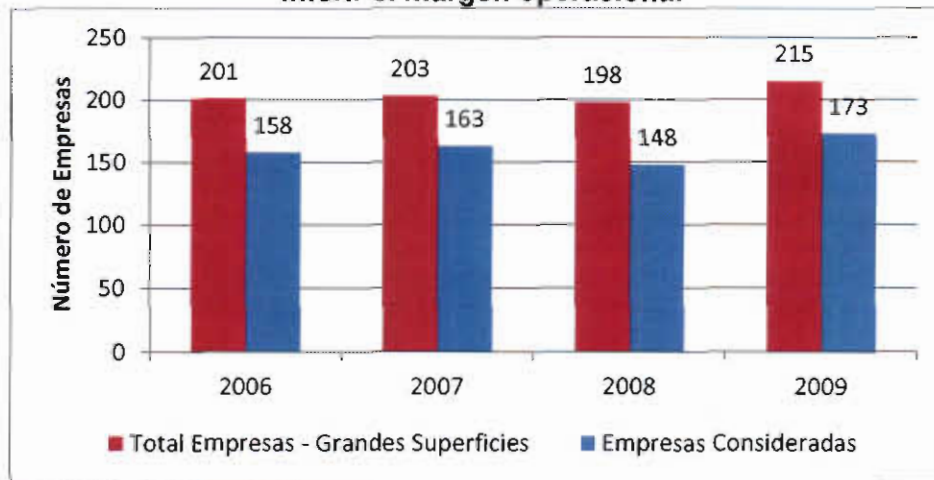
vendidos (Ver Anexo 3), encontrando que el subsector de las grandes superficies (G5211 y G5219) presenta la mayor afinidad a la comercialización de energía eléctrica.

Metodología de cálculo

Para realizar el cálculo del margen operacional se propone:

- Tomar las utilidades operacionales y los ingresos operacionales de las empresas comercializadoras que conforman el sector de las grandes superficies (CIU G5211 y G5219)²⁰, para los cuatro años anteriores al año a remunerar²¹.
- Considerar únicamente aquellas empresas con ingresos operacionales superiores al menor ingreso operacional de una empresa de comercialización de energía eléctrica²², en el respectivo año, tal como se presenta en el Gráfico 1.

Gráfica 1. Número de empresas del sector de grandes superficies utilizadas para inferir el margen operacional



Fuente: Supersociedades. Elaboración CREG.

- Calcular, para cada año, el margen operacional para cada una de las empresas consideradas en el sector de grandes superficies, y estimar el promedio ponderado por ingresos²³ del margen operacional del sector, como se indica en la Gráfica 2.

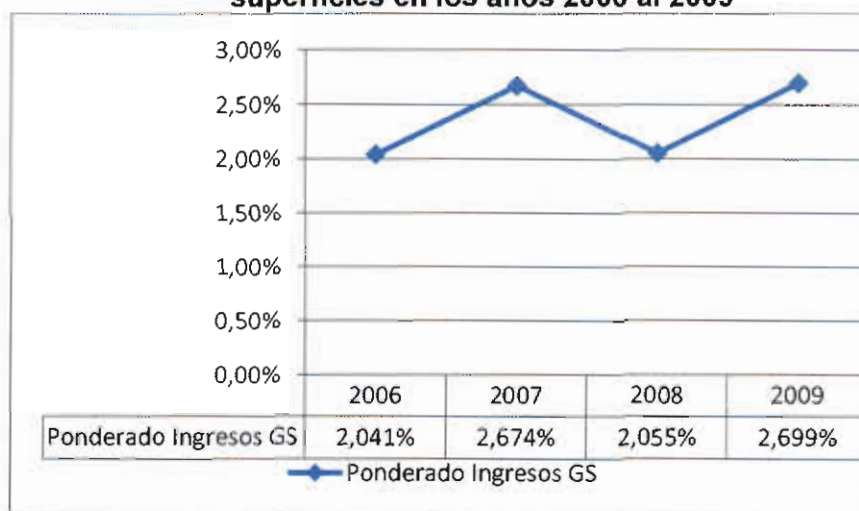
²⁰ Información tomada del Sistema de Información y Riesgo Empresarial (SIREM), administrado por la Superintendencia de Sociedades.

²¹ Se toman 4 años para evitar que un año de crisis pueda comprometer la rentabilidad de la actividad de comercialización de energía eléctrica.

²² El nivel de ingresos operacionales por concepto de comercialización de energía se tomará de la cuenta 431520 del plan contable que rige a partir del año 2006 para las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios (en este caso energía eléctrica) de acuerdo con el SUI de la SSPD.

²³ Una vez se tienen los márgenes operacionales, se recomienda utilizar el promedio ponderado de acuerdo con el nivel de ingresos de cada empresa, porque a mayores unidades comercializadas, mayores ingresos operacionales y más representativo es el margen para la actividad. De esta manera el margen de las empresas más representativas del sector de grandes superficies tendrá una mayor importancia en el cálculo del margen de comercialización de energía eléctrica.

Gráfica 2. Margen operacional ponderado por ingresos para las grandes superficies en los años 2006 al 2009



Fuente: Supersociedades. Elaboración CREG.

- Calcular el margen operacional como el promedio de los márgenes calculados para los cuatro años de análisis, aplicando la fórmula que se presenta a continuación.

$$MO_n = \frac{(MO_{n-1}) + (MO_{n-2}) + (MO_{n-3}) + (MO_{n-4})}{4}$$

Como se observa en la Tabla 1, de acuerdo con este procedimiento se obtiene un margen de 2,37% que correspondería a la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica.

Tabla 1. Cálculo del margen operacional

Año	Ponderado Ingresos GS
2006	2,04%
2007	2,67%
2008	2,05%
2009	2,70%
Promedio Simple	2,37%

6.1.2. Riesgo de cartera

Al caracterizar la actividad de comercialización de energía eléctrica se encuentra que uno de los riesgos a los que está sujeto el prestador del servicio es la no recuperación de la cartera vencida, a pesar de gestionar su recaudo. Este riesgo no está recogido en el margen operacional, dado que la actividad de comercialización minorista en grandes

superficies implica el pago del 100% de los productos antes de consumirlos, a diferencia de la comercialización de energía eléctrica, en la que el pago se realiza después del consumo (aproximadamente 11 días después de finalizar el ciclo de facturación).

Teniendo en cuenta lo anterior y tomando en consideración el modelo de comercialización minorista presentado en el capítulo 3 de este documento, se propone que el riesgo de cartera a incorporar en el costo variable de comercialización contemple: i) una prima por el riesgo de cartera propio de atender a usuarios tradicionales; y ii) una prima por el riesgo de cartera asociado a la prestación del servicio a usuarios subnormales; así:

$$RC_{i,j,m} = \frac{(RCT_j \times VUTr_{i,j,m-1}) + (RCSNOR \times VSNOR_{i,j,m-1}) + (RCSNE_{i,j,t} \times VSNE_{i,j,m-1})}{VRC_{i,j,m-1}}$$

Donde:

$RC_{i,j,m}$: Riesgo de cartera del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m .

RCT_j : Prima por el riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales del mercado de comercialización j .

$RCSNOR$: Prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador integrado al operador de red, por atender Usuarios de barrios subnormales que al 31 de diciembre del año 2011 estaban siendo atendidos por él.

$RCSNE_{i,j,t}$: Prima de Riesgo de cartera a reconocer al comercializador i en el mercado de comercialización j , para el año t , por atender Usuarios que al 31 de diciembre del año 2011 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al integrado al operador de red del mercado de comercialización j .

$VUTr_{i,j,m-1}$: Ventas totales a Usuarios regulados del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes $m - 1$, expresadas en kWh, excluyendo las ventas a usuarios subnormales en el mes $m - 1$.

$VSNOR_{i,j,m-1}$: Ventas a los usuarios de barrios subnormales que al 31 de diciembre de 2011 estaban siendo atendidos por el comercializador integrado al operador de red del mercado de comercialización j , realizadas por el comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes $m - 1$, expresadas en kWh.

$VSNE_{i,j,m-1}$: Ventas a los usuarios de barrios subnormales que al 31 de diciembre del año 2011 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al integrado al operador de red del mercado de comercialización j , realizadas por el comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes $m - 1$, expresadas en kWh.

$VRC_{i,j,m-1}$: Ventas totales a usuarios regulados realizadas por el comercializador i , en el mercado de comercialización j , en el mes $m - 1$, expresadas en kWh.

La suma de las variables $VUTr_{i,j,m-1}$, $VSNOR_{i,j,m-1}$, y $VSNE_{i,j,m-1}$, debe ser igual a la variable $VRC_{i,j,m-1}$.

a) Riesgo de cartera por la atención de usuarios tradicionales

Con el fin de determinar los factores que explican el riesgo de cartera de la actividad de comercialización y valorar dicho riesgo, la CREG contrató el estudio *"Incorporación del riesgo de cartera a la fórmula de costos de las empresas comercializadoras de energía"*²⁴. Los principales resultados del estudio se exponen en el Anexo 4 de este documento.

Como pasa a explicarse, tras analizar los resultados del estudio mencionado, se considera que el riesgo de cartera de la comercialización de energía eléctrica a usuarios tradicionales corresponde a la probabilidad del incumplimiento en el pago de las obligaciones de los usuarios sin que estos vuelvan a utilizar el servicio de energía eléctrica. Lo anterior teniendo en cuenta que para la reconexión del servicio, cuando la suspensión obedece a la falta de pago por parte del usuario, éste debe eliminar su causa.

El riesgo de cartera de la comercialización se considera como aquella parte del riesgo de incumplimiento de las obligaciones que no es gestionable, es decir, que se sale del alcance de la gestión del comercializador. En el caso de que se pudieran realizar estrategias de recaudo, planes de refinanciamiento o acuerdos de pagos, se estaría hablando de un riesgo gestionable que no hace parte del riesgo de cartera a remunerar a los comercializadores de energía eléctrica.

En este sentido, el riesgo puede plantearse como el caso de un usuario que no paga por sus consumos de energía eléctrica al prestador del servicio, por lo que éste se ve obligado a suspender y posteriormente a cortar el servicio de acuerdo con lo establecido en los artículos 140 y 141 de la Ley 142 de 1994.

En este contexto, la evidencia de que se ha materializado el riesgo de cartera es la existencia de usuarios desconectados. Lo anterior en la medida en que la suspensión y el corte del servicio a los usuarios que no le han pagado la factura son elementos previstos por la ley que pueden ser utilizados por el comercializador en la gestión que tiene sobre el riesgo. La magnitud del riesgo de cartera de comercializar energía eléctrica a usuarios tradicionales estará entonces dada por los consumos de energía de aquellos usuarios a los que se les cortó el servicio y que no tomaron las acciones orientadas a enervar las causales del corte.

Situación actual

Con el fin de evaluar el riesgo de cartera, la Comisión solicitó la siguiente información a las empresas comercializadoras de energía eléctrica para los años 2006 a 2009: i) número total de usuarios, por estrato o sector de consumo; ii) ventas anuales, expresadas

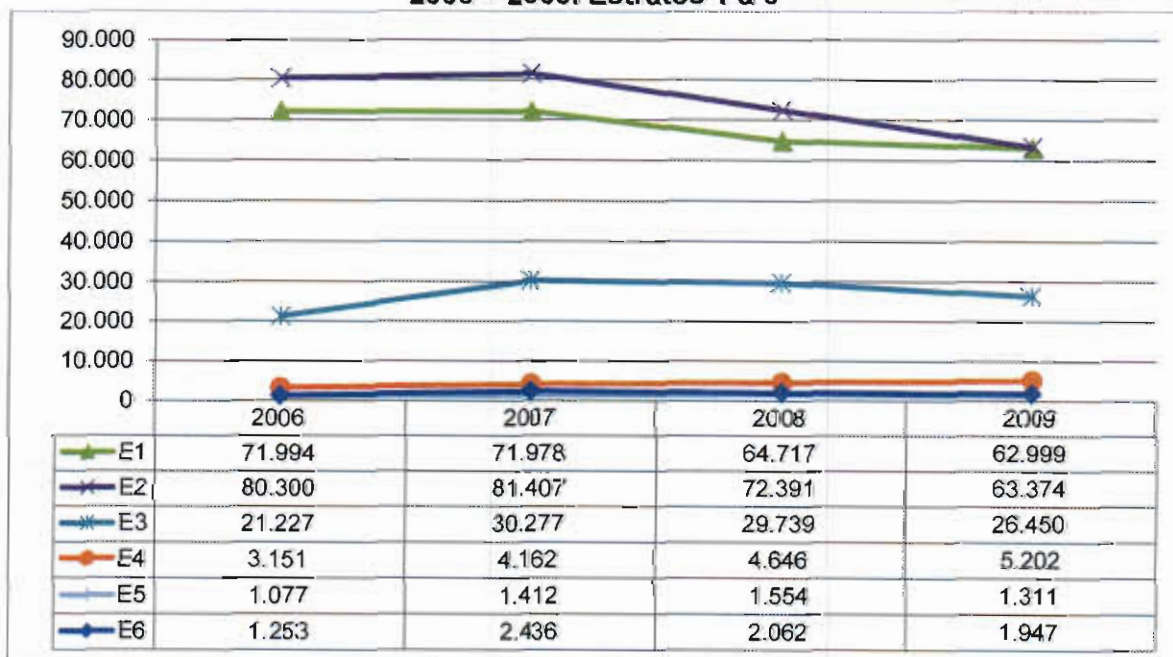
²⁴ Bautista, Rafael (2006).

en kWh; iii) facturación por consumo²⁵; iv) cuentas por cobrar entre 90 y 180 días, 180 y 360 días, mayor a 360 días, y totales, con corte a diciembre 31 de cada año; y v) información de usuarios desconectados desagregada por mercado, estrato o sector de consumo, indicando para cada uno el mes de no pago, la fecha de desconexión, el consumo no pagado en kWh, y el valor del consumo no pagado.

Las Gráfica 33, 4 y 5 presentan, de manera agregada para todos los comercializadores incumbentes, la variación de la cartera con vencimiento mayor a 360 días, por estrato y actividad económica. Analizada la información reportada por las empresas y aplicando los criterios recomendados por el estudio de riesgo de cartera, los resultados permiten concluir que la fórmula propuesta por Bautista (2006) estima tanto el riesgo de cartera gestionable, como el no gestionable. De aplicar esta propuesta para los años en que se reducen las cuentas por cobrar mayores a 360 días en un estrato, se pasaría incluso a considerar valores negativos para este riesgo.

En conclusión, con la información contable no es posible estimar un riesgo generalizado y asociado a la cartera por concepto del servicio de energía en todas las empresas, puesto que en la mayoría de ellas la cartera vencida con antigüedad mayor de un año se ha reducido en los últimos años.

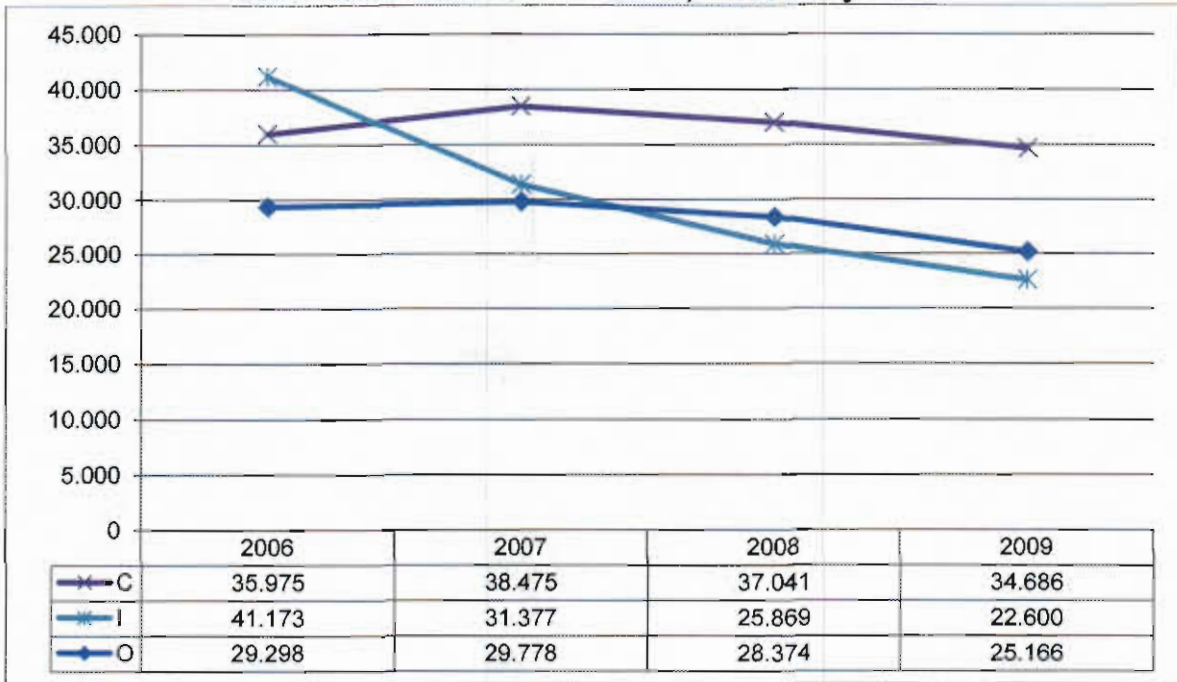
Gráfica 3. Evolución de la cartera con vencimiento mayor a 360 días 2006 – 2009. Estratos 1 a 6



Elaboración: CREG. Cifras en millones de pesos de diciembre de 2009.

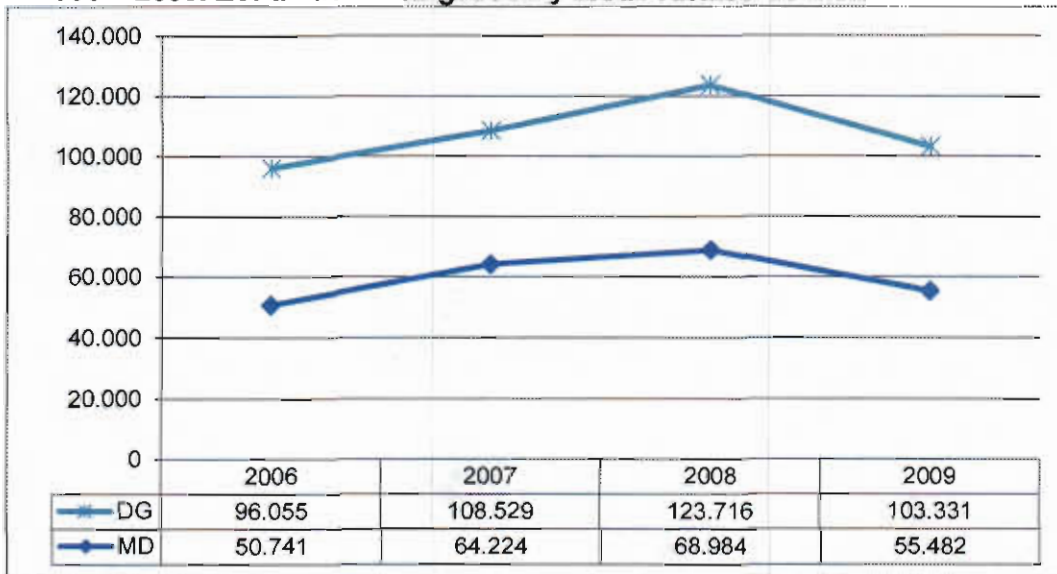
²⁵ Corresponde a la facturación en pesos de las ventas anuales en kWh

Gráfica 4. Evolución de la cartera con vencimiento mayor a 360 días 2006 – 2009. Sectores comercial, industrial y oficial



Elaboración: CREG. Cifras en millones de pesos de diciembre de 2009.

Gráfica 5. Evolución de la cartera con vencimiento mayor a 360 días 2006 – 2009. Zonas de difícil gestión y áreas rurales de menor desarrollo



Elaboración: CREG. Cifras en millones de pesos de diciembre de 2009.

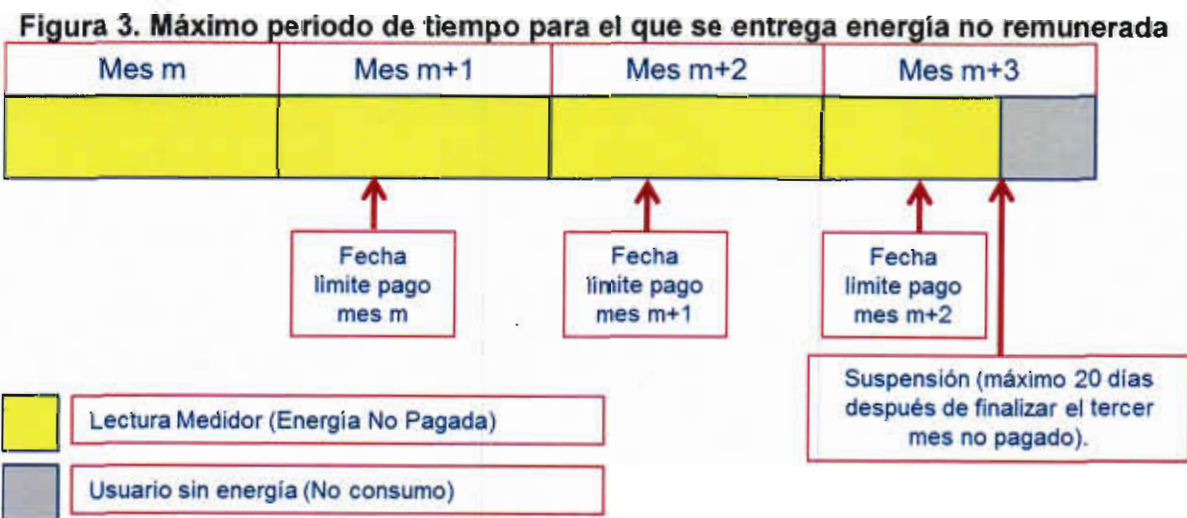
Tampoco es adecuado utilizar el nivel de recaudo de la energía facturada por año como insumo para el cálculo del riesgo de cartera porque el nivel de recaudo incluye cartera de todas las edades y sobrestimaría el riesgo no gestionable propio de la actividad de comercialización.

Propuesta

De acuerdo con la Ley 142 de 1994, el incumplimiento del contrato por parte del suscriptor o usuario da lugar a la suspensión del servicio. Según el artículo 140 de la ley mencionada, la suspensión del servicio procederá en los eventos señalados en las condiciones uniformes del contrato de servicios y en todo caso por la falta de pago por el término que fije la entidad prestadora, sin exceder en todo caso de dos periodos de facturación en el evento en que ésta sea bimestral y de tres periodos cuando sea mensual.

Para efectos de la estimación del riesgo de cartera se asume que los comercializadores realizan una facturación mensual, ya que las facturaciones para periodos más largos de tiempo se realizan principalmente a usuarios rurales, que de acuerdo con el SUI representan el 12% de la energía vendida a usuarios regulados a diciembre de 2009. Así mismo, se estima que la suspensión se realiza aproximadamente 20 días calendario después de finalizar el ciclo de facturación.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la Figura 3 se ilustra la estimación del máximo periodo de tiempo para el que el comercializador entregaría energía que puede no ser remunerada, esto es hasta la suspensión del servicio.



No habrá riesgo de cartera a reconocer en aquellos casos en que a un usuario le sea reconectado o reinstalado el servicio, dado que el usuario debió cancelar todas sus obligaciones, o suscribir un acuerdo de pago para la reconexión o reinstalación. Tampoco se reconocerá energía consumida producto de conexiones fraudulentas, dado que la ley prevé el corte del servicio ante un evento de esa naturaleza.

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone reconocer como riesgo de cartera la energía entregada por los comercializadores que no es pagada por los usuarios una vez se ha hecho la gestión de suspensión y corte del servicio.

Para las empresas de comercialización de energía eléctrica que estén integradas con el operador de red del mercado de comercialización y no presentaron información para

calcular el factor riesgo de cartera, se tomará como riesgo de cartera el 90% del mínimo riesgo calculado para los demás mercados de comercialización.

Metodología de cálculo del riesgo de cartera no gestionable de usuarios tradicionales:

- El comercializador deberá declarar a la CREG la información de los usuarios a los que se les ha cortado el servicio de energía eléctrica por haber incumplido sus obligaciones de pago, indicando entre otros el número de identificación del usuario (NIU), el mercado, el estrato, si pertenece a una zona de difícil gestión, los meses de no pago, la fecha de desconexión, el consumo no pagado (kWh), y el valor del consumo no pagado. La información anterior se deberá declarar para los cinco años anteriores al año de solicitud de cargos.
- La Comisión tomará la información reportada por el comercializador y la validará con los siguientes filtros:
 - El último mes de no pago debe encontrarse dentro de los cinco años reportados.
 - Cada NIU de usuarios incumplidos debe reportarse una sola vez. En caso contrario se dejará el registro del mes de no pago de la última desconexión.
 - La información de estrato, la clasificación como zona de difícil gestión (para los usuarios que aplique), y mercado debe coincidir con lo reportado en el SUI.
 - Debe incluirse la fecha de desconexión y ésta debe ser posterior al mes de no pago.
 - Para el mes de no pago reportado debe existir algún consumo en el maestro de facturación.
 - Una vez cortado el servicio, no debe aparecer en el maestro de facturación del SUI, información de consumos posteriores a la fecha de corte.
 - Después de validar la información, se calculará el riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales, por mercado de comercialización, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RCT_j = \frac{\sum_{e=1}^n \left(\frac{N_{j,e}}{5} \times CFM_{e,j,t-1} \times (1 - Sub_{e,j,t-1}) \right)}{VR_{j,t-1}}$$

Donde:

RCT_j : Prima por el riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales del mercado de comercialización j .

- $N_{j,e}$: Número de usuarios a los que se les cortó y no se les restableció el servicio en el estrato o sector de consumo e del mercado de comercialización j para los cinco años de análisis de la información.
- $CFM_{e,j,t-1}$: Consumo facturado medio para el estrato o sector de consumo e en el mercado de comercialización j . Calculado como las ventas totales en kWh divididas entre el total de usuarios, para el año $t - 1$.
- $Sub_{e,j,t-1}$: Relación entre los subsidios y el total facturado en el estrato o sector de consumo e del mercado de comercialización j , para el año $t - 1$.
- $VR_{j,t-1}$: Ventas totales a usuarios regulados en el mercado de comercialización j , para el año $t - 1$, expresadas en kWh.

En el Anexo 5 se presentan los valores de riesgo de cartera no gestionable por mercado de comercialización.

b) Riesgo de cartera por la atención de usuarios subnormales

Para la estimación del riesgo de cartera no gestionable asociado a la atención de usuarios subnormales no es posible aplicar la metodología utilizada para los usuarios tradicionales, ya que de acuerdo con el Decreto 111 de 2012 un barrio subnormal se define como:

“Barrio Subnormal: Es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de municipios o distritos que reúne los siguientes requisitos: (i) que no tenga servicio público domiciliario de energía eléctrica o que éste se obtenga a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local o de una Acometida, efectuadas sin aprobación del respectivo Operador de Red ; (ii) que no se trate de zonas donde se deba suspender el servicio público domiciliario de electricidad, de conformidad con el artículo 139.2 de la Ley 142 de 1994, las normas de la Ley 388 de 1997 y en general en aquellas zonas en las que esté prohibido prestar el servicio y, iii) Certificación del Alcalde Municipal o Distrital o de la autoridad competente en la cual conste la clasificación y existencia de los Barrios Subnormales, la cual deberá ser expedida dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de la respectiva solicitud efectuada por el Operador de Red.” (subrayado fuera de texto original)

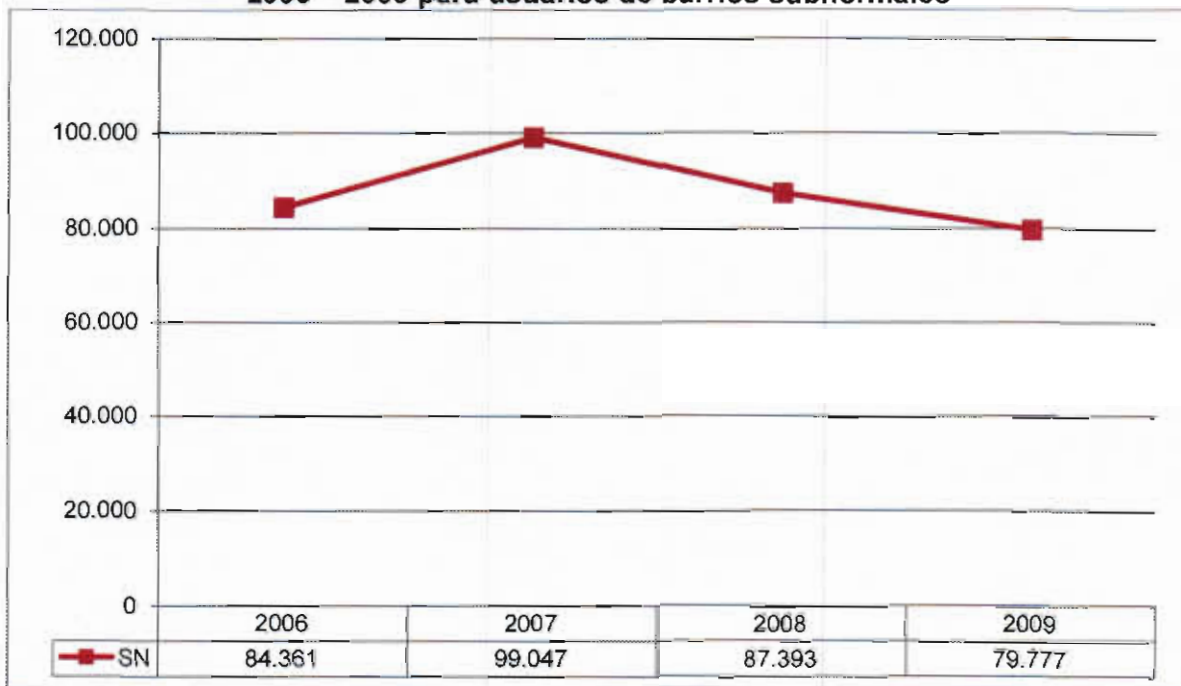
En este sentido, a diferencia de los demás usuarios, que cuentan con una conexión aprobada por el operador de red y a quienes es posible realizar la suspensión del servicio en los términos de los artículo 139.2 y 140 de la Ley 142 de 1994, o un corte del servicio en los términos del artículo 141 de la misma ley, para los usuarios subnormales no es posible realizar la suspensión ni el corte del servicio porque no se cuenta con redes de uso ni acometidas para la prestación del servicio.

Ante la imposibilidad de aplicar la metodología de estimación de riesgo de cartera de usuarios tradicionales, basada en la cuantificación de la energía entregada a usuarios desconectados, para inferir exclusivamente el riesgo no gestionable, la mejor alternativa para estimar el riesgo de cartera de usuarios subnormales es la propuesta por Bautista (2006). Si bien al utilizar las cuentas por cobrar mayores a 360 días para estimar el riesgo de cartera de atender usuarios conectados a barrios subnormales se reconoce una parte

del riesgo gestionable, se reconoce este riesgo considerando que el mismo refleja parte de los costos que implica realizar la gestión de cobro a este tipo de usuarios.

En la Gráfica 6 se puede observar que la cartera mayor a 360 días de los usuarios de barrios subnormales entre los años 2006 a 2009 se ha reducido, lo que evidencia que la misma puede ser gestionada. Al aplicar la metodología de Bautista (2006) se infiere un riesgo de cartera por atender usuarios subnormales de 3,1%.

Gráfica 6. Evolución de la cartera con vencimiento mayor a 360 días 2006 – 2009 para usuarios de barrios subnormales



Elaboración: CREG. Cifras en millones de pesos de diciembre de 2009.

Situación actual

Las empresas comercializadoras integradas con el operador de red que prestan el servicio público domiciliario de energía eléctrica en los mercados que se presentan en la Tabla 2 se enfrentan a la situación de atender usuarios de barrios subnormales. El riesgo de cartera que se reconoce como energía dejada de pagar por estos usuarios se encuentra actualmente dentro del margen de comercialización del 15% del costo base de comercialización.

Tabla 2. Ventas a usuarios de barrios subnormales por mercado de comercialización año 2009

Mercado de comercialización	kWh vendidos año 2009 a usuarios de barrios subnormales	Total de kWh vendidos año 2009 a usuarios regulados
ANTIOQUIA	60.963.568	4.644.522.458
ARAUCA	2.796.282	57.802.709
BOYACA	12.031.150	486.339.962
CALDAS	12.241.544	492.223.136
CALI	129.838.210	1.807.442.220
CAQUETA	442.497	64.657.703
CASANARE	1.630.324	116.656.532
CAUCA	24.545.100	325.971.635
CHOCO	15.751.907	87.191.236
COSTA CARIBE [1]	738.132.602	6.568.564.276
EPSAU	1.054.939	597.296.161
HUILA	41.937.099	460.238.847
META	13.447.973	443.292.542
NARIÑO	210.894.676	441.545.482
PEREIRA	6.763.128	375.519.523
PUTUMAYO	2.494.022	32.898.177
SANTANDER	69.944.451	1.058.844.809
TOLIMA	13.204.634	632.635.446
TOTAL	1.358.114.105	18.693.642.852
[1] Incluye la información de Electricaribe Mipymes, No incluye a Energía Social de la costa		

Fuente: SUI. Elaboración CREG.

La empresa Energía Social de la Costa S.A. E.S.P. cuenta con una metodología particular, definida en la Resolución CREG 101 de 2006, para estimar el factor riesgo de cartera. Esta metodología es aplicable al conjunto de usuarios de los barrios subnormales que atiende la empresa, y que actualmente se encuentran ubicados en la costa Atlántica.

De otra parte los subsidios otorgados para la energía facturada a los usuarios de barrios subnormales en el país ascienden aproximadamente a \$295.437 millones para los usuarios que están siendo atendidos por el comercializador integrado al operador de red, y \$70.000 millones para aquellos que atienden comercializadores entrantes.

Propuestas analizadas

Con el objetivo de definir el riesgo de cartera a reconocer a los comercializadores de energía eléctrica a usuarios regulados, la Comisión analizó las siguientes tres alternativas que fueron valoradas de acuerdo con los criterios de impacto en tarifas, impacto en subsidios y el principio de solidaridad.

- **Alternativa 1:** El riesgo de cartera reconocido por la atención de usuarios de barrios subnormales sería igual al riesgo de cartera reconocido por la atención de usuarios tradicionales *RCT_j*; cuyos valores se presentan en el Anexo 5. Adicionalmente, se establecería una metodología particular para remunerar las empresas que atiendan exclusivamente usuarios subnormales.

Se considera que esta alternativa promueve la segmentación de mercados por parte de las empresas, ya que para la obtención de una mayor prima de riesgo de cartera por la atención de usuarios de barrios subnormales, las empresas deberían segmentar sus mercados, separando los usuarios tradicionales de aquellos conectados a barrios subnormales. En consecuencia se estaría trasladando a los usuarios subnormales tarifas más altas, implicando para el Gobierno Nacional un incremento incierto en subsidios que puede llegar hasta el 20,21%²⁶, es decir, aproximadamente \$439.296 millones.

El impacto en tarifas de esta alternativa para los usuarios de barrios subnormales puede llevar a un incremento del 20%.

- **Alternativa 2:** El riesgo de cartera reconocido por la atención de usuarios de barrios subnormales sería igual al riesgo de cartera reconocido por la atención de usuarios tradicionales RCT_j , cuyos valores se presentan en el Anexo 5. Adicionalmente, se establecería una figura de prestador de última instancia por concurso para aquellos usuarios que se queden sin prestador del servicio. Si dicho concurso queda desierto, se tendría que aplicar la alternativa 1.

Esta alternativa promueve la segmentación de mercados por parte de las empresas para las que el riesgo de cartera de atender usuarios de barrios subnormales supera el valor del riesgo de cartera reconocido por la atención de usuarios tradicionales RCT_j , cuyos valores se presentan en el Anexo 5. Tiene la ventaja de que a través de un proceso de selección competitivo del prestador del servicio se revela el costo de atender este tipo de usuarios y el riesgo de no recaudo.

Por lo anterior y dada la situación que no se conoce el valor a cobrar por el ganador del concurso, el impacto en subsidios y en tarifas es incierto.

- **Alternativa 3:** Trasladar a todos los usuarios regulados de un comercializador los costos del riesgo de cartera de los usuarios de los barrios subnormales que atiende. Para los usuarios de barrios subnormales que hoy no se encuentran segmentados se tomaría como valor de riesgo de cartera el que resulte de aplicar la metodología propuesta por Bautista (2006)²⁷, es decir 3,1%. Para los usuarios de barrios subnormales que hoy se encuentran segmentados se tomaría como valor de riesgo de cartera el que resulta de aplicar una metodología similar a la vigente para Energía Social de la Costa S.A. E.S.P. Adicionalmente, se establecería una figura de prestador de última instancia por concurso para los nuevos usuarios de barrios subnormales y para aquellos usuarios que permanezcan segmentados al final del periodo tarifario.

Esta alternativa desincentiva la segmentación de mercados dado que reconoce un riesgo de cartera para los usuarios de barrios subnormales que existen actualmente. En este sentido el comercializador tiene la posibilidad de recuperar los costos de prestación del servicio a usuarios de barrios subnormales a través de todos los usuarios regulados que atiende en el respectivo mercado de comercialización y no

²⁶ De acuerdo con la información del SUI y lo reportado por los comercializadores en respuesta a las circulares CREG.

²⁷ La razón para diferenciar el riesgo de cartera de los usuarios subnormales que hoy se encuentran segmentados de los que no lo están, es que representan riesgos diferentes, ya que el valor reconocido a cada uno actualmente garantiza la suficiencia financiera de los prestadores del servicio.

exclusivamente a través de tarifas más altas cobradas a los mismos usuarios de barrios subnormales cuya capacidad de pago es baja. De esta manera el costo de prestación del servicio que se cobraría a los usuarios de barrios subnormales sería el mismo que se cobraría a los demás usuarios regulados del mercado de comercialización atendidos por el mismo comercializador.

El impacto en subsidios aproximado de esta alternativa sería de \$ 3.146 millones por la atención de los usuarios de barrios subnormales existentes. Por la atención de usuarios de nuevos barrios subnormales o de aquellos que se queden sin prestador del servicio el impacto en subsidios es incierto dado que se requeriría de un concurso para establecer el prestador del servicio.

El impacto en tarifas de esta alternativa para los usuarios de barrios subnormales puede llevar a un incremento del 1,48%.

En conclusión, de acuerdo con los criterios previamente definidos y que se resumen en la Tabla 3, la mejor alternativa es la número 3, razón por la cual se desarrolla para incorporar el riesgo de cartera de atender usuarios subnormales al margen de comercialización.

Tabla 3. Valoración de alternativas para remunerar el riesgo de cartera de atender usuarios de barrios subnormales

	Solidaridad	Impacto Subsidios [1]	Impacto en Tarifas [1]
ALTERNATIVA 1	NO	[\$0, 73.859 mill.]	[0%, 20%]
ALTERNATIVA 2	NO	Incierto	Incierto
ALTERNATIVA 3	SI	\$3.146 mill.	[0,01% - 1,48%]

[1] Cifras aproximadas
Elaboración: CREG.

Metodología de cálculo del riesgo de cartera de usuarios de barrios subnormales:

El riesgo de cartera a reconocer por atender usuarios de barrios subnormales se clasificará en el riesgo de cartera de usuarios de barrios subnormales atendidos por el comercializador integrado al operador de red, y el riesgo de cartera de usuarios de barrios subnormales que al 31 de diciembre del año 2011 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al operador de red.

Para la estimación del riesgo de cartera de los usuarios de barrios subnormales que al 31 de diciembre del año 2011 estaban siendo atendidos por el comercializador integrado al operador de red del mercado de comercialización se aplicará el siguiente procedimiento:

Al utilizar la metodología de Bautista (2006), aplicada con las cuentas por cobrar mayores a 360 días de los años 2006 al 2009, para inferir el riesgo de cartera de atender usuarios subnormales se obtiene como resultado un valor promedio de 3,1% como energía no recuperada respecto de la energía vendida a este tipo de usuarios.

Esto es,

$$RCSNOR = 3,1\%$$

Donde:

RCSNOR: Riesgo de cartera a reconocer al comercializador integrado al operador de red, por atender usuarios de barrios subnormales que a la fecha de publicación de esta resolución estén siendo atendidos por él.

El riesgo de cartera de los usuarios de barrios subnormales que al 31 de diciembre del año 2011 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al integrado al operador de red del mercado de comercialización j se puede calcular considerando que el recaudo total respecto de la energía facturada es equivalente a la suma de los subsidios del FSSRI, los recursos del FOES, y los pagos de los usuarios que se calculan como el recaudo sobre el puesto al cobro²⁸ por la diferencia entre la facturación total y los recursos del FSSRI y el FOES.

De acuerdo con lo anterior, el porcentaje de recaudo total de las empresas respecto de la facturación total se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Recaudo total}_{i,j,t} = IFSSRI_{i,j} + IFOES_{i,j} + [SR_{i,j,t} \times (1 - IFSSRI_{i,j} - IFOES_{i,j})] + 5\%$$

Donde:

Recaudo total_{i,j,t}: Porcentaje de recaudo total estimado al comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el año t .

IFSSRI_{i,j}: Porcentaje de recaudo a través de subsidios del FSSRI respecto de la facturación total, estimado como un promedio de los valores reales de los años $t - 1$ y $t - 2$.

IFOES_{i,j}: Porcentaje de recaudo a través de recursos del FOES, o cualquier otro fondo que se cree con el objetivo de cubrir el pago del consumo de energía eléctrica de usuarios de barrios subnormales, respecto de la facturación total, estimado como un promedio de los valores reales de los años $t - 1$ y $t - 2$.

SR_{i,j,t}: Senda de recaudo sobre el puesto al cobro estimada de acuerdo con lo establecido en los artículos 1, 2, 3 y 4 de la Resolución CREG 096 de 2011, del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el año t .

²⁸ El recaudo sobre el puesto al cobro corresponde al pago que realiza el usuario sobre lo que le cobra el comercializador, es decir, el pago realizado por el usuario respecto a la facturación después de deducir el pago por FSSRI y FOES.

Al considerar que es conveniente que las empresas que atienden exclusivamente usuarios de barrios subnormales tengan el incentivo a gestionar el recaudo de los usuarios que atienden, y este incentivo se disminuye si se remunera mediante la tarifa la totalidad de lo no recaudado, en el cálculo del porcentaje de recaudo total estimado para el año t se incrementa el valor un 5% tal como se ha hecho en la metodología de estimación del factor riesgo de cartera de la Resolución CREG 101 de 2006 y 096 de 2011.

Entonces el riesgo de cartera de los usuarios de barrios subnormales atendidos por un comercializador diferente al integrado al operador de red del mercado de comercialización j será equivalente a:

$$RCSNE_{i,j,t} = \frac{1 - \text{Recaudo total}_{i,j,t}}{\text{Recaudo total}_{i,j,t}}$$

Donde:

$RCSNE_{i,j,t}$: Riesgo de cartera a reconocer al comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el año t , por atender usuarios que al 31 de diciembre del año 2011 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al integrado al operador de red del mercado de comercialización j .

$\text{Recaudo total}_{i,j,t}$: Porcentaje de recaudo total estimado al comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el año t .

6.1.3. Costos financieros

Otro aspecto que diferencia la comercialización minorista en grandes superficies de la comercialización de energía eléctrica es el costo financiero asociado a sus ciclos de efectivo, elemento que se debe considerar al momento de determinar el margen operacional. En particular, se debe tener en cuenta que: i) para algunos ciclos de facturación, las tarifas cobradas al usuario final son inferiores a los pagos que debe hacer el comercializador a los otros agentes de la cadena; y ii) el giro de los subsidios a las tarifas de los usuarios de menores recursos se produce con posterioridad a la fecha de vencimiento de las facturas de los usuarios.

Costos financieros asociados a las fechas de publicación y cobro de tarifas

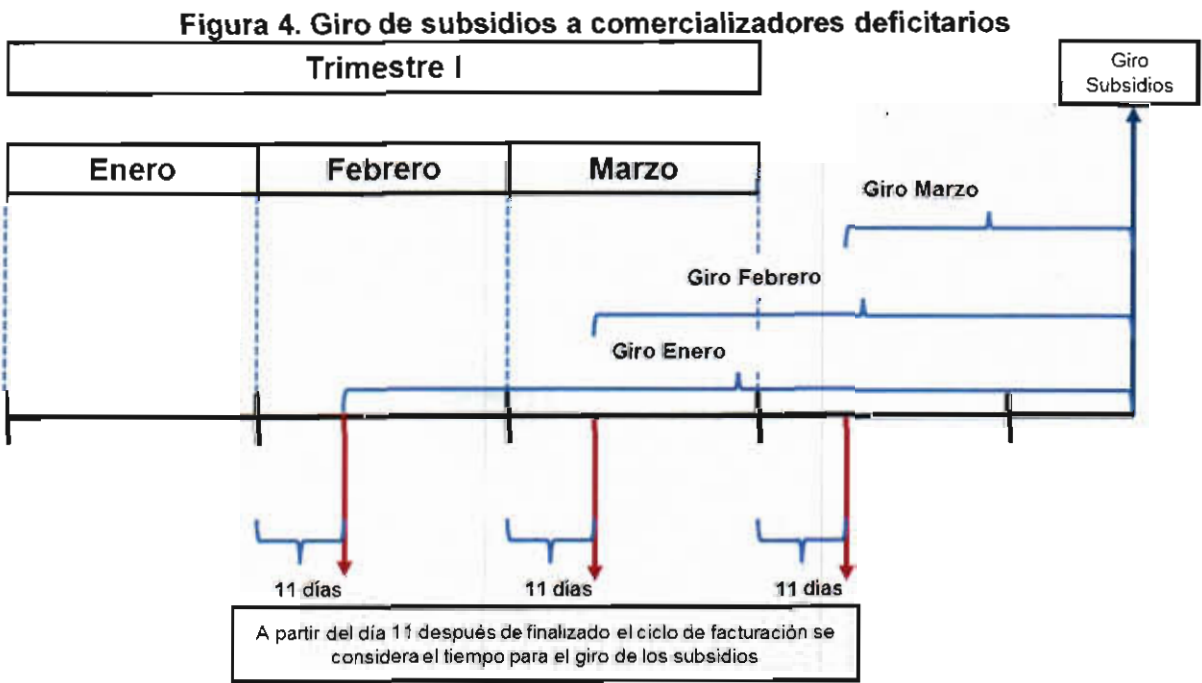
En el Anexo 6 se presenta el análisis de los costos financieros asociados al ciclo de efectivo de la actividad de comercialización de energía eléctrica, en especial los costos derivados de la publicación y el cobro de tarifas anteriores de acuerdo con los ciclos de facturación posibles en un mes calendario. De este análisis se concluye que los comercializadores se enfrentan, en promedio, a un costo financiero de 0,071% a pesar de que la mayor parte del valor de la energía comercializada se recauda primero de los usuarios y se paga después a los respectivos agentes. Lo anterior se debe al hecho de

que para algunos ciclos de facturación hay componentes de las tarifas recaudadas de los usuarios que son inferiores al valor que el comercializador debe pagar por ellas.

Costos financieros asociados al giro de subsidios

También existe un costo financiero asociado al tiempo que transcurre entre la fecha de vencimiento de las facturas a los usuarios y la fecha prevista para el giro de los subsidios a los usuarios de menores ingresos por parte del Gobierno Nacional.

Los comercializadores de energía eléctrica pueden observar un déficit cuando realizan el balance entre subsidios y contribuciones. El Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con la conciliación trimestral de las cuentas de subsidios y contribuciones realizadas por los comercializadores de energía eléctrica, gira para cada trimestre vencido el déficit de las empresas de comercialización por los subsidios otorgados a los usuarios. Este giro debe realizarse 1,5 meses²⁹ después de terminado el respectivo como se ilustra en la Figura 4.



Como en el análisis de los costos financieros asociados al ciclo de efectivo se consideró que el recaudo a los usuarios se realiza a más tardar el décimo primer día después de finalizar el ciclo de facturación, en este análisis se considera el costo financiero en que incurre el comercializador por el desfase entre: i) el décimo primer día posterior a la

²⁹ De acuerdo con el artículo 5 del Decreto 847 de 2001, modificado por el artículo 2 del Decreto 201 de 2004, la validación de las conciliaciones debe realizarse dentro de los 30 días calendario siguientes a la finalización del respectivo trimestre y el giro de los recursos por parte de los comercializadores superavitarios debe realizarse dentro de los 45 días siguientes. En ese momento deberían ser girados los recursos a los comercializadores deficitarios.

finalización de cada mes; y ii) el día en el cual efectivamente el Ministerio realiza el pago de los subsidios a los comercializadores de energía eléctrica³⁰.

Si bien el giro a los comercializadores que atienden mercados deficitarios debería realizarse dentro de los 45 días posteriores a la finalización del correspondiente trimestre (enero – marzo, abril – junio, julio – septiembre, octubre – diciembre), de acuerdo con las respuestas a la Circular 049 de 2011, mediante la cual la CREG solicitó información relacionada con los subsidios y contribuciones mensuales y las fechas de giro o pago correspondientes a cada mes, ese giro se realiza en promedio 3,16³¹ meses después.

Considerando la dificultad de estimar un período de tiempo de desfase en el pago de los subsidios, se propone utilizar la información del giro de subsidios del último año para calcular el costo financiero asociado a dicho desfase, así:

$$CFS_{i,j,m} = \frac{\text{Subsidios}_{i,j,T} \times [(1 + r)^{N+0.63} - 1]}{\text{Facturación}_{i,j,T}}$$

Donde:

$CFS_{i,j,m}$: Costo financiero asociado al giro de los subsidios al comercializador deficitario i , en el mercado de comercialización j , aplicable en el mes m . Este factor será igual a cero cuando en la validación del trimestre T comercializador i del mercado j sea superavitario.

T : Últimos cuatro trimestres para los cuales el Ministerio de Minas y Energía ha realizado el giro de los subsidios al comercializador incumbente del mercado de comercialización j .

N : Promedio del número de meses transcurridos desde la finalización de los trimestres T hasta el giro de los subsidios de esos trimestres para el comercializador deficitario del mercado de comercialización j .

En el caso que un comercializador sea superavitario y se vuelva deficitario el valor de N deberá ser igual a 2.

r : Costo de oportunidad mes vencido calculado como el promedio semanal de las tasas de interés *preferencial o corporativo*, de los créditos comerciales, vigentes a partir del segundo mes del último trimestre de T y hasta el mes anterior al mes de giro por parte del MME La fuente de

³⁰ Considerando el ciclo de efectivo de la actividad de comercialización de energía eléctrica, se estima que al último día del respectivo trimestre han transcurrido 49 días desde la fecha prevista para el recaudo a los usuarios del consumo del primer mes, 19 desde la fecha prevista para el recaudo a los usuarios del consumo del segundo mes, y quedan por transcurrir 11 días hasta la fecha de pago de los consumos del tercer mes. En promedio, esto equivale a 19 días por trimestre, es decir 0,63 meses por trimestre.

³¹ Cálculo realizado con base en la información reportada por parte de Casanare, Cedonar, Dispac, Electricaribe y Enertolima, para el período enero de 2006 – julio de 2011, en respuesta a la Circular CREG 049 de 2011. Estas empresas atienden mercados deficitarias en el balance de subsidios y contribuciones. Es de señalar que las empresas mencionadas respondieron a la Circular CREG 049 de 2011 dentro de los términos establecidos y de la manera requerida por la Comisión.

información será la publicada por el Banco de la República de acuerdo con el formato 088 de la Superintendencia Financiera de Colombia.

Subsidios_{i,j,T}: Déficit de subsidios correspondientes a las validaciones realizadas por el Ministerio de Minas y Energía de conformidad con el artículo 5 del Decreto 847 de 2001 o aquel que lo modifique o sustituya, del comercializador *i*, en el mercado de comercialización *j*, para los trimestres *T*.

Facturación_{i,j,T}: Corresponde a la facturación por concepto de ventas de energía realizadas por el comercializador *i*, en el mercado de comercialización *j*, para los trimestres *T*. Esta facturación debe coincidir con lo reportado al Sistema Unificado de Información, SUI.

Finalmente, la variable $CFE_{i,j,m}$ que compensa por los costos financieros previamente descritos es igual a:

$$CFE_{i,j,m} = 0,071\% + CFS_{i,j,m}$$

6.2. Costo de los mecanismos de cubrimiento

6.2.1. Garantías en el Mercado Mayorista

En la Resolución CREG 036 de 2006 se establecen los costos a reconocer como consecuencia de los cambios regulatorios introducidos por las Resoluciones CREG 019 y 026 de 2006, como parte de los "Costos Adicionales del Mercado Mayorista (Om,t), adicionando un valor de 0.12 \$/kWh, a pesos de junio de 2006.

Al analizar los comentarios enviados por los agentes a la Resolución CREG 143 de 2010, y que se plasman en el Documento CREG 123 de 2011, relacionados con la actualización del costo reconocido para los mecanismos de cubrimiento de las transacciones en el mercado mayorista de energía, se considera conveniente reconocer los costos reales de las garantías financieras que constituya el comercializador para cubrir las transacciones que realiza en el Mercado Mayorista. Estos costos deberán ser publicados por cada comercializador en su página web y declarados a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, con una periodicidad mensual. La declaración de estos costos a la Superintendencia deberá estar acompañada por una copia de las garantías constituidas por el comercializador.

Se propone que el valor que tome la variable $CG_{i,m-1}$ sea el valor de los costos de las garantías publicados por el comercializador *i* para el mes *m* - 1.

6.2.2. Garantías para cubrir los cargos por uso del STR y/o SDL

Los costos reales de las garantías financieras que constituya el comercializador para cubrir el pago de los cargos por uso del STR y/o del SDL deberán ser publicados por cada comercializador en su página web y declarados a la Superintendencia de Servicios

Públicos Domiciliarios, con una periodicidad mensual. La declaración de estos costos a la Superintendencia deberá estar acompañada por una copia de las garantías constituidas por el comercializador.

Se propone que el valor que tome la variable $CGCU_{i,m-1}$ sea el valor de los costos de las garantías publicados por el comercializador i para el mes $m - 1$.

7. REMUNERACIÓN A TRAVÉS DEL CARGO FIJO

La CREG, al momento de adoptar la metodología para remunerar la actividad de comercialización de energía eléctrica, determinará la fracción del costo base de comercialización que se trasladará a los usuarios a través de un cargo fijo. Lo anterior teniendo en cuenta la política pública y el marco normativo vigente.

Por lo anterior, esta discusión no se abordará en esta resolución de consulta.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arboleda B., Calderon L. (2007), *"Estudio sobre la rentabilidad y riesgos de la comercialización de energía eléctrica"*, ASOCODIS, Bogotá.
- Bautista Rafael (2006a), *"Incorporación del riesgo de cartera a la fórmula de costos de las empresas comercializadoras de energía"*, Estudio contratado por la CREG, Bogotá.
- Bautista Rafael (2006b), *"Incertidumbre y Finanzas, Fundamentos para la toma de decisiones"*, Ediciones Uniandes, Bogotá.
- Barr Richard (2003), *"DEA Software Tools and Technology, A State of the Art Survey, Handbook of Data Envelopment Analysis"*, Department of Engineering Management, Information, and Systems, Southern Methodist University, Dallas, <http://faculty.smu.edu/barr/deahandbook/ch16d.pdf>
- Bodie, Z., Kane, A., Marcus, A. (2004). *"Essentials of investments"*. Fifth Edition, McGraw-Hill.
- Clark P., Evans F. (1954) *"Distance To Nearest Neighbor as a measure of Spatial Relationships in Population"*, Ecological Society of America.
- CREG (2002), Resolución CREG 068 de 2002.
- CREG (2007a), *"Esquemas de Comercialización Minorista para el Sector Eléctrico"*, Documento CREG-044 de 2006, Bogotá.
- CREG (2007b), *"Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional"*, Resolución CREG-119 de 2007, Bogotá.
- Crivisqui Eduardo (1999), *"El Método del vecino más cercano"*, Programa Presta.
- Hunt Sally (2002), *"Making Competition Work in Electricity"*, John Wiley and Sons, New York.
- Fumagalli E., Lo Schiavo, F. Delestre (2007), *"Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail"*, Springer Berlin Heidelberg New York.
- USAENE (2004), *"Costos Eficientes de la Actividad de Comercialización de Electricidad en Colombia"* publicado mediante la Circular CREG 034 de 2004.
- Ministerio de Minas y Energía (2007), Decreto 387 de 2007

Ministerio de Minas y Energía (2007), Decreto de 2007.

Ministerio de Minas y Energía (2007), Decreto 49XX

Mora, L.A. (2007), *"Pronósticos de Demanda e Inventarios: Métodos Futurísticos"*. Editorial AMG. Envigado, Colombia.

Morningstar (2007), *"Stocks, Bonds, Bills and Inflation, 2007 Yearbook, Valuation Edition"*, Chicago.

Naciones Unidas (2007). *"La Competencia En Los Mercados Energéticos. Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo"*, 2007. Recuperado el 24 de Junio de http://www.unctad.org/sp/docs/c2c1pd60_sp.pdf

Rossi, M. y Ruzzier, C. (2000). *"On the regulatory application of efficiency measures"*. Anales de la AAEP. XXXV Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política. Córdoba, Argentina.

Superintendencia de Sociedades de Colombia (2007), *"Revista Estados Financieros 21.000 empresas y resultados 2007 y perspectivas del sector real en Colombia"*. ISSN 2011-6144, recuperado el 20 de junio de 2008 de www.supersociedades.gov.co

Prieto, Carmen G. (2002). *"Análisis de la eficiencia técnica y asignativa a través de las fronteras estocásticas de costes: una aplicación a los hospitales del INSALUD"*. Tesis de doctorado, Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales. Universidad de Valladolid.

Anexo 1. Comentarios a la Resolución CREG 068 de 2002

Mediante la Resolución CREG 068 de 2002 se expidieron las Bases para la remuneración de la actividad de comercialización. Los principales comentarios a dicha resolución se pueden resumir así:

- Variabilización del cargo y asimetría en competencia:

Establecer un cargo fijo para aquella franja del mercado que puede ser disputable, es decir, usuarios no residenciales y residenciales de estratos altos, o un costo fijo de comercialización, diferenciado por tipo de cliente.

Existen gastos fijos de AOM que garantizan la disponibilidad del servicio, en consecuencia establecer un cargo fijo.

Las bases propuestas no abordan directamente el problema del descreme del mercado.

- Cargo de comercialización

La Comisión debe indicar el porcentaje de cartera a reconocer en el costo comercial, desarrollar el tema de costo de capital, riesgo de cartera y margen de comercialización, pues no es claro que se vaya a reconocer.

Debe reconocerse el costo asociado al mantenimiento de las pérdidas eficientes, lo que es diferente del índice de pérdidas reconocido.

Considerar el costeo basado en actividades ABC. Con respecto a la valoración de los activos de comercialización, el tratamiento es diferencial con respecto a otras actividades al proponer valoración a costo histórico actualizado con inflación, en lugar del costo de reposición, sin que se justifique tal diferencia.

Incluir actividades adicionales en comercialización: capacitación del recurso humano, gestión ante el transportador nacional y regionales, ante los distribuidores para la conexión, ante el Fondo Nacional de Contribuciones y Subsidios, gestión de servicios de Valor Agregado.

La variación en los ciclos de lectura, puede ser significativo en algunas empresas.

Ausencia en la propuesta de los criterios con los cuales se definirían las exigencias de calidad de servicio relacionadas con el costo de comercialización regulada. Los niveles de calidad deben ser definidos con antelación al establecimiento del costo regulado.

Existen diferencias relevantes de los márgenes sobre ventas de bienes y servicios respecto a los riesgos de la comercialización de energía eléctrica.

Los factores de eficiencia se ven seriamente afectados cuando se compara empresas que atienden mercados altamente concentrados en grandes ciudades con empresas cuyos cascos urbanos son pequeños poblados y las áreas rurales.

Existen empresas que por su naturaleza tienen costos que no son gestionables como son los costos de personal en aquellas empresas que tienen convenciones colectivas y alta carga pensional.

El riesgo de recaudo no es igual para los dos tipos de comercializadores, incumbente y entrante.

Anexo 2. Estudio sobre modelo de empresa eficiente

Teniendo en cuenta los comentarios de los agentes y motivados por los problemas existentes en la información contable por actividad de las empresas, la Comisión contrató con Usaene un estudio de costos para la actividad de comercialización eléctrica.

Dentro del marco del estudio mencionado se desarrolló el costeo de los diferentes procesos y actividades del negocio de comercialización, partiendo de modelos de empresas eficientes, para las cuales se establece una estructura administrativa y de infraestructura mínima requerida para la prestación adecuada y eficiente de la actividad de comercialización.

El diseño de la empresa modelo parte de la definición de funciones del negocio, el uso de sistemas de información comercial y terminales portátiles de lectura (TPL) como base de la operación de la comercialización que a su vez definen los procesos y actividades requeridas para el ciclo regular de la comercialización.

Las actividades de comercialización consideradas son: i) los procesos operativos, los cuales implican una organización logística y que se pueden medir a través de cálculos de rendimiento por proceso, como facturación, recaudo, cartera, gestión de pérdidas no técnicas y gestión en la medida; ii) actividades de apoyo o administrativas, las cuales se miden a través del diseño de estructuras mínimas necesarias, asociadas en general a costos fijos; iii) las actividades de mercadeo y compra de energía; y iv) la atención al cliente como una mezcla de actividades, a saber PQR, Call Center y definición de oficinas comerciales.

Para las diferentes empresas eficientes se calcularon los costos operativos, administrativos y de apoyo logístico. Se identificaron los procesos y el rendimiento típico de cada uno de los procesos. Haciendo uso de los rendimientos definidos por actividad se asignaron los recursos y el personal necesario (con los correspondientes costos unitarios) para cubrir las actividades.

El estudio abordó los esquemas diferenciales de comercialización de conformidad con el Decreto 3735 de 2003 y permitió establecer la variación en los costos de comercialización base.

De los resultados del estudio se obtuvieron los costos de comercialización por empresa que se presentan en la Tabla 1, en la que también se presentan los valores aprobados y vigentes en marzo de 2004:

Tabla 4. Cargos calculados en el estudio Costos Eficientes para la Actividad de Comercialización de energía Eléctrica en Colombia

Empresa	Co calculado (\$/Factura)	Co aprobado (\$/Factura)	Empresa	Co calculado (\$/Factura)	Co aprobado (\$/Factura)
CODENSA	3,741	5,594	EEC	9,813	13,785
ELECTROCOSTA	7,159	7,093	ENERTOLIMA	5,994	5,458
ELECTRICARIBE	6,473	6,270	ELECTROHUILA	8,293	7,013
EPPM	4,327	3,880	CEDELCA	7,860	5,266
EADE S.A. ESP.	7,255	12,194	EMSA	8,539	6,416
ESSA	5,667	5,377	EDEQ S.A. E.S.P	6,991	3,519
EBSA	9,272	9,033	EPP	7,623	2,728
EMCALI	4,441	5,690	DISPAC S.A. E.S.P.	8,176	8,917
EPSA E.S.P.	6,455	8,526	ELECTROCAQUETA S.A	7,301	7,149
CEDENAR	7,706	9,338	ENELAR E.S.P.	8,374	7,149
CHEC	5,993	6,297	CETSA	7,294	4,114
CENS	6,049	6,975	EMCARTAGO S.A. E.S.F	8,919	2,728

El estudio no incluyó los costos relacionados con el riesgo de cartera ni los costos asociados a la calidad del servicio.

El informe final del estudio de Usaene fue presentado a consulta de los agentes a finales del año 2004. A continuación se resumen los comentarios recibidos:

Comentarios generales:

Los resultados basados en la experiencia del consultor pueden dar lugar a inexactitudes en costos.

El factor prestacional es menor al establecido en la legislación laboral y no considera obligaciones laborales legales vigentes.

No son claros los criterios para asignar las cantidades y costos de los recursos, por ejemplo combustibles y servicios públicos para el personal operativo, equipos de computador y oficinas al personal. La asignación de gastos generales no es real (servicio telefónico, áreas de oficina y su valor, comunicaciones en áreas rurales). No aparecen gastos de vigilancia, cafetería, seguridad industrial, viáticos y gastos de viaje.

El estudio no aborda el costo de incobrables, valorización del capital de trabajo y su costo de oportunidad (financiamiento temporal de subsidios, compras de energía y deudas de difícil recaudo), los impuestos, contribuciones y tasas que constituyen costos de carácter operativo. La remuneración debe considerar no sólo los procesos sino los riesgos.

El modelo no recoge las particularidades de cada una de las empresas, ni en la concepción en categorías de empresa grande, mediana y pequeña garantizan la captura adecuada de las diferencias estructurales. La metodología debe considerar los problemas de orden público. No es claro el criterio usado para distribuir los clientes rurales y urbanos.

La inversión en tecnología es mucho mayor a la estimada en el estudio y se subestima la planta de personal.

La CREG debe efectuar un estudio de mercado de salarios en empresas de servicios públicos o de negocios comparables (se requieren políticas de retención de mano de obra especializada).

El documento no proporciona elementos de juicio que permitan establecer parámetros para diseñar modelos organizativos innovadores o tendientes a la máxima eficiencia, simplemente recoge la tendencia general actual de las empresas y propende por consolidarlas en una única estructura organizativa.

Comentarios específicos:

1. Procesos operativos

No todos los costos del proceso operativo son reconocidos. Por ejemplo:

- La suspensión del servicio, seguimiento a las suspensiones, avisos, cobro prejurídicos y jurídicos son inherentes a la cobranza.
- En el proceso de facturación faltan los costos de entregar información diferente a la factura (información regulatoria al cliente y entidades), costo de sanciones, atención de recursos, expedición de duplicados, cruces de cuentas.
- El número de PQR mensuales difiere de los referentes utilizados por la SSP y las cifras actuales en las empresas.
- Los costos de mantenimiento del nivel de pérdidas no son reconocidos y dependen del nivel en donde se encuentren.
- En el costo de medición se deben incluir las macromediciones por media y baja tensión que involucran materiales, personal de instalación y gestión de fronteras comerciales.
- Considerar los costos para sensibilización a los clientes sobre cultura de pago.
- No se incluyen los costos de transmisión de datos entre entidades recaudadoras y la empresa, la protección de los dineros recaudados, ni control antifraudes y conciliaciones de los reportes de recaudos y consignaciones.

2. Apoyo administrativo

Los costos de las áreas de apoyo son inferiores a los que incurren las empresas actualmente:

- El porcentaje del 4% para publicidad y campañas sociales es insuficiente.
- En el valor del servicio telefónico falta incluir los impuestos.
- Falta incluir mantenimiento, amoblado y conectividad al sitio que se alquile.

- En el alquiler de sistemas no se relaciona el costo asociado al mantenimiento de los sistemas de información financiera, contable y de abastecimiento.
 - Los gastos generales pueden llegar a ser del mismo orden de los gastos de personal.
 - El modelo presenta un subdimensionamiento de la infraestructura administrativa asociada a las operaciones comerciales y del sistema de información comercial.
3. Actividades de mercadeo y compra de energía
- Las densidades urbanas y rurales presenta diferencias sustanciales con la reales
 - El mercadeo implica mantenimiento de los clientes existentes, asesoramiento para el uso racional de energía.
 - En los costos de compra de energía, no se incluyen los ocasionados por licitaciones públicas, conflictos derivados de contratos de compra, ni los costos de los riesgos y garantías exigidas a la entrada del SEC.
4. Atención al cliente PQR, Call Center y oficinas comerciales
- Los costos de call center no son iguales a los costos telefónicos (las llamadas de los usuarios son cargadas a las empresas). La asignación de costos del Call Center y de oficinas al OR es elevada.

Análisis del estudio

Tanto del estudio como del análisis de los comentarios de los agentes se concluye que los modelos de empresa eficiente son complejos y requieren de un gran número de variables (costos laborales, planta de personal, frecuencia de actividades desarrolladas, etc), de las cuales algunas son muy difíciles de calcular o no tienen una fuente de información confiable. Este problema se agrava si se tiene en cuenta que estas variables pueden variar significativamente de un comercializador a otro por efecto de las diferencias notables que se presentan en los mercados de comercialización existentes.

Por lo tanto, no se considera recomendable, para el caso colombiano, utilizar una metodología de empresa eficiente para calcular la remuneración de la actividad de comercialización.

Anexo 3. Criterios de selección del sector de referencia para establecer el margen operacional de la actividad de comercialización de energía eléctrica

Los factores que afectan la rentabilidad de un comercializador se pueden obtener de la descomposición del indicador retorno sobre el patrimonio (*Return On Equity*) que también refleja el retorno sobre la inversión de los recursos propios de los accionistas dentro de la empresa. Esta clase de descomposición es comúnmente denominada Sistema Dupont (Bodie, Zane; Alex Kane and Alan J. Marcus. 2004) y para el caso de las empresas de comercialización correspondería a:

$$ROE = \frac{EBIT}{\text{Ingresos Operacionales}} \times \frac{\text{Ingresos Operacionales}}{\text{Activo Total}} \times \frac{\text{Activo Total}}{\text{Patrimonio}}$$

(1) (2) (3)

En la anterior expresión el factor 1 representa el margen operacional propio de la actividad, es decir, la ganancia que se obtiene por el desarrollo de la comercialización de energía eléctrica.

El factor 2, por su parte, es conocido como la rotación del activo total que indica la eficiencia de la empresa en el uso de los activos. Al considerar que ésta es una actividad poco intensiva en activos fijos, el activo total está representado principalmente por activos corrientes. La diferencia entre los activos corrientes de la comercialización de energía eléctrica y los de las demás actividades de comercialización radica principalmente en los inventarios. Ya que la energía eléctrica no puede almacenarse, no se tienen inventarios por este bien o servicio. En este sentido, para la selección de la actividad económica de riesgo comparable se debe procurar que la rotación del producto (frecuencia de consumo) sea alta y en consecuencia los días de inventario y el inventario sean bajos³². Finalmente, el factor 3 representa la estructura financiera de la empresa o el nivel de apalancamiento con terceros.

Dado lo anterior, para la selección de las empresas de la actividad con riesgo comparable a la comercialización de energía eléctrica se tomarán aquellas empresas que presenten niveles de ingresos similares a esta actividad³³. Adicionalmente, existen otros factores que pueden diferenciar el margen de operacional de la actividad de comercialización de energía eléctrica del de otras actividades y corresponden a la homogeneidad y la frecuencia de consumo de los productos vendidos.

Sector de comercio al por menor en Colombia

El comercio minorista, conocido también como "comercio al por menor", es la actividad de compra-venta de mercancías cuyo comprador es el consumidor final del producto, es

³² Para que las empresas seleccionadas sirvan de referencia para inferir el margen operacional de la actividad de comercialización de energía eléctrica deben tener los factores 2 y 3 similares a dicha actividad. De lo contrario se podrían estar seleccionando empresas con márgenes operacionales altos porque presentan factores 2 y 3 bajos, y compensan la rentabilidad de la firma con el margen operacional, o por el contrario se podrían seleccionar empresas con márgenes operacionales bajos porque presentan factores 2 y 3 altos y que por lo tanto pueden castigar la rentabilidad del margen operacional.

³³ Morningstar (2007. Chapter 7, Firm Size and Return) destaca la importancia de las relaciones entre la rentabilidad y el tamaño de las firmas y muestra estadísticas extensas que evidencian la relevancia de este aspecto.

decir, quien usa o consume el bien. La actividad de comercialización de electricidad objeto de este estudio corresponde entonces a un comercio minorista en que el comprador es el consumidor final de la energía. De esta manera, los sectores con los que se haría la comparación de esta actividad corresponderían, en principio, al sector 30 de la economía colombiana o “Comercio al por Menor”.

A este sector lo componen las actividades económicas que se listan en la Tabla 5:

Tabla 5. Actividades que conforman el sector 30 de comercio al por menor

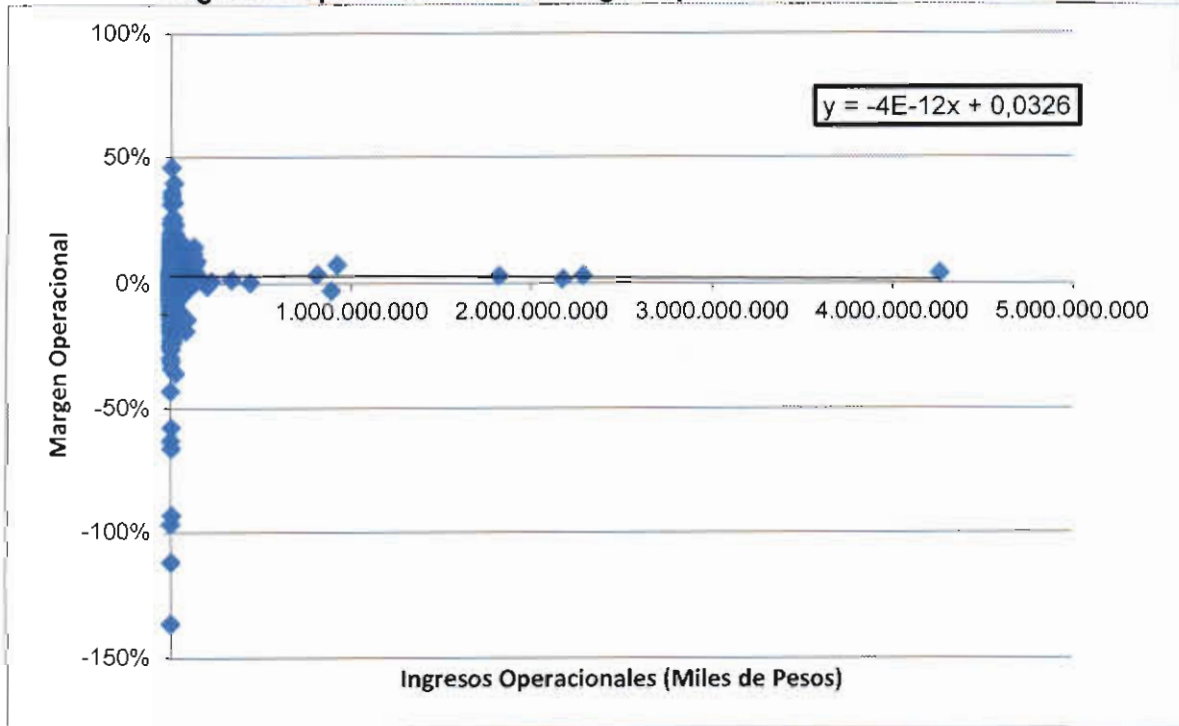
G5211	Comercio al por menor en establecimientos no especializados con surtido compuesto principalmente de alimentos (víveres en general), bebidas y tabaco.
G5219	Comercio al por menor en establecimientos no especializados, con surtido compuesto principalmente por productos diferentes de alimentos (víveres 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 especializados
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

Fuente: Superintendencia de Sociedades. Elaboración CREG

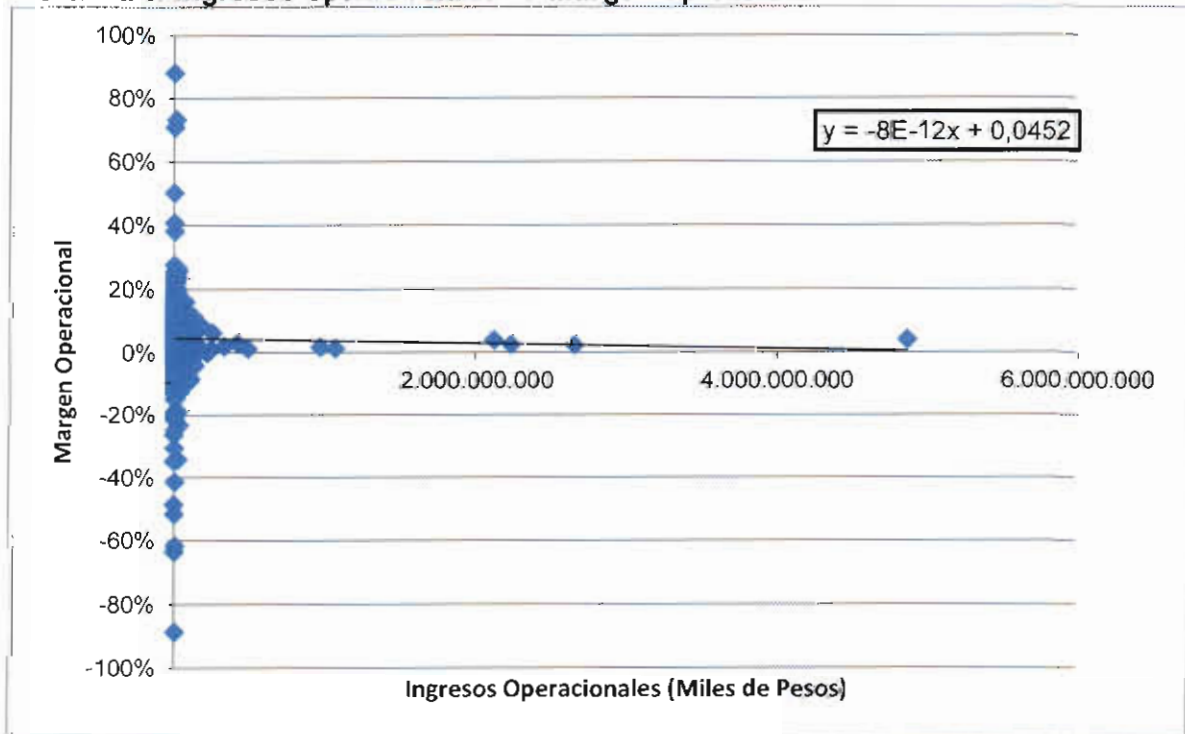
Ingresos operacionales

Al analizar los ingresos operacionales de las empresas con ingresos superiores al ingreso mínimo de las empresas de comercialización de energía eléctrica, que conforman el sector 30 durante los años 2006 a 2009, se observan las distribuciones de ingresos y de márgenes operacionales que se presentan en las Gráfica 7 a Gráfica 10.

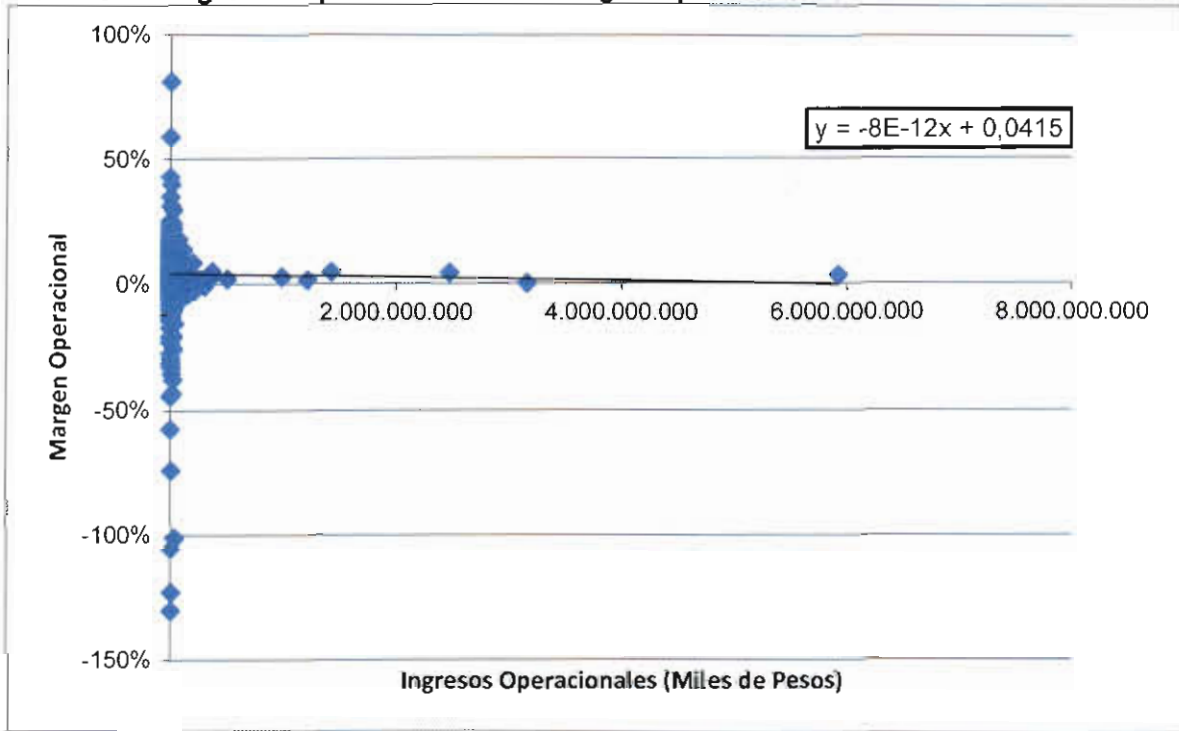
Gráfica 7. Ingresos operacionales vs Margen operacional del sector 30 - Año 2006



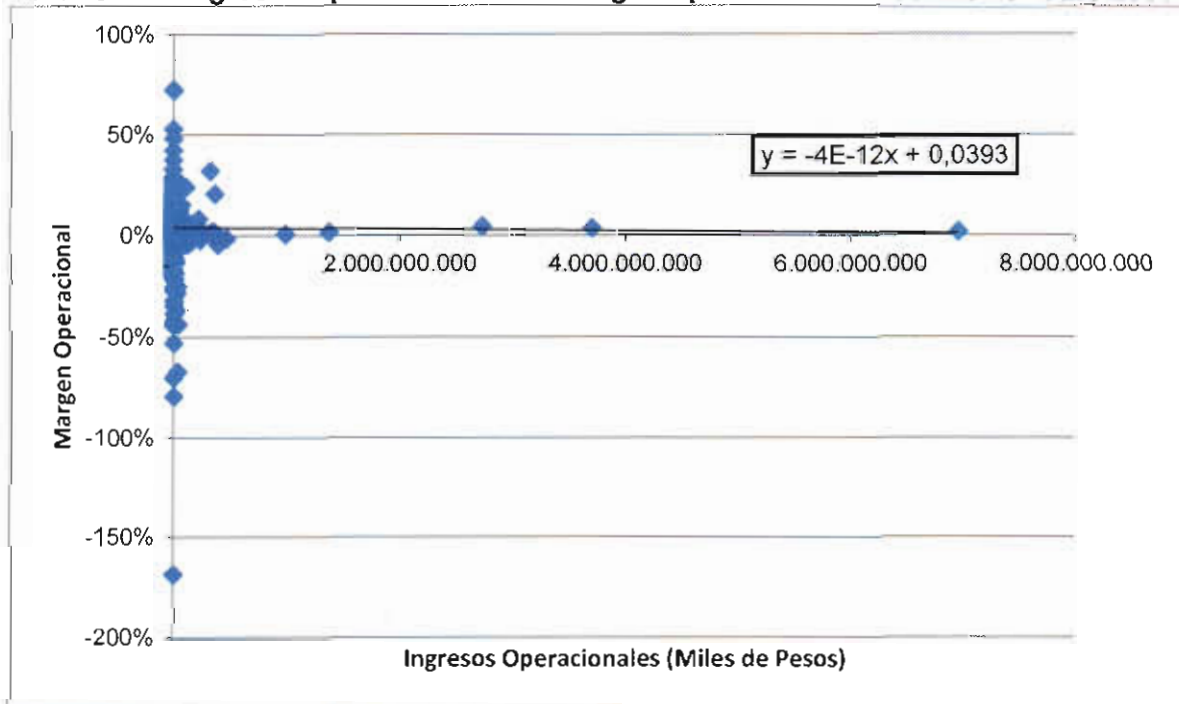
Gráfica 8. Ingresos operacionales vs Margen operacional del sector 30 - Año 2007



Gráfica 9. Ingresos operacionales vs Margen operacional del sector 30 - Año 2008



Gráfica 10. Ingresos operacionales vs Margen operacional del sector 30 - Año 2009



De la información financiera de las empresas del sector 30 que durante los años 2006 a 2009 tuvieron ingresos operacionales superiores al mínimo ingreso de las empresas

comercializadoras de energía eléctrica, se puede observar que a mayores ingresos operacionales menor es el margen operacional promedio de la actividad.

La mediana y el promedio de los ingresos operacionales del sector 30, sin incluir empresas con ingresos inferiores al mínimo ingreso de un comercializador de energía eléctrica, para el año 2009 son 5.524.446 y 26.683.757 (miles de pesos), respectivamente, mientras que la mediana y el promedio de los comercializadores de energía eléctrica equivalen a 123.424.400 y 352.409.764 (miles de pesos). Esto indica que bajo el criterio de los ingresos operacionales la actividad de comercialización del sector 30 difiere de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Si se selecciona el subsector de las grandes superficies (o comercio al por menor en almacenes), que de acuerdo con la información de la Superintendencia de Sociedades corresponde a los CIU G5211 y G5219³⁴, se encuentra que éste presenta para el año 2009 una mediana de 8.328.845 (miles de pesos) y un promedio de 186.174.151 (miles de pesos).

En la Tabla 6 se pueden observar los valores estadísticos de los ingresos operacionales de las tres actividades de comercialización para el periodo 2006 al 2009, mientras que en la Gráfica 11 se presentan los márgenes operacionales y los ingresos operacionales para cada una de las actividades que componen el sector 30.

Tabla 6. Ingresos operacionales por sector de comercialización

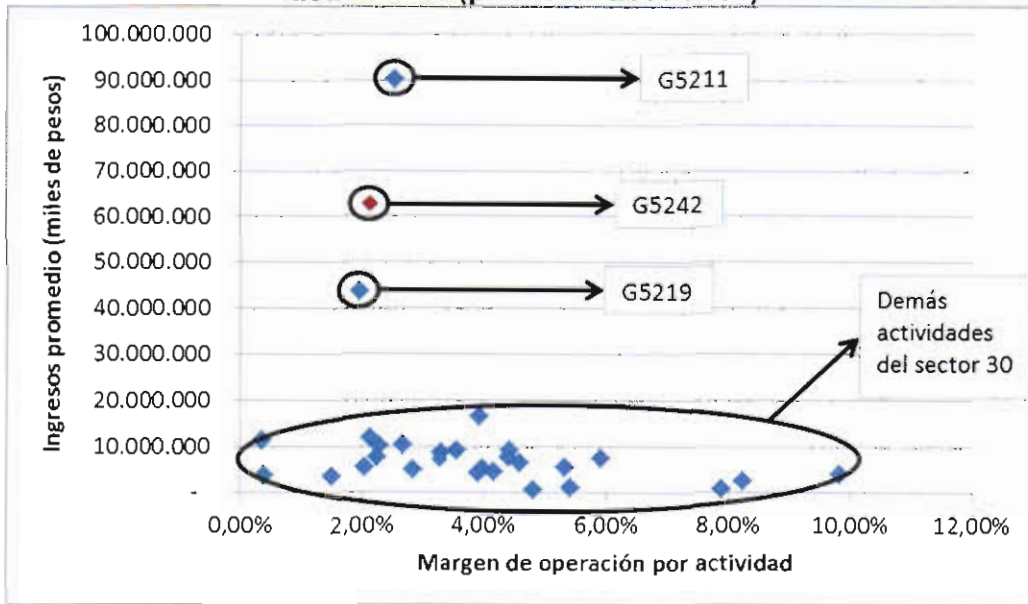
		Energía Eléctrica	Grandes Superficies	Sector 30
2006	Mínimo	993.656	1.010.479	996.543
	Máximo	1.504.023.122	4.260.315.903	4.260.315.903
	Promedio	239.056.311	77.372.337	18.704.445
	Mediana	87.890.682	7.837.364	3.892.770
2007	Mínimo	1.072.151	1.098.312	1.072.552
	Máximo	1.610.893.971	4.878.286.503	4.878.286.503
	Promedio	256.519.178	71.084.176	21.852.087
	Mediana	89.568.818	7.949.397	4.250.957
2008	Mínimo	1.621.725	1.781.551	1.623.085
	Máximo	1.882.240.303	5.930.680.086	5.930.680.086
	Promedio	294.742.992	100.842.681	28.453.620
	Mediana	100.437.411	9.188.605	5.762.126
2009	Mínimo	1.671.000	2.021.300	2.000.912
	Máximo	2.158.981.768	15.638.628.668	6.970.665.639
	Promedio	352.409.764	186.174.151	26.683.757
	Mediana	123.424.400	8.328.845	5.524.446

Información expresada en miles de pesos

Fuente: Superintendencia de Sociedades, SSPD - SUI. Elaboración CREG

³⁴ Véase el documento *Revista Estados Financieros 21.000 empresas y resultados 2007 y perspectivas del sector real en Colombia*. ISSN 2011-6144, recuperado el 20 de junio de 2008 de www.supersociedades.gov.co

Gráfica 11. Ingresos operacionales vs margen de operación del sector 30 por actividades (promedio 2006-2009)



De lo anterior se puede inferir que, bajo el criterio de ingresos, la comercialización de energía eléctrica presenta mayor afinidad a la comercialización minorista en grandes superficies (G5211 y G5219) que respecto a todo el sector 30 de comercio al por menor.

Homogeneidad del producto y frecuencia de consumo

Otro criterio de selección de la actividad económica de riesgo comparable está relacionado con la similitud del producto que se comercializa y la frecuencia de consumo del producto. La electricidad como producto (servicio), presenta características especiales: no se almacena, su demanda y su oferta han de equilibrarse en forma continua para mantener la calidad del servicio, y la oferta se vuelve inelástica a niveles de demanda muy elevados, próximos a los límites de capacidad (Naciones Unidas, 2007).

El margen operacional aplicado por las empresas que comercializan productos costosos (como pueden ser los bienes de lujo) es mayor que el aplicado a productos de menor precio. Esto en parte puede estar explicado al mayor impacto económico ante eventuales pérdidas del producto.

Otro aspecto que diferencia el margen de comercialización entre actividades de comercialización minorista es la frecuencia de consumo. Por ejemplo, el comercio al por menor de bebidas y productos de tabaco (CIIU G5225) es menor que el que aplica un comercializador de equipo fotográfico (CIIU G5245). Este último para lograr igualar los ingresos de un producto que se comercializa con mayor frecuencia tiene que elevar el margen de comercialización a cada unidad vendida considerando el efecto (costo de oportunidad) de recibir los ingresos con una mayor periodicidad.

En la Tabla 7 se puede observar que existe un mayor margen operacional para las actividades de comercialización del sector 30 que comercializan bienes más costosos o con una menor frecuencia de consumo. La energía eléctrica se consume continuamente,

y su precio por kWh comparado con los bienes de las demás actividades del sector 30 es bajo, razón por la cual al inferir el margen operacional que debe aplicar al producto (kWh) con la información del subsector de las grandes superficies es más apropiado que tomar todo el sector 30, donde hay actividades que no son comparables por ingresos ni por características del producto.

Tabla 7. Margen operacional promedio años 2005 al 2009 por actividad del sector 30

CIU	Descripción Actividad	Margen Operacional
G5245	Comercio al por menor de equipo fotográfico	10,60%
G5237	Comercio al por menor de equipo y artículos de uso domestico	8,20%
G5251	Comercio al por menor de artículos usados en establecimientos especializados	7,89%
G5252	Actividades comerciales de las casas de empeño o compraventas	6,22%
G5261	Comercio al por menor a través de casas de venta por correo	5,92%
G5272	Reparación de enseres domésticos	5,41%
G5269	Otros tipos de comercio al por menor no realizado en establecimientos	4,82%
G5249	Comercio al por menor de otros nuevos productos de consumo	4,39%
G5241	Comercio al por menor de artículos de ferretería cerrajería	4,31%
G5243	Comercio al por menor de muebles para oficina maquinaria y equipo	4,30%
G5236	Comercio al por menor de muebles para el hogar	4,11%
G5239	Comercio al por menor de productos nuevos de consumo domestico	4,10%
G5271	Reparación de efectos personales	3,97%
G5244	Comercio al por menor de libros, periódicos materiales, y artículos de papelería y escritorio	3,73%
G5221	Comercio al por menor de frutas y verduras	3,33%
G5235	Comercio al por menor de electrodomésticos	3,28%
G5242	Comercio al por menor de pinturas	3,25%
G5224	Comercio al por menor de productos de confitería	3,15%
G5234	Comercio al por menor de todo tipo de calzado, artículos de cuero	3,09%
G5229	Comercio al por menor de otros productos alimenticios	2,66%
G5211	Comercio al por menor en establecimientos no especializados con surtido compuesto principalmente de alimentos (víveres en general), bebidas y tabaco.	2,66%
G5232	Comercio al por menor de productos textiles	2,36%
G5233	Comercio al por menor de prendas de vestir y sus accesorios	2,35%
G5219	Comercio al por menor en establecimientos no especializados, con surtido compuesto principalmente por productos diferentes de alimentos (víveres en general), bebidas y tabaco	2,09%
G5223	Comercio al por menor de carnes, productos cárnicos, pescados y productos de mar	2,09%
G5222	Comercio al por menor de leche productos lácteos y huevos	1,85%
G5246	Comercio al por menor de equipo óptico y de precisión	1,21%
G5231	Comercio al por menor de productos farmacéuticos medicinales y odontológicos	0,72%
G5225	Comercio al por menor de bebidas y productos del tabaco	0,40%

Fuente: Superintendencia de Sociedades. Elaboración CREG

En conclusión, bajo los criterios de ingresos operacionales y homogeneidad y frecuencia del producto vendido, el subsector de las grandes superficies se asemeja más a la comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia, que tomar todas las actividades del sector 30. Por esta razón el margen operacional se calculará tomando la información financiera de las empresas que conforman este subsector.

Anexo 4. Estudio sobre el riesgo cartera de la actividad de comercialización

Como parte de los análisis realizados para la elaboración de esta propuesta regulatoria, la CREG contrató con el profesor Rafael Bautista el estudio "Incorporación del riesgo cartera a la fórmula de costos de las empresas comercializadoras de energía". A continuación se presentan los principales resultados del estudio.

Factores explicativos del riesgo de cartera

En el caso de los usuarios regulados, el riesgo de cartera se asocia a:

- a. Las características socio-económicas del grupo de clientes: especialmente si se trata de usuarios de bajos ingresos para los cuales el pago de la energía no se considera de la mayor urgencia y los recaudos que procedan de estos estratos serán particularmente sensibles a los ciclos económicos.
- b. Los hábitos de pago: el incentivo para pagar lo ya consumido es distinto al existente en el caso de servicios que se pagan por anticipado (canon de arriendo).
- c. La posibilidad de sustituir el servicio legítimo de la empresa con conexiones de carácter ilegal.

Incorporación

- a. Debe ser anual: dada la dinámica de la cartera y la práctica de la empresa de provisionar la cartera, una vez la deuda supere el año de antigüedad.
- b. Incluirse en la parte variable del cargo. El concepto de riesgo de cartera es equivalente a energía entregada que se pierde, cuya pérdida viene ponderada por su equivalente en dinero que se deja de recaudar.

Metodología propuesta

La metodología propuesta por el profesor Rafael Bautista pretende estimar una prima por riesgo de cartera que se incorpore o 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:

$f_T^{(k)}$: Fracción de la facturación anual total reportada en cartera con más de un año al final del año contable.

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

$cast^{(k)}$: 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.

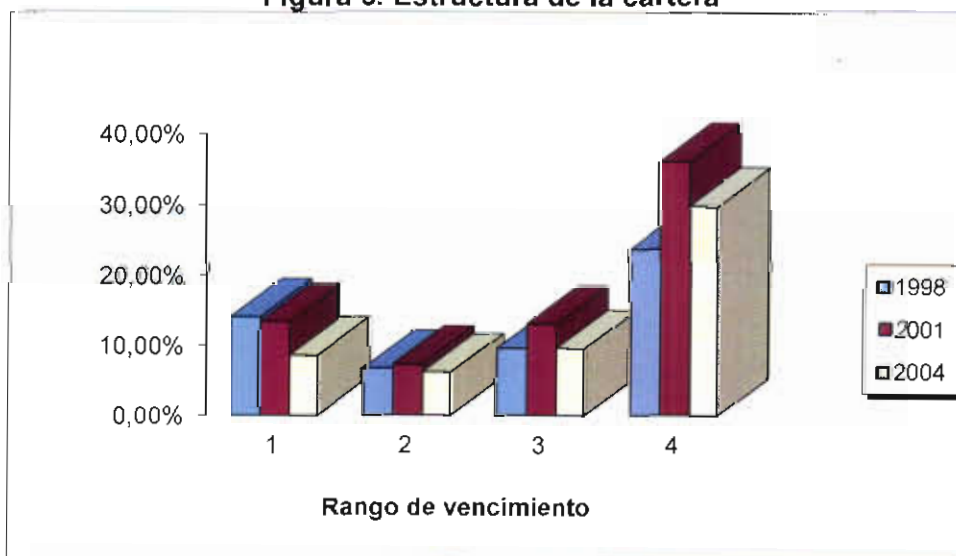
Esta fórmula para la fracción aplicable cumple con dos funciones básicas:

1. Tomar en cuenta el efecto de la cartera irrecuperable, utilizando como referente para el año vigente el desempeño de esa parte de la cartera durante el año previo.
2. Desincentiva la práctica de dejar cartera incobrable de manera permanente, con el fin de beneficiarse de ella a través de la fórmula de la tarifa.

Comportamiento global de la cartera

En cuanto a la estructura o perfil de la cartera vencida, la Figura 5 ilustra de manera comparativa la proporción de cartera vencida sobre la cartera total de los comercializadores al final de los años 1998, 2001 y 2004, para vencimientos a 90, 180, 360 y más de 360 días. Se evidencia la forma "J" que tiene el proceso colectivo de gestión de cartera: Inicialmente, las cuentas entran a formar parte de la categoría 1 de mora (hasta 90 días). En ese grupo una parte se recupera, y otra parte "fluye" hacia la categoría 2, mora de hasta 180 días. La cartera de 360 días (categoría 3) indica que una proporción muy baja de los que se encontraban en la de 180 días se pudo recuperar. En la cartera de más de 360 (categoría 4) una cuenta en mora puede permanecer un tiempo arbitrario, sin posibilidad de salida distinta al castigo de cartera.

Figura 5. Estructura de la cartera



Fuente: Bautista (2006)

Los componentes de la cartera morosa, separados por rango de vencimiento desde la facturación, muestran una evolución hacia la cartera vencida de más de un año, como se muestra a continuación en la Tabla 8.

Tabla 8. Evolución de la cartera vencida

	Categ. 1	Categ. 2	Categ. 3	Categ.4
1998	14.06%	6.69%	9.56%	23.73%
2001	13.40%	7.29%	13.05%	35.92%
2004	8.6%	6.2%	9.6%	29.7%

Fuente: Bautista (2006)

Criterios para la valoración del riesgo de cartera

La estructura heterogénea de los mercados atendidos por las diferentes empresas conduce a que éstas tengan perfiles de riesgo distintos, que se pueden valorar en función de los tipos de usuarios que las empresas atiendan. Por ejemplo, la cartera de difícil cobro dentro de usuarios de estratos 1 y 2 por las condiciones socioeconómicas de estos usuarios tiene pocas probabilidades de recuperación comparado con usuarios de estratos 5 y 6 o industrial y comercial.

Dada la existencia de asimetría de información entre el regulador y las empresas respecto a gestión de cartera y las consideraciones sobre si el riesgo *declarado* por las empresas se acepta como si en su totalidad fuese de origen sistemático, o si hay lugar a suponer que, al menos en parte, se deba a problemas de la calidad de la gestión, el consultor propone afectar los cargos variables de comercialización con los siguientes coeficientes:

Tabla 9. Resumen de recomendaciones para el factor de contribución al riesgo parcial de cartera

K	CATEGORÍA	G
1	Estrato 1	1
2	Estrato 2	1
3	Estrato 3	1 ó 0,5
4	Estrato 4	0,5 ó 0
5	Estrato 5	0
6	Estrato 6	0
7	Usuarios subnormales	1
8	Comercial	0
9	Industrial	0
10	Oficial	0
11	Alumbrado público	0
12	Otros	---

Comentarios de los agentes

Agente	Comentario
	El estudio no distingue los conceptos de "Capacidad" y "Disposición" al pago por parte de los clientes.

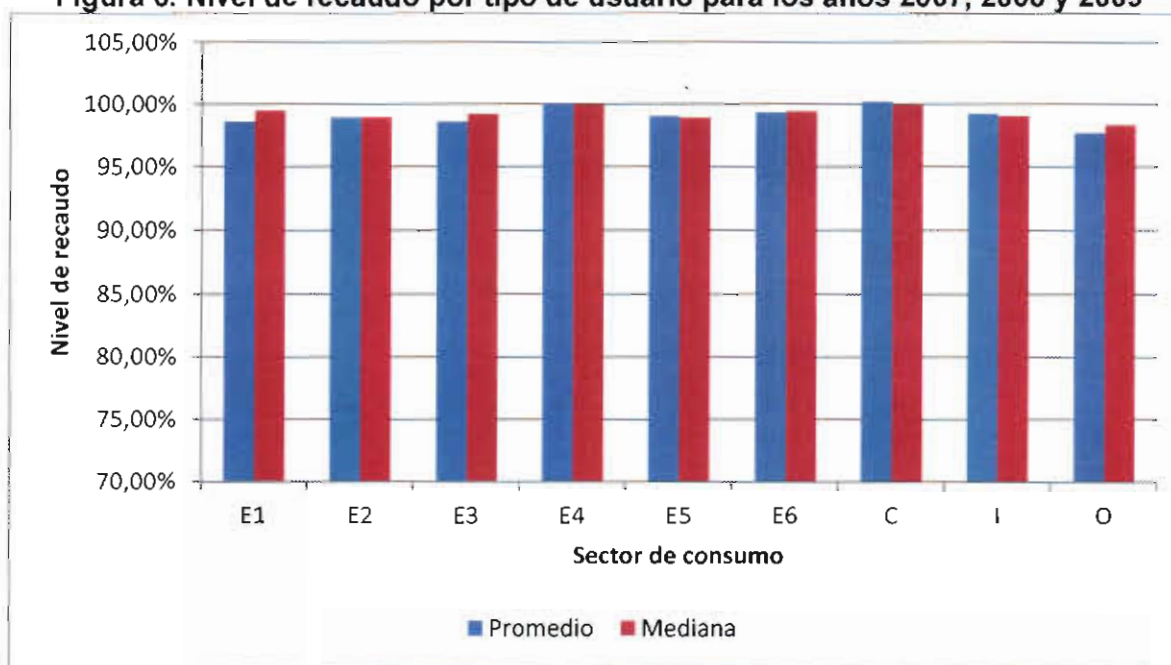
<p>Codensa</p> <p>Radicado CREG E- 2006-005165</p>	<p>Se desconoce que la gestión de la empresa mejora la disposición, pero no la falta de capacidad de pago de los consumidores.</p> <p>El programa para mejorar la disposición al pago por parte de sus clientes ha tenido un gasto cercano a los 14 mil millones de pesos al año que corresponden básicamente a cartera no gestionable presente en todos los tipos de consumidores.</p> <p>Se considera que la cartera de los estratos altos y de los segmentos industrial, comercial y oficial es 100% gestionable como sugiere el estudio. Por tanto, se debe calcular y reconocer la porción no gestionable de cartera presente en cada uno de los estratos y sectores de consumo.</p> <p>Reconocer las variaciones anuales de cartera mayor de 360 días de los estratos 1 y 2, constituye un incentivo perverso a la gestión de cobro en esos sectores.</p> <p>El esquema a aplicar debe incluso otorgar incentivos de tal forma que la cartera real pueda ser menor a los niveles reconocidos.</p>
<p>Electrocosta y Electricaribe</p> <p>Radicado CREG E- 2006-005357</p>	<p>No es correcto asociar la ausencia de cartera en el futuro con el éxito de un plan de gestión del pasado, de forma determinística. El riesgo está relacionado con la probabilidad de que en el futuro ocurra un evento, por lo cual, no se puede determinar que hay riesgo cero hacia el futuro, porque las empresas han tenido éxito en la reducción de cartera.</p> <p>En la remuneración del riesgo de cartera se debe tener en cuenta:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El esquema para la consideración y remuneración del riesgo de cartera en la fórmula tarifaria debería ser similar al que se utiliza para remunerar las pérdidas de energía. • Reconocer en los diferentes mercados una porción de cartera no gestionable, de acuerdo con la composición de clientes, aplicable para todos los comercializadores. • Para las empresas que han tenido éxito en la reducción de sus niveles de cartera, es necesario remunerar sus costos de gestión. • La remuneración de la cartera no constituye un incentivo, dado que este proceso se realiza a pérdida. • Aplicar a través de un cargo de universalización, común para todos los comercializadores, la remuneración equivalente de los anteriores ítems y focalizarla a los agentes que incurren en tales costos.
	<p>La metodología de "costo efectivo" propuesta por el consultor presenta las siguientes falencias:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La metodología sólo considera el ajuste por riesgo sobre el costo de comercialización y no considera que el comercializador asume el

<p>EPM</p> <p>Radicado CREG E- 2006-005180</p>	<p>riesgo de cartera sobre la totalidad de la tarifa y no sólo sobre la parte que remunera su actividad.</p> <ul style="list-style-type: none"> • La metodología condiciona el ajuste por riesgo de cartera al traslado del costo de comercialización como un costo variable. En el evento en que se defina un cargo fijo la metodología se vuelve inoperante. • Se castiga a los agentes que hayan recuperado cartera en un período determinado. • El factor de corrección debido a asimetrías de información está mal concebido. No se puede llegar a concluir que para ciertos segmentos del mercado la cartera es totalmente gestionable por las empresas y que para otros depende de factores sistemáticos o de mercado. • El factor de corrección para el sector industrial no es adecuado porque los comercializadores incumbentes no tienen la posibilidad de seleccionar a sus clientes y mucho menos negociar el precio, como si sucede en el mercado no regulado. • El ajuste por riesgo de cartera debería realizarse incluyendo una prima adicional en el margen operacional. • Para el cálculo de la prima por riesgo de cartera podrían considerarse los incrementos promedio anuales de cartera mayor a 360 días en los últimos años (3 a 5 años) con respecto a la facturación promedio anual en este mismo período.
<p>EPSA</p> <p>Radicado CREG E- 2006-005350</p>	<p>Al afectar el CFM para incluir el factor de riesgo de cartera, dará lugar a un mayor costo de comercialización y a un mayor CU para todo el mercado, lo que tendría como consecuencia:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desestímulo al uso de la energía eléctrica. • Incremento del riesgo de no pago de los clientes. • Incremento en las pérdidas no técnicas para el comercializador Incumbente por conexiones anómalas. • La mayor diferencia en el CU entre el comercializador Incumbente y los comercializadores puros estimularía los cambios de comercializador. <p>Se proponen las siguientes alternativas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Incremento del margen de comercialización para reconocer el riesgo. 2. Prepago de la energía sobre una cantidad fija o promedio del consumo del cliente. En la factura del mes siguiente se ajustaría el valor prepagado con el consumo real del cliente. 3. Reglamentación de un sistema riguroso para la suspensión y/o corte del suministro de energía a clientes morosos y/o con conexiones anormales. 4. Incentivo y/o castigo a los clientes suspendidos, de tal manera que con un seguimiento adecuado se impida su conexión anómala a las redes de energía.

Al analizar el recaudo promedio durante los años 2007, 2008 y 2009, por empresa y por estrato, se encuentra que en los estratos 1, 2 y 3 el promedio de recaudo está en 98,57%, 98,89% y 98,58%, respectivamente. En los estratos 4, 5 y 6 el promedio es de 100,03%, 99,03% y 99,33%, evidenciando una disminución en la cartera vencida que lleva a niveles incluso superiores al 100%. En este sentido se puede asegurar que el riesgo de cartera no sistemático esté asociado directamente a la capacidad de pago del usuario. Para los usuarios no residenciales el recaudo es alto, con niveles del 100,19%, 99,26% y 97,71% para los sectores comercial, industrial y oficial, respectivamente.

En la Figura 6 se presenta la información de recaudo, por tipo de usuario, de los años 2007, 2008 y 2009.

Figura 6. Nivel de recaudo por tipo de usuario para los años 2007, 2008 y 2009



El análisis por nivel de recaudo muestra que el riesgo no sistemático "gestionable" está relacionado principalmente con los niveles de ingreso del usuario. Al estudiar la cartera acumulada mayor a 360 días de estos estratos se encuentra que ha disminuido en los últimos años, lo que confirma que también es gestionable y no exclusivamente sistemática.

Anexo 5. Riesgo de cartera no gestionable por mercado de comercialización

Mercado	Riesgo de cartera
Bajo putumayo	0,017%
Nariño	0,049%
Tuluá	0,017%
Caldas	0,104%
Bogotá	0,008%
Boyacá	0,006%
Quindío	0,140%
Cundinamarca	0,079%
Antioquia	0,099%
Caquetá	0,014%
Huila	0,008%
Cartago	0,021%
Sibundoy	0,030%
Casanare	0,038%
Tolima	0,039%
EPSAU	0,346%
Santander	0,005%
Putumayo	0,005%
Otros mercados	0,005%

Anexo 6. Análisis de los costos financieros asociados al ciclo de efectivo

1. Marco jurídico de la aplicación de tarifas de energía eléctrica

La actualización de las tarifas a aplicar a los usuarios de servicios públicos domiciliarios está regida por el artículo 125 de la Ley 142 de 1994, que establece:

Durante el período de vigencia de cada fórmula, las empresas podrán actualizar las tarifas que cobran a sus usuarios aplicando las variaciones en los índices de precios que las fórmulas contienen. Las nuevas tarifas se aplicarán a partir del día quince del mes que corresponda, cada vez que se acumule una variación de, por lo menos, un tres por ciento (3%) en alguno de los índices de precios que considera la fórmula.

Cada vez que las empresas de servicios públicos reajusten las tarifas, deberán comunicar los nuevos valores a la Superintendencia de Servicios Públicos, y a la comisión respectiva. Deberán, además, publicarlos, por una vez, en un periódico que circule en los municipios en donde se presta el servicio, o en uno de circulación nacional.

La Ley también establece que las tarifas deben aplicarse a partir del día quince del mes que corresponda, y los comercializadores de energía eléctrica facturan el consumo de sus usuarios en ciclos temporales que la mayoría de veces corresponden a un mes. No obstante, los ciclos de facturación mensuales no corresponden con la fecha de publicación.

La Resolución CREG 108 de 1997 establece los criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario. En el artículo 35 de esta resolución se establece la forma de liquidación de los consumos:

Para liquidar los consumos a los suscriptores o usuarios en cada período de facturación, la empresa aplicará las tarifas que hayan estado vigentes el mayor número de días de consumo del período correspondiente al ciclo de facturación al que pertenezca el suscriptor o usuario.

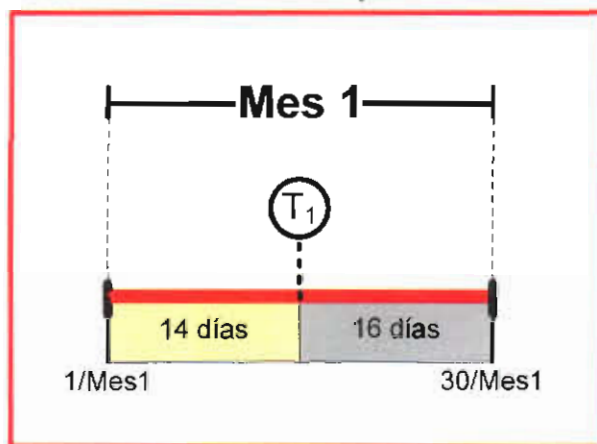
De la misma forma en el parágrafo 1 del artículo 2 de la Resolución CREG 058 del 2000 se reglamenta la publicación de tarifas por parte de los comercializadores de energía eléctrica:

Los comercializadores de energía eléctrica y distribuidores-comercializadores de gas combustible, sólo podrán aplicar las nuevas tarifas a los consumos que se causen a partir de la publicación de dichas tarifas.

Entonces, los comercializadores de energía eléctrica aplicarán las nuevas tarifas a los usuarios a partir del día 15 del mes que corresponda, siempre y cuando hayan estado vigentes el mayor número de días de consumo del período correspondiente al ciclo de facturación al que pertenezca el usuario. Las tarifas estarán vigentes y sólo se podrán aplicar a partir de su publicación.

La Figura 7 representa un ciclo de facturación coincidente con el inicio y finalización de un mes calendario. La publicación (T_1) se realiza el día 15 del mes y la tarifa estaría vigente 16 días del período de facturación mensual.

Figura 7. Ciclo de facturación de un mes que coincide con el mes calendario



2. Descripción del ciclo de efectivo en la comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados

El ciclo de efectivo de la comercialización de energía eléctrica depende en parte de decisiones regulatorias, así como de los procedimientos propios de cada empresa comercializadora.

La regulación establece las fórmulas tarifarias que el comercializador utiliza para cobrar por el servicio al usuario final, de acuerdo con las características de cada período de consumo; y la remuneración que debe hacer a los demás agentes de la cadena de energía eléctrica, respecto a las componentes G, T, D, R y P (generación, transmisión, distribución, restricciones y pérdidas). El regulador también establece los plazos que el comercializador tiene para realizar los pagos a los responsables de las demás componentes, de tal forma que las decisiones de apalancamiento financiero con proveedores quedan limitadas a los plazos establecidos en la normatividad.

Por su parte, cada empresa define, con base en sus procedimientos internos, ciertos aspectos del ciclo de efectivo, como el plazo que debe dársele a los usuarios para el pago de la factura, los días de lectura y de facturación, el inicio y la finalización de los ciclos de facturación, y la duración de los ciclos de facturación (que pueden realizarse de manera mensual o bimensual), incluso la fecha de publicación de las tarifas en un periódico de amplia circulación en la región y por lo tanto el inicio de vigencia de una tarifa.

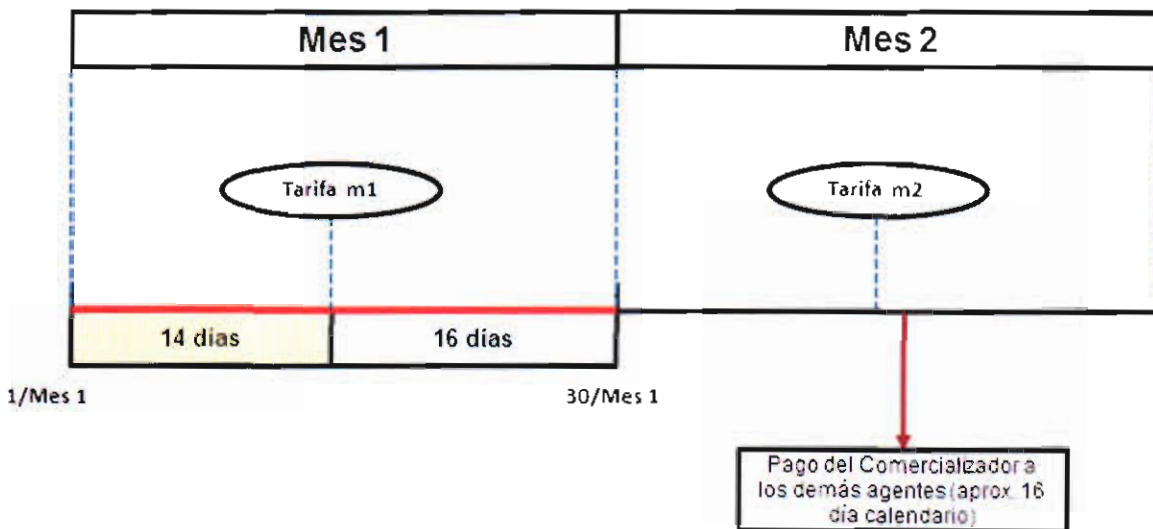
Atributos regulados

Para describir el ciclo de efectivo de los comercializadores de energía eléctrica, con el fin de identificar la bondad o costo financiero que implican sus flujos de efectivo, es necesario considerar las tarifas que le son permitidas aplicar y los tiempos y montos de remuneración de las demás componentes.

- El valor facturado de un ciclo debe ser el consumo del usuario por la tarifa vigente (publicada).
- El ASIC y el LAC, de acuerdo con la Resolución CREG 157 de 2011, deben emitir la facturación correspondiente a las transacciones en el MEM y a los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional que conforme a la regulación vigente le correspondan, a más tardar el décimo día calendario del mes siguiente al de consumo.
- La Resolución CREG 156 de 2011 establece que a más tardar el décimo día calendario del mes siguiente al mes calendario de consumo el operador de red deberá entregar al comercializador la factura de los cargos por uso del STR y del SDL.
- El vencimiento de las facturas emitidas por el ASIC, el LAC y los operadores de red al comercializador será el quinto día posterior a la fecha de facturación mensual de acuerdo con lo establecido en las resoluciones mencionadas en los incisos anteriores.

En conclusión, cualquier consumo que facture un comercializador, por ser el agente de la cadena que recauda todos los componentes, debe remunerarlos a los otros agentes a más tardar el quinto día hábil posterior al décimo día calendario del mes siguiente al mes de publicación y liquidación del consumo. Esta situación se ilustra en la Figura 7.

Figura 8. Fecha de vencimiento de la facturación realizada por otros agentes al comercializador



Atributos definidos por el comercializador

Los comercializadores de energía eléctrica, al igual que cualquier otra empresa, pueden tomar decisiones sobre aspectos operativos de su negocio que le permitan optimizar logística y financieramente su actividad. Dentro de las decisiones que pueden tomar, y que afectan el movimiento de entrada y salida de dinero, están:

- La duración de los ciclos de facturación: para la mayoría de los comercializadores este período corresponde a un mes; sin embargo, en algunas situaciones se emplea un

período de facturación bimensual, sobre todo en lugares alejados donde una concurrente visita, lectura y facturación implicaría mayores costos para el comercializador.

- Tiempo de lectura, facturación y entrega de factura: este aspecto depende de la eficiencia en procesos internos de la empresa; por lo general, una vez se finaliza el ciclo de facturación se realiza la medición del consumo o lectura y se procede a realizar la facturación para dar a conocer el valor a pagar al usuario posteriormente con la entrega de la factura.
- Fecha de publicación de las tarifas: el comercializador tiene la limitante de conocer la información del costo de las componentes de la tarifa hasta el sexto o décimo día de cada mes³⁵. En este sentido y considerando el hecho de que tenga que publicarlas en un periódico de amplia circulación no es posible publicar las tarifas que cobrará antes del décimo día calendario de cada mes. La Ley obliga a aplicar las nuevas tarifas a partir del día 15 calendario, lo que implica que no debería realizar publicaciones en días posteriores a éste, ya que para aplicar una tarifa debe estar vigente y por lo tanto haber sido publicada.
- Día de pago de las demás componentes: Una vez el comercializador ha recaudado los consumos de un ciclo de facturación, dispone de unos días para desembolsar los montos correspondientes a generadores, transmisores y distribuidores; la racionalidad, desde un punto de vista financiero de acuerdo con el valor del dinero en el tiempo, es esperar hasta el último día de plazo para realizar los desembolsos.

Simulación de costos financieros asociados al ciclo de efectivo de los comercializadores de energía eléctrica

Con el objetivo de establecer el beneficio o costo que se deriva del ciclo de efectivo de los comercializadores de energía eléctrica se realizó una simulación de los flujos de efectivo que se basó en la normatividad mencionada y en decisiones racionales para emular a una empresa que toma decisiones eficientes, desde el punto de vista financiero, para definir aquellos atributos de libre elección de la empresa.

En primer lugar fue necesario establecer el orden cronológico en el que se dan los flujos de efectivo, tanto las entradas como las salidas de caja a las que se ve enfrentado un comercializador. Esto depende en gran medida del ciclo de facturación definido para el usuario. Dado que en la operatividad de los comercializadores estos ciclos de efectivo se dan entre cualquier par de días de un mes a otro, se procedió primero a definir los posibles ciclos de consumo en períodos de 30 días.

Esto llevo a tener 30 posibles ciclos de facturación, uno para cada día del mes, suponiendo que en cada día del mes se puede realizar la lectura a un usuario. Para el modelo se hizo el supuesto de que cualquier mes tiene 30 días y que el día de pago a los demás agentes corresponde al décimo día de cada mes. En la Figura 9 y en la Figura 10 se ilustran los escenarios 1 y 30 de los ciclos de facturación.

³⁵ La última componente del costo unitario de prestación del servicio que se conoce es el costo de distribución para aquellos comercializadores que prestan el servicio a usuarios que se encuentran en un área de distribución (ADD), de conformidad con la Resolución CREG 058 de 2008.

Figura 9. Representación del ciclo de facturación para el primer escenario que coincide con el mes calendario

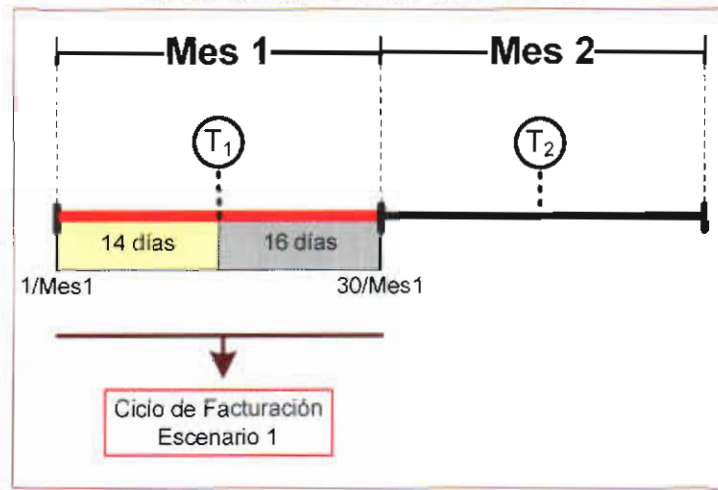
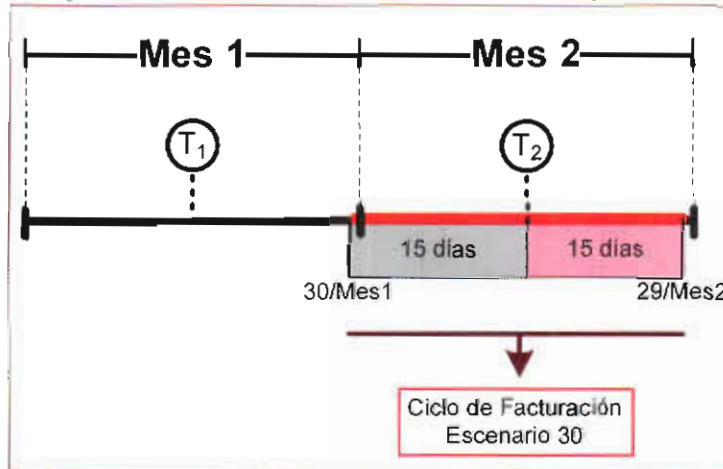


Figura 10. Representación del ciclo de facturación para el escenario 30



Otro aspecto que es importante considerar para definir los tiempos y flujos de efectivo es la duración del período de consumo. Para este análisis se consideró que el ciclo de facturación es mensual. Considerando que el comercializador debe tener vigente una tarifa y puede aplicarla solamente para facturas posteriores al día 15, la tarifa que se cobra al usuario en algunos ciclos de facturación puede ser una tarifa correspondiente a un mes anterior al mes de consumo del usuario, aunque el comercializador tiene que pagar componentes de la tarifa de un ciclo posterior.

Esto llevo a revisar las variaciones de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (CU), y los índices de actualización de dichas componentes, encontrando que los componentes T y D se actualizan principalmente con el Índice de Precios al Productor (IPP); de manera similar el componente de comercialización se actualiza con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) aunque éste no se considera para el ciclo de efectivo porque una vez el comercializador recoge el

componente C, no necesita desembolsarlo a un valor diferente, sino que inmediatamente recibe el costo de su gestión.

En el componente de generación el cambio en la tarifa de un mes a otro se da de manera aleatoria de acuerdo con los precios de la bolsa de la energía eléctrica; por tal razón no se puede definir que la variación de un mes a otro sea positiva o negativa, y se considera que para unos períodos el componente será mayor al del mes anterior y para otros inferior; por tal razón se considera que el efecto por cambio en la tarifa es igual a cero.

El componente R al igual que el G se considera aleatorio, y no se tiene en cuenta dentro del incremento de la tarifa que paga el comercializador por incremento de las componentes de un mes a otro respecto de las que recauda de los usuarios. Finalmente, el componente P se considera para aquellas que están asociadas al componente de transmisión, considerando un incremento del IPP en las mismas; para las que están relacionadas con el uso de los SDL se considera que presentan un valor máximo regulado por la CREG y no presentan variación de un período al otro.

Componentes	Índice que actualiza
Transmisión	IPP
Distribución	IPP
Comercialización	IPC
Pérdidas uso del STN	IPP

Para definir el valor del IPP a utilizar en la modelación del ciclo de efectivo de los comercializadores de energía eléctrica se utilizó el promedio mensual del IPP publicado por el DANE desde enero de 2005 hasta agosto de 2011. Para identificar el porcentaje del CU que corresponde a los componentes que se actualizan cada mes y significa un pago de tarifa diferente en algunos ciclos de facturación del comercializador al ASIC, al LAC y a los operadores de red se tomaron los valores del CU y sus componentes en el período enero de 2008 hasta junio de 2011, promediando los valores reportados en los mercados de comercialización.

Composición media del Cu	
<i>T</i>	6,13%
<i>D</i>	39,87%
<i>C</i>	13,00%
<i>P</i>	6,39%
<i>R</i>	2,19%
<i>G</i>	32,42%

Con esta información se definieron los 30 escenarios para simular el flujo de efectivo para los comercializadores de energía eléctrica, considerando los egresos o pagos de los componentes del CU de acuerdo con la normatividad vigente. Una vez se realiza la lectura del consumo de un usuario, se asume que el comercializador se demora 3 días en liquidar y enviar la factura, y de acuerdo con el artículo 46 de la Resolución CREG 108 de 1997 en el que se establece que las facturas deben entregarse por lo menos con cinco (5)

días hábiles de antelación a la fecha de vencimiento del plazo en que debe efectuarse el pago, se define que el plazo para que el usuario cancele es de 5 días hábiles; esto significa que el recaudo se realiza hasta 11 días calendario después de finalizado el período de consumo, como se ilustra en la Figura 11 y en la Figura 12..

Figura 11. Escenario 1 - Ciclo de facturación del día 1 al día 30 del mismo mes

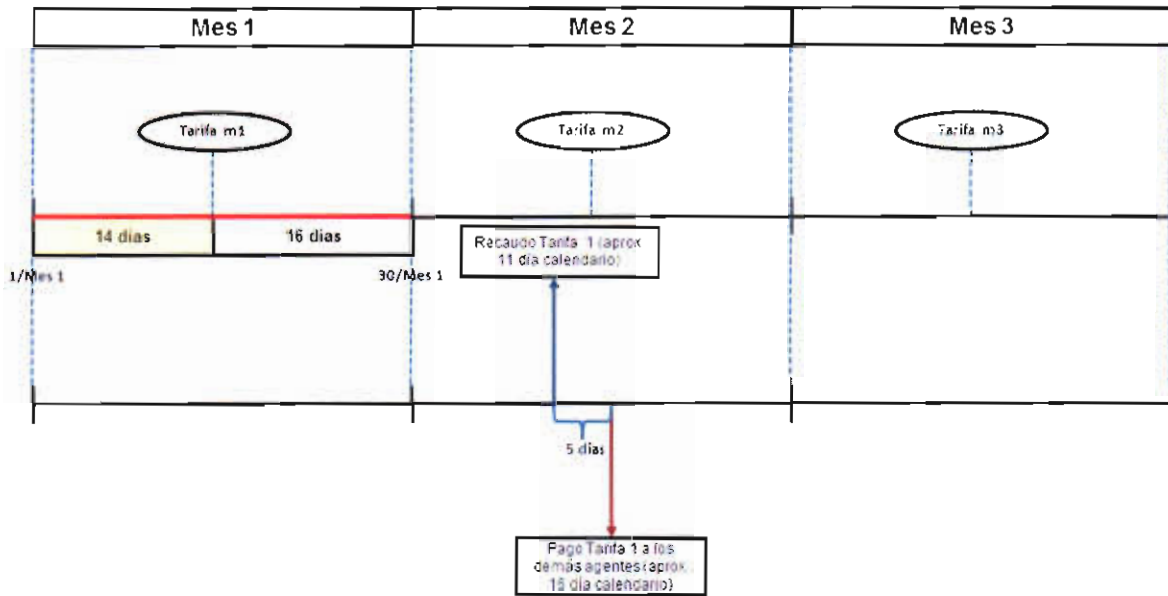
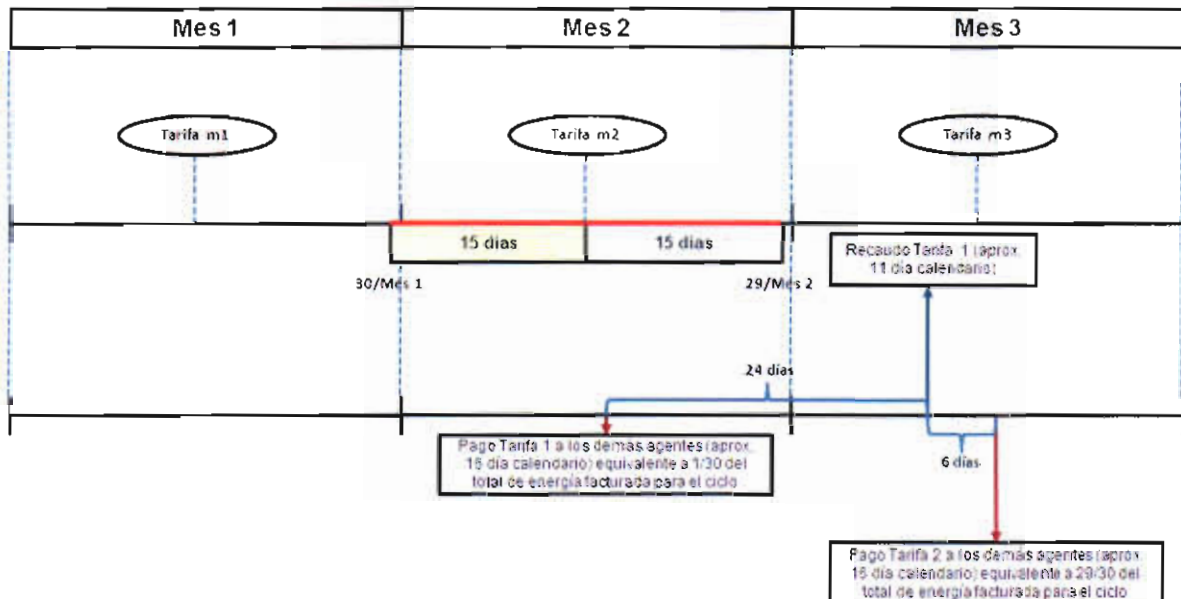


Figura 12. Escenario 30 - Ciclo de facturación del día 30 del mes 1 al día 29 del siguiente mes



Para definir el costo o beneficio derivado del ciclo de efectivo se emplearon tasas de descuento de acuerdo con el período de tenencia del recaudo por parte de los comercializadores de energía eléctrica, conocidas como tasas de los CDAT (Certificados de Ahorro a Término). Éstas son utilizadas para excedentes temporales de capital³⁶.

En los ciclos de facturación en los que hay que pagar componentes del CU antes de recaudar el consumo de los usuarios se empleó una tasa de captación de créditos comerciales de tesorería, para los egresos de capital. De acuerdo con la Superintendencia Financiera se entiende como crédito de tesorería aquel crédito otorgado a clientes preferenciales o corporativos a un plazo inferior o igual a 30 días, dirigidos a atender necesidades de liquidez de corto plazo³⁷. En la Tabla 10 se presentan las tasas empleadas en el cálculo del costo financiero del ciclo de efectivo.

Tabla 10. Tasas empleadas en el cálculo del costo financiero del ciclo de efectivo

CDAT a 1 día	2,68%	EA	0,0073%	Día Vencido
CDAT 2 -14 días	1,61%	EA	0,0044%	Día Vencido
CDAT 15-29 días	2,56%	EA	0,0070%	Día Vencido
CDAT a 30 días	2,20%	EA	0,0060%	Día Vencido
CDAT 31-90 días	3,51%	EA	0,0096%	Día Vencido
Tesorería 1-5 días	9,64%	EA	0,0256%	Día Vencido
Tesorería 6-14 días	9,28%	EA	0,0247%	Día Vencido
Tesorería 15-30 días	9,67%	EA	0,0257%	Día Vencido

Fuente: Banco de la República

Resultados de la simulación de costos financieros asociados al ciclo de efectivo de los comercializadores de energía eléctrica

La simulación se realizó para 30 ciclos de facturación diferentes, suponiendo que la fecha de entrada en vigencia de las tarifas era el día 15 de cada mes y una facturación mensual por consumo de 100 unidades monetarias. Sin embargo, como es posible de acuerdo con la normatividad que se publique y entre en vigencia en días anteriores al 15, se realizó un análisis de sensibilidad a la fecha de publicación del beneficio financiero por el ciclo financiero de los comercializadores de energía eléctrica. En la Tabla 11 se presenta el beneficio financiero que se obtiene por el ciclo de efectivo cuando el comercializador realiza la publicación el día 15 de cada mes.

Tabla 11. Beneficio financiero publicación realizada el día 15 de cada mes

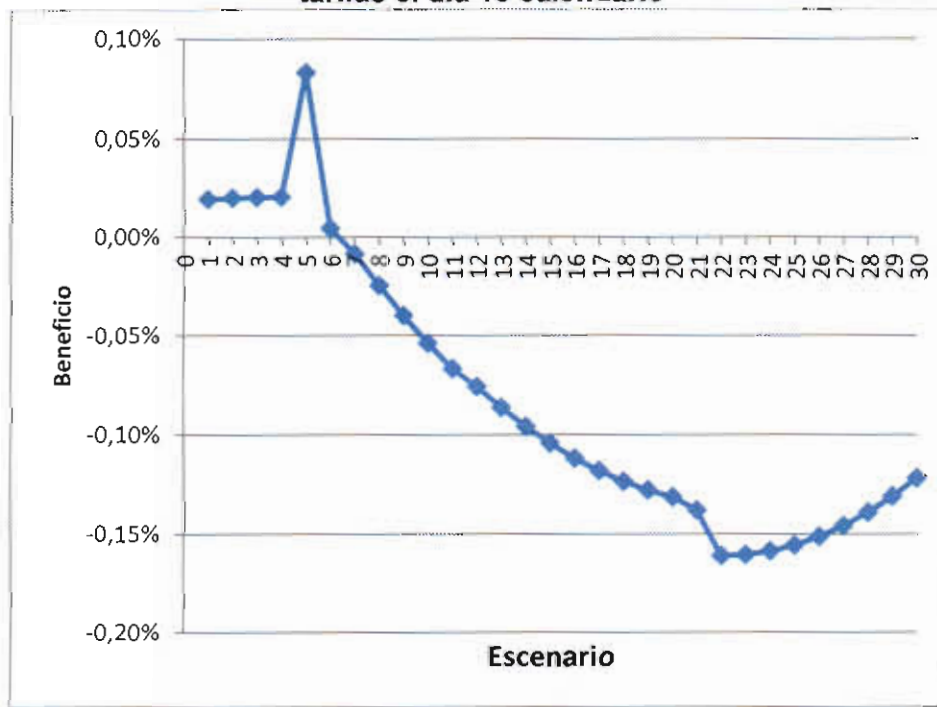
Resultados beneficio / costo financiero ciclo de efectivo comercialización					
Escenario	% ganancia	VPN	Escenario	% ganancia	VPN
1	0,019%	\$ 0,019	16	-0,112%	(\$ 0,112)

³⁶ La información sobre las tasas CDAT fue recuperada el día 26 de septiembre de 2011 de la página http://www.banrep.gov.co/series-estadisticas/see_tas_inter_capt_diarias.htm publicada por el Banco de la República. Para la simulación se empleó el promedio de estas tasas entre enero de 2005 y agosto de 2011.

³⁷ La información sobre las tasas de créditos comerciales de tesorería fue recuperada el día 26 de septiembre de 2011 de la página http://www.banrep.gov.co/series-estadisticas/see_tas_inter5.htm publicada por el Banco de la República. Para la simulación se empleó el promedio de estas tasas entre enero de 2005 y agosto de 2011.

Resultados beneficio / costo financiero ciclo de efectivo comercialización					
Escenario	% ganancia	VPN	Escenario	% ganancia	VPN
2	0,020%	\$ 0,020	17	-0,118%	(\$ 0,118)
3	0,020%	\$ 0,020	18	-0,123%	(\$ 0,123)
4	0,021%	\$ 0,021	19	-0,128%	(\$ 0,128)
5	0,083%	\$ 0,083	20	-0,131%	(\$ 0,131)
6	0,005%	\$ 0,005	21	-0,138%	(\$ 0,138)
7	-0,009%	(\$ 0,009)	22	-0,161%	(\$ 0,161)
8	-0,025%	(\$ 0,025)	23	-0,160%	(\$ 0,160)
9	-0,040%	(\$ 0,040)	24	-0,158%	(\$ 0,158)
10	-0,054%	(\$ 0,054)	25	-0,155%	(\$ 0,155)
11	-0,067%	(\$ 0,067)	26	-0,151%	(\$ 0,151)
12	-0,076%	(\$ 0,076)	27	-0,146%	(\$ 0,146)
13	-0,086%	(\$ 0,086)	28	-0,139%	(\$ 0,139)
14	-0,096%	(\$ 0,096)	29	-0,131%	(\$ 0,131)
15	-0,104%	(\$ 0,104)	30	-0,122%	(\$ 0,122)
Promedio	-0,082%				

Gráfica 12. Beneficio del ciclo de efectivo del comercializador con publicación de tarifas el día 15 calendario



Cuando las tarifas se publican y entran en vigencia el día 15 del mes, el comercializador tiene un costo financiero promedio por ciclo de efectivo de **0,082%** mensual. Esto asumiendo que los escenarios son equiprobables, y pueden presentarse tanto los que le proporcionan beneficio como costo financiero.

Sensibilidad al día de publicación del beneficio financiero asociado al ciclo de efectivo

Al repetir el anterior ejercicio cambiando el supuesto de publicación, entrada en vigencia, y aplicación de las tarifas por parte del comercializador, suponiendo que la publicación se realiza entre el día 10 y 14 de cada mes, y actualizando los escenarios para las nuevas vigencias se obtienen los resultados de la Tabla 12 para el beneficio financiero derivado del ciclo de efectivo de los comercializadores de energía eléctrica:

Tabla 12. Beneficio financiero publicación realizada entre los días 10 y 15 de cada mes

Día de Publicación de Tarifas	Rendimiento Promedio	Δ Rendimiento
15	-0,082%	
14	-0,078%	0,004%
13	-0,073%	0,004%
12	-0,069%	0,004%
11	-0,065%	0,004%
10	-0,060%	0,004%
Sensibilidad al día de publicación		0,004%

Por cada día que se demora la publicación de las tarifas aplicables a los consumos de un mes, el comercializador de energía eléctrica logra disminuir 0,004% el costo financiero que obtiene de su ciclo de efectivo por los recaudos de todo el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica. Se puede concluir que los comercializadores de energía eléctrica se enfrentan a un costo financiero promedio de -0,071% por el ciclo de efectivo propio de su negocio, el cual es necesario remunerar vía tarifa.