



## ESTUDIOS DE COSTO DE COMERCIALIZACIÓN – PARTE I

### IDENTIFICACIÓN Y RECOMENDACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

### INFORME FINAL PRELIMINAR

Preparada para:



Julio de 2011

# IDENTIFICACIÓN Y RECOMENDACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA - INFORME FINAL PRELIMINAR

## CONTENIDO

<b>1. OBJETIVO DEL INFORME .....</b>	<b>3</b>
<b>2. TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA COMERCIALIZACIÓN EN COLOMBIA .....</b>	<b>3</b>
2.1. REGULACIÓN Y OBJETIVOS REGULATORIOS.....	3
2.2. ANTECEDENTES DE LA REGULACIÓN DE LA COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	5
2.2.1 <i>Los Principios en las Leyes 142 y 143 de 1994 .....</i>	<i>5</i>
2.2.2 <i>La Regulación Inicial de la Actividad: RESOLUCIONES de la CREG.....</i>	<i>6</i>
2.2.3 <i>Los Decretos 387 y 4977 del año 2007.....</i>	<i>13</i>
2.2.4 <i>Resolución CREG 119 de 2007 .....</i>	<i>14</i>
2.2.5 <i>El Decreto 3414 de 2009 .....</i>	<i>17</i>
2.2.6 <i>Ley 1428 de 2010 .....</i>	<i>18</i>
2.2.7 <i>Ley 1430 de 2010 .....</i>	<i>18</i>
2.2.8 <i>Resoluciones CREG a partir del año 2009.....</i>	<i>19</i>
2.3. EL MODELO REGULATORIO PARA LA COMERCIALIZACIÓN EN EL SECTOR ENERGÍA ELÉCTRICA .....	19
2.4. LA REGULACIÓN DE LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS POR REDES.....	21
<b>3. TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA COMERCIALIZACIÓN MINORISTA EN LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL .....</b>	<b>23</b>
3.1. REINO UNIDO .....	24
4.1.1 <i>Configuración del Sector Eléctrico .....</i>	<i>24</i>
4.1.2 <i>Comercialización Minorista .....</i>	<i>25</i>
3.2. BRASIL 26	
3.2.1 <i>Configuración del Sector Eléctrico .....</i>	<i>26</i>
3.2.2 <i>Comercialización Minorista .....</i>	<i>28</i>
3.3. CHILE 28	
<b>4. DISCUSIÓN DE ALTERNATIVAS A LA REGULACIÓN VIGENTE.....</b>	<b>29</b>
4.1. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS CRÍTICO DE LA REGULACIÓN VIGENTE .....	29
4.2. LOS ANTECEDENTES EN PROPUESTAS DE SOLUCIONES .....	30
4.3. LAS OPCIONES REGULATORIAS BÁSICAS.....	32
4.3.1 <i>Regulación o competencia .....</i>	<i>32</i>
4.3.2 <i>Precios que reflejen costos o subsidios cruzados en las tarifas de comercialización</i>	<i>32</i>
4.3.3 <i>Alcance de la competencia en la comercialización .....</i>	<i>33</i>
4.4. OPCIONES PARA ELIMINAR LAS DISTORSIONES DEL MODELO VIGENTE .....	34

---

4.4.1	<i>Opciones sin restricciones en los recursos requeridos del Presupuesto Nacional</i>	34
4.4.2	<i>Opciones con restricciones en los recursos requeridos del Presupuesto Nacional</i>	34
5.	<b>IMPACTO DE LA ELIMINACIÓN DE CONTRIBUCIONES DE LA INDUSTRIA.....</b>	<b>35</b>
6.	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>36</b>

## IDENTIFICACIÓN Y RECOMENDACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

### 1. OBJETIVO DEL INFORME

El estudio que Mercados de Energía realiza para la CAC comprende el asesoramiento a esa institución en los siguientes aspectos:

- Identificación y recomendación de posibles alternativas de remuneración de la actividad de Comercialización de energía en el mercado regulado colombiano.
- Revisión del posible impacto de la Resolución CREG 158 de 2010 que modifica las metas de calidad de servicio y responsabilidad del Comercializador en el ejercicio de la actividad de Comercialización.
- Impacto de la eliminación de la contribución del sector industrial en la definición de un cargo fijo para la comercialización. Análisis del riesgo frente a la cobertura de subsidios por parte del gobierno.
- Análisis de posibles alternativas metodológicas para establecer los costos eficientes a remunerar en la Comercialización, incorporando los costos y riesgos inherentes a la actividad.

Este informe corresponde a los tres primeros aspectos antes citados y, de acuerdo con lo establecido en el Plan de Trabajo, tiene el siguiente alcance:

1. Análisis crítico del esquema de remuneración de la actividad de Comercialización de energía en el mercado regulado, incluyendo la revisión de los antecedentes legales y regulatorios que determinan la estructura del Cargo de Comercialización de electricidad vigente.
2. Análisis de regulación comparada de la actividad de Comercialización en el sector eléctrico a nivel internacional, y antecedentes en actividades similares (e.g. gas natural por redes).
3. Propuesta de alternativas para subsanar las inconsistencias y distorsiones detectadas.
4. Impacto previsible de la eliminación de la contribución del sector industrial sobre la viabilidad de las propuestas

### 2. TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA COMERCIALIZACIÓN EN COLOMBIA

#### 2.1. Regulación y Objetivos regulatorios

Un suministro de servicios públicos que contribuya, en el largo plazo, al desarrollo económico y al bienestar de la población, debe ser enmarcado en una política regulatoria basada en los siguientes principios u objetivos generales:

- **Sostenibilidad de los servicios en el largo plazo.** Éste es el objetivo primario de la regulación. No se trata de asegurar la sostenibilidad de las empresas que conforman el sistema sino de asegurar que el sistema provea el servicio a los usuarios actuales y también a los futuros. Alcanzar este objetivo depende de la disponibilidad de

recursos para financiar el funcionamiento, el mantenimiento y las inversiones necesarias para mejorar y ampliar los servicios para los usuarios existentes y los futuros. Para ello, es necesario asegurar a los proveedores eficientes de los servicios un caudal de recursos financieros que cubran los gastos de funcionamiento, mantenimiento e inversiones de capital relacionados con los servicios. Es decir que las tarifas deben asegurar la suficiencia financiera de las empresas eficientes.

- **Eficiencia económica.** En este concepto se incluye tanto la eficiencia asignativa, esto es que los precios reflejen los costos, como la eficiencia productiva, o sea, que dado el nivel de producto, se minimicen los costos. El logro de una prestación económicamente eficiente de los servicios públicos propende al mantenimiento de los precios en el nivel mínimo compatible con la sostenibilidad del servicio en el largo plazo y, al mismo tiempo, permite ofrecer a los usuarios incentivos para que hagan uso óptimo del servicio. Si las circunstancias lo permiten, la vía más conveniente para promover la eficiencia económica es la competencia, pero cuando las circunstancias no son propicias, es posible estimular la eficiencia por medio de mecanismos institucionales y reglamentarios.
- **Equidad – universalidad del servicio.** El objetivo de un sistema más equitativo se logra en buena medida fomentando la accesibilidad al sistema. La promoción del acceso de todos los ciudadanos al servicio suele ocupar un lugar importante en la política de la provisión de servicios públicos.
- **Salvaguardia de la calidad.** La salvaguardia de la calidad que se ofrece al usuario es lo que da la pauta de la idoneidad del servicio, por lo que es importante asegurar una estricta reglamentación de la calidad del servicio.

Asimismo es crucial la consistencia de los objetivos regulatorios antes mencionados con objetivos nacionales más amplios. El funcionamiento de los servicios públicos debe cumplir con objetivos adicionales previstos en los Planes y Políticas del Gobierno.

Aunque estos principios enunciados son generalmente aceptados, es importante señalar que existe un *trade-off* entre ellos, particularmente entre la sostenibilidad del sistema, la eficiencia y la equidad.

En todos los casos el regulador cuando selecciona un modelo regulatorio, mecanismo o instrumento regulatorio, debe priorizar algún objetivo en desmedro de otros. Por ejemplo, un determinado diseño (modelo) regulatorio puede ser muy adecuado para fomentar la competencia entre operadores pero presentar problemas en cuanto a la universalización del servicio; un mecanismo regulatorio puede ser muy eficiente en términos productivos pero no ser equitativo, etc.

Ello significa que no hay un mecanismo o instrumento óptimo *a priori*. Un instrumento óptimo en el logro de alguno de los objetivos regulatorios, seguramente no permita el logro de otros. La elección de los instrumentos más aptos en cada caso dependerá finalmente del contexto y de la priorización de los objetivos en conflicto.

Claramente, los principios antes citados son consistentes con los establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994, que para la cadena energética son los siguientes: eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad. En particular, la afirmación de que “*por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo*” reconoce la capacidad de la competencia para asignar eficientemente los recursos económicos, cuando esta

competencia efectivamente puede establecerse en condiciones adecuadas. Tales condiciones no son siempre alcanzables en las actividades del sector eléctrico; por lo tanto, en aquellas actividades en que la competencia no resulta factible o para las que el mercado presenta imperfecciones relevantes, se recurre a la regulación de las tarifas, procurando que las mismas reflejen aquellas que serían alcanzadas en condiciones de competencia perfecta. Por supuesto, las tarifas eficientes que reflejan los costos que cada cliente o usuario ocasiona al prestador no siempre son consideradas “equitativas” y menos aún “solidarias”.

## **2.2. Antecedentes de la regulación de la comercialización de energía eléctrica**

### *2.2.1 LOS PRINCIPIOS EN LAS LEYES 142 Y 143 DE 1994*

La Ley 143 de 1994, artículo 11, definió la actividad de comercialización como la actividad consistente en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 7, esta actividad sólo puede ser desarrollada por agentes económicos que realicen alguna de las actividades de generación o distribución, y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

El artículo 42 de la misma Ley estableció un mercado de comercialización libre para los usuarios no regulados, en el cual las transacciones de electricidad son remuneradas mediante precios acordados entre las partes. Para los usuarios regulados, en cambio, las ventas de electricidad deben ser retribuidas, sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación.

Las mismas leyes 142 y 143, en sus artículos 73.11 y 23 respectivamente, asignaron a la CREG la competencia de aprobar las fórmulas tarifarias y metodologías para el cálculo de las tarifas aplicables a usuarios regulados.

En línea con lo planteado en el numeral anterior, el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 44 de la Ley 143 del mismo año establecen que el régimen tarifario a ser aplicado en el sector estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, además de simplicidad y transparencia.

A su vez, el artículo 9 de la Ley 142, señaló como uno de los derechos de los usuarios la libre elección del prestador del servicio y del proveedor de los bienes para su obtención o utilización.

Y el artículo 74 consagró como función de la CREG propiciar la competencia en el sector de minas y energía y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia.

Otros dos aspectos relevantes de la Ley 142 de 1994 son los siguientes:

1. Según el Artículo 90.2, puede incluirse dentro de las fórmulas tarifarias un cargo fijo que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso;
2. El Artículo 91 dispuso que para establecer las fórmulas tarifarias se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio.

## 2.2.2 LA REGULACIÓN INICIAL DE LA ACTIVIDAD: RESOLUCIONES DE LA CREG

Las resoluciones más relevantes relacionadas con la actividad de comercialización en el mercado regulado fueron las siguientes:

- **Resolución CREG 054 de 1994:** estableció las reglas para la actividad de comercialización de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

Aspectos destacados:

1. Quienes presten el servicio de comercialización de energía están obligados a realizar las transacciones de compra de la energía que requieran en el mercado mayorista de energía
2. Los comercializadores solo pueden suministrar energía, a precios acordados libremente, a los usuarios no regulados. Los niveles de demanda mínima que deben cumplir los usuarios no regulados son establecidos por la CREG.
3. Los comercializadores de electricidad en el mercado regulado tienen obligación de atender todas las solicitudes razonables de suministro de electricidad para los usuarios residenciales y no residenciales de las áreas en donde operen.
4. Las empresas distribuidoras que operan a la fecha de vigencia la resolución están obligadas a realizar la actividad de comercialización para el mercado regulado en su área de servicio, y con este fin deben mantener contabilidades separadas para esta actividad.
5. Las empresas que realicen en forma combinada las actividades de distribución y comercialización en el mercado regulado seguirán cumpliendo con las restricciones tarifarias establecidas en las resoluciones vigentes para usuarios regulados.
6. Los comercializadores de energía, deben distinguir en las facturas de los usuarios de los estratos 4, 5 y 6, y en las de los usuarios industriales y comerciales, entre el valor que corresponde al servicio, y el factor que para cada uno de esos comercializadores fijará la CREG, sin exceder del 20% del valor del servicio, destinado a dar subsidios. El pago y la transferencia de los subsidios debe realizarse de acuerdo a las reglas establecidas en el Decreto que reglamenta los "Fondos de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos".
7. Al vender electricidad, los comercializadores no pueden discriminar entre personas o clases de personas, salvo que puedan demostrar que las diferencias en los precios reflejan diferencias en los costos por las circunstancias de dicha venta.
8. Las empresas que tengan actividades de comercialización y generación que se hayan constituido con posterioridad a la vigencia de la Ley 143 de 1994, están obligadas desde el momento de su constitución a establecer contabilidades separadas para estas actividades.
9. Las empresas de distribución que realizan actividades de comercialización de electricidad para el mercado regulado en su área de servicio están sujetas a las normas sobre separación de actividades de la Resolución CREG-056 de 1994.
10. Los comercializadores que atienden el mercado regulado deben comprar energía

mediante procedimientos que aseguren la libre competencia, teniendo en cuenta las fuentes disponibles.

- **Resolución CREG 056 de 1994:** adoptó disposiciones generales sobre el servicio público de energía eléctrica

Aspectos destacados:

1. Las empresas que se constituyan con posterioridad a la vigencia de la Ley 143 de 1994 con el objeto de prestar el servicio público de electricidad, y que hagan parte del Sistema Interconectado Nacional, no podrán tener más de una de las actividades complementarias relacionadas con el mismo, salvo la de comercialización que puede realizarse en forma combinada con una de las actividades de generación y distribución. Las empresas de servicios públicos constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 142 de 1994, podrán continuar prestando en forma combinada las actividades que desarrollaban en la fecha que entró en vigor, más la actividad de comercialización, siempre y cuando, establezcan contabilidades separadas para cada una de sus actividades.
2. Se consideran prácticas restrictivas de la competencia las siguientes conductas:
  - a) Realizar actos o contratos en condiciones distintas a las usuales en el mercado, entre empresas que prestan el servicio de electricidad y sus matrices, o con las filiales de estas, o con los propietarios de unas y otras.
  - b) Romper el principio de neutralidad en materia tarifaria y de tratamiento a los clientes o usuarios de las empresas que prestan el servicio público de electricidad. Para analizar la condición social del cliente o usuario, cuando la Ley obligue a ello, debe examinarse el estrato al que aquel pertenece.
  - c) Hacer en una empresa que presta el servicio público de electricidad registros contables que no reflejen en forma razonable la separación que debe existir entre los diversos servicios que preste la misma empresa
  - d) Aprovechar en una empresa que presta el servicio público de electricidad información reservada de una empresa matriz, o filial, o en la que hay propietarios comunes, para obtener ventajas comerciales injustas al realizar actos o contratos, es decir, ventajas que no se habrían obtenido sin una información que debía permanecer reservada.
  - e) Permitir en una empresa que presta el servicio público de electricidad, que la información que debe mantenerse en reserva según la Ley, se comunique a quienes no tienen derecho a ella, y especialmente a la matriz, a las filiales, o a empresas que tienen propietarios comunes.
3. Las empresas que ofrezcan servicios de transmisión o de distribución de energía deben publicar, en forma masiva, y mantener a disposición de sus clientes eventuales, y de las autoridades, documentos en los que aparezcan las tarifas que cobrarán por sus servicios, y sus diversos componentes, de ellas, de modo que cualquier interesado pueda hacer un estimativo correcto de lo que tendría que pagar por recibir tales servicios.
4. Las empresas deben enviar mensualmente a la Comisión una relación de los contratos celebrados y suministrar a la Comisión en forma oportuna la información



necesaria para el cumplimiento de sus funciones.

5. Las empresas no están obligadas a proporcionar a los usuarios aquella información que la Ley en forma expresa califica como secreta o reservada; la información que se refiere a tarifas nunca tiene tal carácter.
- **Resolución CREG 031 de 1997:** dispuso las fórmulas generales que permiten a los Comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Aspectos destacados:

1. Se define un mercado de Comercialización como el conjunto de usuarios regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local.
2. La resolución define que las tarifas a usuarios finales regulados se someterán al régimen de libertad regulada definido en el numeral 10 del artículo 14 de la Ley 142 y en la propia Resolución. Toda persona que preste el servicio público de comercialización de electricidad, debe determinar el costo máximo de prestación del servicio de acuerdo con las diferentes opciones tarifarias, aplicando las fórmulas generales establecidas en el Anexo la Resolución y el costo base de comercialización que específicamente le apruebe la Comisión. Con base en el costo que así determine, el prestador del servicio de energía eléctrica establece las tarifas y cargos que puede cobrar a los usuarios. Además de tales cargos, el comercializador puede cobrar los costos de conexión.
3. El costo unitario que resulta de aplicar la fórmula general de costos junto con el costo base de comercialización del respectivo prestador del servicio, es un costo máximo para cada una de las opciones tarifarias, que faculta al comercializador para aplicar un valor inferior, si tiene razones económicas comprobables que expliquen la existencia de costos inferiores. En todo caso al aplicar el régimen tarifario de libertad regulada el comercializador deberá cumplir el principio de neutralidad establecido en el artículo 87.2 de la Ley 142 de 1994 y los demás principios y normas que orientan el régimen tarifario.
4. Toda persona que pretenda prestar por primera vez el servicio de comercialización de electricidad a usuarios finales regulados dentro del Sistema Interconectado Nacional, o que desee realizar esa actividad en un mercado de comercialización diferente de aquel que atiende actualmente, previamente deberá presentar el estudio de costos necesario para que la Comisión apruebe el costo base de comercialización aplicable. El costo base de comercialización aprobado se aplica a cualquier usuario de ese mercado de comercialización que solicite ser atendido por ese comercializador.
5. Una vez que el comercializador determina el costo de prestación del servicio de electricidad con base en la fórmula de costos establecida en la Resolución, para efectos tarifarios está sujeto a las condiciones que rigen los subsidios y contribuciones, según las normas pertinentes.
6. Los comercializadores pueden actualizar los costos de prestación del servicio, aplicando las variaciones en los índices de precios que se identifican en el Anexo de la Resolución 112 de 2001 (modificatoria en este aspecto de la resolución 031 de

1997) a efectos de la aplicación del Artículo 125 de la Ley 142 de 1994. Cada vez que se acumule una variación de por lo menos el tres por ciento (3%) en alguno de los índices de precios, se modifica el costo de prestación del servicio de acuerdo con la variación de cada índice de precios.

7. El comercializador respectivo debe hacer pública en forma simple y comprensible al público, por medio de un periódico de amplia circulación en los municipios donde preste el servicio, o en uno de circulación nacional, las tarifas que aplicará a los usuarios. Tal deber lo cumplirá antes de iniciar la aplicación del régimen de libertad regulada y cada vez que reajusta las tarifas.
8. **Fracción reconocida para cubrir pérdidas.** Este valor representa la fracción del costo de prestación del servicio, en la fórmula por kWh facturado, imputable sólo a las compras y al transporte por el uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), asociado con el efecto de las pérdidas (técnicas o no técnicas) acumuladas hasta el nivel de tensión  $n$ . Es un parámetro único definido por la CREG por un valor inicial  $P_{I,0}$  para todos los comercializadores en el nivel de tensión  $I$ , reduciéndose anualmente en forma escalonada hasta un valor final  $P_f$  de acuerdo con la ecuación

$$PR_{I,t} = P_{I,0} \left( 1 - t \frac{P_{I,0} - P_{I,f}}{4P_{I,0}} \right)$$

donde  $t$  es el número de años transcurridos desde el inicio de aplicación de la fórmula ( $t = 0, 1, 2, 3, 4$ ).

Estos niveles de pérdidas reconocidos eran los totales acumulados hasta el nivel de tensión uno, incluyendo las pérdidas por el STN, y sus valores se fijaron como  $P_{I,0} = 0.20$  y  $P_{I,f} = 0.13$  para el primer período regulatorio de fijación de fórmula tarifaria.

Para los niveles de tensión superiores, los niveles de pérdidas reconocidos eran únicos para todo el período regulatorio, y estaban dados por los siguientes porcentajes acumulados: Nivel IV: 3.53%, Nivel III: 5.06%, y Nivel II: 7.10%.

9. **Costos de comercialización.** Mediante este cargo se reconocen los costos máximos asociados con la atención de los usuarios regulados, en la siguiente forma:

$$C_{m,t} = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}} [1 - \Delta IPSE] \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Donde:

$C_{m,t}$  Costo de Comercialización del mes  $m$  del año  $t$ , expresado en \$/kWh.

$C_0^*$  Costo Base de Comercialización expresado en \$/Factura.

$CFM_{t-1}$  Consumo Facturado Medio de cada empresa en el año  $t-1$  a los usuarios conectados al sistema de distribución donde es aplicable el cargo. (Total kWh vendidos a usuarios regulados y no regulados dividido entre el total de facturas expedidas, sin considerar las debidas a errores de facturación).

$\Delta IPSE$  Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico, desde la vigencia de la fórmula tarifaria específica de cada empresa. Para el primer período de regulación, esta variación se asumió del 1% anual.

$IPC_{m-1}$  Índice de Precios al Consumidor del mes  $m-1$ .

$IPC_0$  Índice de Precios al Consumidor del mes al que está referenciado el  $C^*_0$ .

Los parámetros  $C^*_0$  para las empresas deben ser aprobados por la CREG, con base en la metodología de optimización que se incluye en el Anexo número dos de la Resolución.

De acuerdo con lo previsto por el artículo 3º de la Resolución CREG-113 de 1996, los comercializadores pueden efectuar un cobro mínimo a cualquier usuario, residencial o no-residencial, por concepto de costos fijos de atención de clientela. Este cobro mínimo es equivalente al costo de comercialización que resulte de la aplicación de la fórmula, valorado en \$/factura.

El cobro mínimo se puede facturar únicamente cuando la liquidación de los consumos de energía y/o de potencia del usuario, sea inferior a dicho cobro mínimo, caso en el cual la aplicación de este cobro reemplaza la liquidación de los consumos de energía y/o potencia del usuario.

**10. Costos de conexión y otros cobros.** Las empresas podrán cobrar a sus usuarios, por una sola vez, en el momento de efectuar la conexión al servicio un cargo por conexión. Este cargo comprende la acometida y el medidor y podrá incluir, de autorizarlo la Comisión, una proporción de los costos que recuperen parte de la inversión nueva en las redes de distribución, de acuerdo con el artículo 90 de la Ley 142 de 1994. Se prohíbe el cobro de derechos de suministro, formularios de solicitud y otros servicios o bienes semejantes. En caso que una solicitud de conexión implicara estudios particularmente complejos, su costo, justificado en detalle, podrá cobrarse al interesado, salvo que se trate de un usuario residencial perteneciente a los estratos 1, 2, 3, de acuerdo con el artículo 95 de la Ley 142 de 1994.

**11. Costo unitario del servicio.** El costo unitario monomio está dado por la siguiente fórmula:

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t}$$

Donde:

$n$  : Nivel de tensión.

$m$  : Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.

$t$  : Años transcurridos desde el inicio de la aplicación de la fórmula ( $t= 0, 1, 2, 3, 4$ ).

$z$ : Zona eléctrica a la cual pertenece el comercializador, de acuerdo con la metodología vigente para los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional.

$CU_{n,m,t}$  Costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión  $n$ , correspondiente al mes  $m$  del año  $t$ .

$G_{m,t}$  Costos de compra de energía (\$/kWh).

$T_{m,t,z}$  Costo promedio por uso del STN (\$/kWh) para el mes  $m$  del año  $t$  en la zona  $z$ .

$D_{n,m}$  Costo de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión  $n$  para el mes  $m$ .

$O_{m,t}$  Costos adicionales del mercado mayorista (\$/kWh), correspondiente al mes  $m$  del año  $t$ .

$PR_{n,t}$  Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión  $n$ , reconocidas para el año  $t$ .

$C_{m,t}$  Costo de comercialización (\$/kWh) correspondiente al mes  $m$  del año  $t$ .

Las equivalencias entre los costos monomios aquí establecidos y los costos correspondientes a otras opciones tarifarias que los comercializadores pueden ofrecer a sus usuarios, serán establecidas por la Comisión en resolución separada.

- **Resolución CREG 108 de 1997:** estableció 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.
- **Resolución CREG-199 de 1997:** estableció límites para la contratación en el mercado competitivo.

Aspectos destacados:

1. **Límites para la contratación en el mercado competitivo.** Se establecen los siguientes límites de potencia o energía mensuales para que un usuario pueda contratar el suministro de energía en el mercado competitivo
  - a. Hasta el 31 de diciembre de 1997 1.0 MW.
  - b. A partir del 1o. de enero de 1998 0.5 MW o 270 MWh.
2. **Equipos de medición.** Es requisito indispensable para acceder al mercado competitivo que el usuario instale un equipo de medición con capacidad para efectuar telemetria, de modo que permita determinar la energía transada hora a hora, de acuerdo con la Resolución CREG 025 de 1995.
3. **Obligación de estar representado por un comercializador.** Todo usuario no regulado debe estar representado ante el mercado mayorista por un comercializador.
4. **Obligación de recaudar la contribución de solidaridad.** Las facturas de los usuarios del mercado competitivo incluirán la contribución del 20% sobre el valor del servicio, distinguiendo el valor del servicio y dicha contribución.

5. Los comercializadores no pueden discriminar, al vender energía, entre personas o clases de personas excepto en los casos en que puedan demostrar que las diferencias de precios reflejan diferencias en los costos por las circunstancias de la venta.
- **Resolución CREG 225 de 1997:** estableció la regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio público domiciliario de electricidad para usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.
  - **Resolución CREG 131 de 1998:** modificó la Resolución CREG-199 de 1997 y consagró disposiciones adicionales sobre el mercado competitivo de energía eléctrica.

Aspectos destacados:

1. **Definición de usuario no regulado.** Persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, definidos por la Comisión, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor.
  2. **Límites para contratación en el mercado competitivo.** A partir de la vigencia de la presente Resolución, se establecen los siguientes límites de potencia o energía mensuales para que un usuario pueda contratar el suministro de energía en el mercado competitivo:
    - a. Hasta el 31 de diciembre de 1999 0.5 MW o 270 MWh.
    - b. A partir del 1º de enero del 2000 0.1 MW o 55 MWh.
- **Resolución CREG 007 de 1999:** dispuso que los comercializadores que deseen prestar el servicio de electricidad a usuarios regulados en un mercado existente, no requerirán obtener la aprobación previa de un costo base de comercialización por parte de la Comisión. Para tal efecto, el Costo Base de Comercialización (Co\*) a aplicar será el ya aprobado para el respectivo mercado.
  - **Resolución CREG-047 de 2002:** sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales se establecería la fórmula tarifaria para el siguiente período tarifario.
  - **Resolución CREG-068 de 2002:** sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definiría el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.
  - **Resolución CREG-019 de 2005:** sometió a consulta un proyecto de resolución para

la adopción de la fórmula tarifaria general.

- **Resolución CREG-001 de 2007:** la CREG da cumplimiento al artículo 3° de la Ley 1117 de 2006, en relación con la aplicación de subsidios para estratos 1 y 2, para los Servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible por Red de Tubería.

El artículo 3o de la Ley 1117 de 2006 establece: *“Aplicación de subsidios. 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 a partir del mes de enero de 2007 hasta diciembre del año 2010, deberá hacerse de tal forma que el incremento tarifario a estos usuarios en relación con sus consumos básicos o de subsistencia corresponda en cada mes como máximo a la variación del Índice de Precios al Consumidor, sin embargo, en ningún caso el porcentaje del subsidio será superior al 60 % del costo de la prestación del servicio para el estrato 1 y al 50 % de éste para el estrato 2.*

*Los porcentajes máximos establecidos en el presente artículo no aplicarán para el servicio de energía eléctrica de las zonas no interconectadas.”*

### 2.2.3 LOS DECRETOS 387 Y 4977 DEL AÑO 2007

Mediante el Decreto 387 de 2007, ajustado por el Decreto 4977 del mismo año, el Gobierno Nacional estableció varias disposiciones “pretendiendo corregir las distorsiones a la competencia que se venía dando en la comercialización del mercado regulado”:

1. Las fórmulas tarifarias deben reconocer el costo de la energía adquirida por los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, y que dicha energía deberá ser adquirida a través de los mecanismos de mercado establecidos por la CREG.
2. Las pérdidas de energía totales de un Mercado de Comercialización que se apliquen para efectos del cálculo de la demanda comercial de los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho Mercado, se distribuirán entre éstos a prorrata de sus ventas.
3. La fórmula tarifaria incluirá un Costo Base de Comercialización que remunerará los costos fijos de los Comercializadores Minoristas y un margen de Comercialización que refleja los costos variables de la actividad.
4. La CREG reconocerá al Operador de Red el costo eficiente del Plan de reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los Usuarios Regulados y No Regulados conectados al respectivo Operador de Red.
5. La CREG adoptará los mecanismos que permitan dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 3o de la Ley 1117 de 2006 (sobre subsidios).

El decreto define la actividad de comercialización minorista como *“la actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios finales de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley.”* El comercializador minorista

es el “Generador-comercializador”, distribuidor-comercializador o comercializador que desarrolla la actividad de comercialización minorista”.

#### 2.2.4 RESOLUCIÓN CREG 119 DE 2007

Como resultado de la aprobación de los decretos antes citados, la CREG aprobó la Resolución 119 de 2007, que consagró una nueva fórmula tarifaria general para permitir a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Aspectos destacados:

1. **Libertad regulada.** Permanece el régimen de libertad regulada para las empresas comercializadoras minoristas al fijar sus tarifas a los usuarios finales regulados; las empresas deben determinar con la fórmula tarifaria general y con la metodología establecida en la resolución las tarifas a aplicar a esos usuarios.
2. **Costo Base de Comercialización.** Se define el Costo Base de Comercialización 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. El Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, que es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, resulta expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) y en pesos por factura. Se considera además el Margen de Comercialización que es el Margen a reconocer a los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, que refleja los costos variables de la actividad. Se define por un lado la Demanda Comercial del Comercializador Minorista por Mercado de Comercialización que corresponde al valor de la demanda de energía eléctrica del conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados que son atendidos por un Comercializador y por otro la Demanda Comercial del Mercado Regulado, que corresponde al valor de la demanda de energía eléctrica del conjunto de Usuarios Regulados de un Mercado de Comercialización que son atendidos por un Comercializador Minorista. Se definen las pérdidas no-técnicas de energía para cada Mercado de Comercialización.
3. **Componentes del Costo Unitario de Prestación.** El Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica consta de un componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en \$/kWh, y un componente fijo, expresado en \$/factura, según se indica a continuación:

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

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

Donde:

$n$  : Nivel de tensión de conexión del usuario.

$m$  : Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

$i$  : Comercializador Minorista.

$j$  : Es el Mercado de Comercialización.

$CUV_{n,m,i,j}$  : Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión  $n$ , correspondiente al mes  $m$ , del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ .

$G_{m,i,j}$  : Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes  $m$ , del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ .

$T_m$  : Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes  $m$ .

$D_{n,m}$  : Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión  $n$  para el mes  $m$ .

$Cv_{m,i,j}$  : Margen de Comercialización correspondiente al mes  $m$ , del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$  que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kWh).

$R_{m,i}$  : Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista  $i$  en el mes  $m$ .

$PR_{n,m,i,j}$  : Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión  $n$ , para el mes  $m$ , del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ .

$CUf_{m,j}$  : Componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/factura) correspondiente al mes  $m$  para el Mercado de Comercialización  $j$ .

$Cf_{m,j}$  : Costo Base de Comercialización (\$/factura) correspondiente al mes  $m$ , para el Mercado de Comercialización  $j$ .

El costo máximo del servicio en un período dado corresponderá a la suma de:

- a. el producto entre el consumo en kWh en dicho período y el componente variable del costo unitario  $CUV_{n,m,i,j}$ ; y
  - b. el valor del componente fijo del costo unitario  $CUf_{m,j}$ .
4. Se define un esquema de transición gradual para el traslado de costos de compra de energía, en paralelo con la implementación del Mercado Organizado Regulado (MOR) y el vencimiento de los contratos bilaterales.
  5. **Costo de Pérdidas.** Los costos de gestión de pérdidas de energía trasladables al usuario final, expresados en \$/kWh, incluyen:
    - i) el costo de las pérdidas eficientes de energía;
    - ii) los costos del transporte de las pérdidas eficientes de energía; y
    - iii) los costos del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas



de energía.

Se establece que el Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas y sus costos serán definidos por la Comisión en regulación independiente. Hasta tanto estos sean determinados rigen los niveles de perdidas establecidos en la resolución CREG-031 de 1997 y el costo del programa de reducción de perdidas se asume nulo.

Una vez inicie el Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas, la CREG debe aprobar un factor para cada nivel de tensión en virtud del desarrollo de Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de Energía que presente el Operador de Red del Mercado de Comercialización correspondiente.

6. **Costos de Comercialización.** Se establece que los costos de comercialización del servicio de electricidad se determinarán conforme la siguiente expresión:

$$Cf_{m,j}$$

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

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 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.

7. **Transición para la aplicación de los costos de comercialización.** Hasta tanto se defina en regulación posterior, la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización para el próximo Período Tarifario, los costos variables de comercialización corresponderán a los establecidos con base en la metodología de la Resolución CREG-031 de 1997, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Cf_m = 0$$

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

Donde:

$C_{m,t}^*$ : Costo de comercialización definido de acuerdo con la siguiente expresión.

$$C_{m,t}^* = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}} [1 - \Delta IPSE] \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Con:

$C_0^*$ : El Costo Base de Comercialización expresado en \$/Factura del Comercializador, determinado con base en lo dispuesto en la Resolución CREG-031 de 1997.

$CFM_{t-1}$ : Consumo Facturado Medio del Comercializador Minorista en el año t-1 de los usuarios del Mercado de Comercialización correspondiente. (Total de kWh vendidos a usuarios regulados dividido entre el total de facturas expedidas a usuarios regulados). Se establece una transición gradual lineal para la exclusión de la demanda de usuarios no regulados del CFM de 6 meses.

$\Delta IPSE$ : Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico. Esta variación se asume como del 1% anual.

$IPC_{m-1}$ : Índice de Precios al Consumidor del mes m-1.

$IPC_0$ : Índice de Precios al Consumidor del mes al que está referenciado el  $C_0^*$ .

$CG_m$  : Costos de Garantías en el Mercado Mayorista, expresados en \$/kWh, que se asignen al comercializador conforme la regulación vigente.

### 2.2.5 EL DECRETO 3414 DE 2009

La Resolución CREG 119-2007 se aprobó en el marco de lo dispuesto por el Decreto 387 del mismo año. Sin embargo, la aplicación de un cargo fijo por factura implica un aumento

del cargo de comercialización para los usuarios de bajos consumos y por lo tanto tiene impacto en los subsidios requeridos del Presupuesto General de la Nación.

Es así que el Decreto de 2009 señala:

*“ Que la implementación del Costo Base de Comercialización, como 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, tiene como efectos el incremento tarifario del cargo de comercialización; lo cual impacta directamente el Presupuesto General de la Nación, debido al incremento de subsidios en los estratos I y II, en un cálculo aproximado de 210.000 millones de pesos para la vigencia fiscal de 2008.”*

Como consecuencia de ello, el Decreto establece que *“La Comisión de Regulación de Energía y Gas, al adoptar la metodología de remuneración de la actividad de comercialización sólo aplicará lo dispuesto por el literal g) del artículo 3o del Decreto 387 de 2007, si al momento de aprobar dicha metodología, el Ministerio de Minas y Energía establece que a la luz de lo previsto en el Marco de Gasto de Mediano Plazo, dispondrá de los recursos necesarios para sufragar los gastos adicionales por concepto de subsidios a la demanda.”*

#### 2.2.6 LEY 1428 DE 2010

Modifica el artículo 3 de la Ley 1117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2 de los servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible por redes de tubería, pasando el subsidio de estrato 1 de 50% a 60% y el de estrato 2 de 40% a 50%, con aplicación desde el 1 de enero de 2011.

#### 2.2.7 LEY 1430 DE 2010

La Ley 1430 de 2010 modifica el esquema de contribuciones del sector industrial.

Establece que para los efectos de la sobretasa o contribución especial en el sector eléctrico de que trata el artículo 47 de la Ley 143 de 1994, se aplicará para los usuarios industriales, para los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6, y para los usuarios comerciales, el veinte por ciento (20%) del costo de prestación del servicio.

Los usuarios industriales tendrán derecho a descontar del impuesto de renta a cargo por el año gravable 2011, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la sobretasa a que se refiere el presente párrafo. La aplicación del descuento aquí previsto excluye la posibilidad de solicitar la sobretasa como deducible de la renta bruta.

**A partir del año 2012, esos sujetos no serán sujetos del cobro de esta sobretasa. Así mismo, el gobierno establecerá quién es el usuario industrial beneficiario del descuento y sujeto de la presente sobretasa.**

### 2.2.8 RESOLUCIONES CREG A PARTIR DEL AÑO 2009

La **Resolución CREG 179 de 2009** hizo público un proyecto de resolución que propone adoptar la CREG para reducir gradualmente los límites para contratación de energía en el mercado competitivo de la comercialización a partir del año 2011.

La **Resolución CREG 183 de 2009** adoptó reglas relativas al cambio de usuarios entre el mercado no regulado y el mercado regulado para evitar que los usuarios con condiciones para ser usuarios no regulados arbitren entre el mercado regulado y no regulado.

La **Resolución CREG 013 de 2010** modificó disposiciones en materia de Garantías y registro de fronteras y contratos de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista.

La **Resolución CREG 047 de 2010** reguló el retiro de los agentes del mercado, especificando medidas para garantizar la continuidad en la prestación del servicio a los usuarios finales.

La **Resolución CREG 143 de 2010** ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general que propone adoptar la CREG “Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica”

La **Resolución CREG 158 de 2010** ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general: “Por la cual se adoptan los Indicadores de Calidad de la Atención al Usuario del Servicio Público Domiciliario de Energía Eléctrica”

La **Resolución CREG 186 de 2010** reglamentó lo establecido en el Artículo 1° de la Ley 1428 de 2010 por la cual se modifica el artículo 3 de la Ley 1117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2 de los servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible por redes de tubería, pasando el subsidio de estrato 1 de 50% a 60% y el de estrato 2 de 40% a 50%, con aplicación desde el 1 de enero de 2011.

### 2.3. El modelo regulatorio para la comercialización en el sector energía eléctrica

El modelo regulatorio aplicado para el sector eléctrico en Colombia permite la competencia en la comercialización tanto para usuarios regulados como para los no regulados. Ello significa que los comercializadores entrantes pueden prestar el servicio de energía eléctrica aún a usuarios con consumos pequeños, en competencia con el comercializador integrado al distribuidor incumbente. Sin embargo, el precio por el servicio para los consumidores pequeños es regulado.

Esta solución regulatoria no es usual en la experiencia internacional.

En muchos casos, especialmente en Latinoamérica, la competencia en la comercialización se restringe a los consumidores de cierto porte, que son considerados libres de contratar su suministro de energía a precios libremente convenidos, aunque por supuesto se fijan los cargos por uso de la red. Los consumidores pequeños, en cambio, permanecen como clientes cautivos del distribuidor incumbente, con tarifa regulada.

En otros casos, como sucede en varios países europeos, la liberalización del mercado ha implicado la competencia en la etapa de comercialización para usuarios cada vez más pequeños, llegando eventualmente a todos los usuarios, pero en este caso los cargos de comercialización no son regulados, al menos cuando se logra competencia suficiente, ya que se espera que la competencia promueva tarifas eficientes. En algunos países, se

mantiene la figura del proveedor de última instancia, que habitualmente es el distribuidor incumbente, con tarifas máximas reguladas.

Los antecedentes revisados en 2.2 muestran que la regulación colombiana para la comercialización minorista en el sector eléctrico ha marcado un caso típico de conflicto entre los principios que orientan la regulación.

La apertura a la competencia del mercado de comercialización para todos los consumidores (orientada por un objetivo de eficiencia en la actividad), sumada a la fijación de un cargo de comercialización variable por el servicio (que implica subsidios cruzados entre consumidores grandes y pequeños, principio de solidaridad) y a la imposibilidad del incumbente de discriminar precios entre consumidores (principio de neutralidad), llevó a un “descreme” del mercado por parte de los comercializadores entrantes, y a un aumento progresivo de los costos unitarios de comercialización del mercado regulado de los incumbentes.

El diagnóstico coincide en sus líneas básicas en el estudio realizado por la Consultora A.M. Ferreira en el año 2006, y en el que se presenta en el documento de la CREG D117-2010 que fundamenta el Reglamento de Comercialización sometido a consulta en octubre de 2010.

Así, el primero de los estudios antes citados atribuye las ineficiencias del sistema (que no ha logrado reducir significativamente los costos agregados sino que los ha redistribuido entre usuarios) a dos factores principales:

- Una regulación tarifaria de costo medio variabilizado que no permite que el comercializador incumbente compita en igualdad de condiciones con los entrantes.
- Una asignación asimétrica de las pérdidas de energía eléctrica que ha permitido la entrada subsidiada de la competencia y limitado aún más la capacidad de competir del incumbente

En el documento D117-2010 se afirma:

*“La fórmula utilizada para determinar el cargo de comercialización consiste en la división entre un costo base de comercialización por factura para un mercado de comercialización y un consumo promedio por factura de cada empresa que atiende usuarios en ese mercado de comercialización. De esta forma, para un mismo costo base de comercialización en un mercado, un mayor consumo facturado medio por empresa resulta en un menor cargo de comercialización para esta empresa y viceversa. Esto permitió que un comercializador nuevo escogiera a los usuarios más grandes e hiciera atractivo el cambio para los usuarios al poder ofrecerles un cargo de comercialización menor..... Este “descreme del mercado”, a pesar de permitir la competencia entre las empresas, tiene consecuencias negativas en el sector al poner en riesgo la universalización del servicio de energía eléctrica, entendida como la oferta y continuidad en la prestación del servicio a los usuarios que son menos atractivos para los comercializadores entrantes, que son generalmente los usuarios de menos recursos”*

Efectivamente, después de varios años de aplicación del modelo, el diagnóstico parece unánime. La fijación de un cargo de comercialización variable medio (que de acuerdo con la resolución 031 de 1997 incluía para el cálculo aún la demanda de los usuarios no regulados a los que el incumbente proveía servicio) junto con la prohibición al incumbente de discriminar o segmentar mercados de consumidores y las obligaciones como prestador de última instancia, provocaron su incapacidad de competir con los comercializadores entrantes que podían “elegir” los usuarios más atractivos, ya que eran los que tenían la posibilidad de alcanzar un cargo de comercialización por factura menor al que les era aplicado. De hecho, la segmentación de mercados que se prohibió al incumbente se dio a través de comercializadores “especializados” en los distintos tipos de consumidores. La consecuencia

fue el aumento del cargo para los usuarios de bajo consumo.

Desde el punto de vista regulatorio, es deseable que los costos de universalización del servicio sean explícitos y cubiertos por el presupuesto nacional o por el mercado en su conjunto, sin generar asimetrías de costos y distorsiones entre competidores.

Las disposiciones establecidas en el Decreto 387 están orientadas en esa dirección, en la medida que definen la incorporación de un cargo fijo de comercialización (por factura) e incorporan a la fórmula tarifaria el costo de combatir las pérdidas no técnicas. Como contrapartida, la desaparición de subsidios cruzados implícitos en la fijación de un cargo variable medio implica la necesidad de mayores aportes desde el Presupuesto Nacional para mantener el nivel de la tarifa de los estratos 1 y 2.

Las disposiciones del Decreto 387 del año 2007 fueron recogidas por la Resolución de la CREG 119 del mismo año, la que contemplaba un régimen de transición antes de la aplicación del cargo fijo de comercialización. Durante el período de transición se aplica un costo variable de comercialización calculado con una fórmula similar a la incluida en la Resolución 031 de 1997, pero con el consumo medio por factura del mercado regulado (la eliminación prevista del mercado no regulado en el cálculo del promedio es gradual).

El impacto fiscal previsto de la implantación del cargo fijo finalmente resultó en la aprobación del Decreto 3414 del año 2009, que condiciona la aplicación del mismo a la disponibilidad de los recursos necesarios para sufragar los gastos adicionales por concepto de subsidios a la demanda.

#### **2.4. La regulación de la comercialización de gas por redes**

La regulación de la comercialización de gas por ductos en Colombia tiene importantes diferencias con la aplicada para la comercialización de energía eléctrica.

Por Decreto 3429 de 2003, el Ministerio de Minas integró las actividades de distribución y comercialización minorista a usuarios regulados, limitando la posibilidad de abrir el mercado a la competencia. El único autorizado para realizar la comercialización minorista es el comercializador establecido, o sea la empresa distribuidora. De acuerdo con el decreto citado, mientras no exista un mercado competitivo a nivel mayorista, la actividad seguirá siendo desarrollada exclusivamente por los distribuidores.

Esto marca una diferencia sustantiva con la apertura a la competencia de la actividad de comercialización para los usuarios de todos los niveles de consumo que se ha dado en el sector eléctrico. Y ello aún cuando el gas natural cuenta con sustitutos que actúan como reguladores naturales del comportamiento de los comercializadores minoristas, lo que no sucede con la electricidad.

Los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización, junto con las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes, fueron establecidos por la CREG en la Resolución 011 de 2003.

De acuerdo con lo establecido, la actividad de comercialización se remunera con un cargo máximo, calculado como el cociente entre a) la suma de los gastos anuales de AOM atribuibles a la actividad (que resultan de aplicar la metodología DEA), reconociendo un margen de comercialización y b) el número de facturas emitidas. Este cargo es trasladado como un cargo fijo expresado en pesos por factura a la fórmula tarifaria.

Por otra parte, el margen de comercialización se calcula sobre el ingreso anual, con base en el análisis de los márgenes de comercialización que obtienen empresas que actúan de

intermediario, del Sector 30- Comercio al detalle de la clasificación de la Superintendencia de Sociedades.

La Resolución CREG 136 de 2008 estableció las bases sobre las que se realizarían los estudios requeridos para determinar la metodología de remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas combustibles por redes para el siguiente período tarifario.

Considerando las observaciones formuladas por los agentes, la Resolución CREG 103 de 2010 ordena publicar un proyecto de resolución con el que se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de comercialización de gas combustible por redes de tuberías a usuarios regulados.

La propuesta regulatoria contenida en la resolución considera a la actividad de comercialización minorista de gas combustible por redes como la intermediación económica y comercial de la compra del producto, el transporte y la distribución de gas natural y su venta a usuarios finales.

El esquema de remuneración propuesto para la actividad tiene los siguientes aspectos destacados:

Se redefine el mercado relevante a considerar en cada caso, indicando que el tamaño mínimo será el correspondiente a la cabecera urbana de un municipio o un corregimiento del municipio de acuerdo con el objetivo de cobertura de la empresa que presenta la solicitud tarifaria

Se analizarán las solicitudes de agrupación de mercados propuestas por las empresas, con los siguientes criterios:

- Que el costo del servicio no supere el costo del GLP por cilindros
- Que los municipios a integrar en un mercado se encuentren conectados físicamente por un gasoducto
- Que la integración de mercados no provoque un aumento de tarifas superior al 3% en ninguno de ellos

La conformación de mercado relevante de comercialización corresponderá con la de distribución, pero el cargo de comercialización se determina por empresa.

El cargo máximo base de comercialización  $C_0$  estará conformado por una componente fija ( $C_f$ ) y una variable ( $C_v$ ).

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

$$C_v = (MQ + R_{comercial}) * (G_{m} + T_{m} + D_{m})$$

Donde:

$C_f$ :	Componente fijo del cargo máximo base de comercialización, expresado en \$/factura de la Fecha Base.
$AOM$ :	Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento relacionados con la actividad de comercialización de gas combustible,
$DEP$ :	Depreciación anual de las inversiones en equipos de cómputo, paquetes computacionales y demás activos atribuibles a la actividad de Comercialización.
$Facturas$ :	Número de facturas del año para el cual se tomaron los

parámetros de cálculo de los componentes anteriores, relacionadas exclusivamente con la actividad de comercialización de gas combustible.

$C_{vm}$ :	Componente variable del cargo máximo base de comercialización expresado en \$/m <sup>3</sup> aplicable en el mes m.
$MO$ :	Margen operacional
$G_m$ :	Costo promedio unitario en \$/m <sup>3</sup> de las compras de gas combustible, destinado a Usuarios Regulados, del mes m-1 de cálculo.
$T_m$ :	Costo promedio unitario en \$/m <sup>3</sup> del transporte de gas combustible, destinado a Usuarios Regulados, del mes m-1 de cálculo.
$D_m$ :	Costo promedio unitario en \$/m <sup>3</sup> del cargo de distribución de gas combustible destinado a Usuarios Regulados, del mes m-1 de cálculo.
$R_{cartera}$ :	Prima de riesgo de cartera

El cálculo del componente fijo de comercialización se hará por agente Comercializador y se aplicará para cada Mercado Relevante de Comercialización que atienda a la fecha de solicitud de cargos.

Para el caso de atención mercados relevantes nuevos, se fijará un Cargo Fijo de Comercialización igual al de otro Comercializador que atienda un mercado similar comparado con base en la escala y la densidad del mercado (promedio del número de usuarios que serán atendidos, y número de usuarios por unidad de longitud de red del sistema de distribución, en un horizonte de 5 años contados a partir del año en que se proyecte el inicio de la prestación del servicio).

El valor  $C_{fo}$  así calculado se referirá a la Fecha Base de la solicitud tarifaria.

El margen operacional con el cual se remunera la actividad de comercialización de gas combustible por redes de tuberías a usuarios regulados corresponde a 3,78%.

La prima mediante la cual se remunera el riesgo de cartera que enfrentan los Comercializadores de gas combustible a usuarios regulados se establece en 0,24%.

El Componente fijo del cargo máximo base de comercialización se actualizará con el Índice de Precios al Consumo.

Para establecer los gastos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento, que se remunerarán en los cargos de distribución y comercialización de gas combustible se adoptará la metodología de fronteras estocásticas. El análisis se realizará conjuntamente para los costos AOM de distribución y comercialización, separando después en ambos componentes de acuerdo con el promedio de los porcentajes declarados por cada empresa.

### 3. TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA COMERCIALIZACIÓN MINORISTA EN LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

El modelo regulatorio colombiano en materia de comercialización de electricidad es único en América Latina. Como fue señalado antes, la opción regulatoria seleccionada por la mayoría



de los países de la región solo libera a la competencia la comercialización de energía a los denominados grandes consumidores o usuarios, categoría cuyo consumo requerido es usualmente decreciente a medida que el mercado madura.

En contrapartida, existen algunos mercados que han avanzado hacia la desregulación total de la actividad, de los que el más conocido es el del Reino Unido.

A continuación se realizará una descripción de las principales características de la regulación de la comercialización en ese mercado y en Brasil.

### 3.1. Reino Unido

#### 4.1.1 CONFIGURACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Luego de un período de concentración en la actividad de generación, que fue combatido por el gobierno con medidas de desinversión forzada de las principales empresas y límites a operaciones de integración, el mercado inglés presenta un nivel de competencia razonable, con cinco grandes empresas de generación que representan algo menos del 70% del mercado. La construcción y operación de centrales de potencia igual o superior a 50 MW requiere licencia, sujeta al cumplimiento de requisitos definidos por las normativas energética y ambiental. Las plantas de potencia inferior a 50 MW son autorizadas y controladas por las autoridades regionales.

La empresa operadora de la red es la *National Grid Company* (NGC), que tiene obligación de dar acceso no discriminatorio a la red de transporte. NGC es responsable de la correcta operación del sistema de transmisión

Existen doce compañías regionales de electricidad (RECs) en Inglaterra y Gales y otras dos en Escocia. La operación de una red de distribución también requiere de licencia y el uso de la red por parte de un tercero exige la firma de un acuerdo específico con el distribuidor; el uso puede ser denegado si compromete el correcto funcionamiento del sistema.

La regulación tarifaria de las empresas de transmisión y distribución ha sido del tipo RPI-X, con revisión cada cinco años, y rigen requerimientos de calidad de servicio. Actualmente está a consideración un nuevo esquema regulatorio con períodos de 10 años. Cada operador de distribución establece sus tarifas de acceso en el marco de la regulación de precios. Se ha introducido competencia en la medición, manteniendo precios regulados durante la transición a la competencia.

El desarrollo de la actividad de comercialización requiere de licencia. La Ley de Electricidad (*Electricity Act*) prevé dos tipos de licencia: Provisión Pública de Electricidad de primera fila (*"first-tier"* o PES) y otras licencias usualmente denominadas licencias de segunda fila (*"Second Tier Licenses"*).

La primera es la licencia que se otorga a las RECs que les permite además de distribuir energía eléctrica dentro de su área de concesión, suministrar energía eléctrica a cualquier consumidor dentro de esa área. La otra licencia otorga derecho a que cualquier persona pueda suministrar energía eléctrica a cualquier consumidor (inicialmente excluidos aquellos denominados designados, con consumos inferiores a 12.000 kWh/año, para los que en la transición a la competencia rigió tarifa regulada) en cualquier región. Esta última licencia habilita también a las RECs que la disponen a comercializar energía fuera de su área, o sea que quienes la poseen pueden ser considerados comercializadores puros. Usualmente, todas las RECs tienen negocios de comercialización de primera y segunda fila.

Los comercializadores deben publicar las tarifas, negociar con los clientes, tomar las lecturas de los medidores y procesar los pagos.

#### 4.1.2 COMERCIALIZACIÓN MINORISTA

La actividad de comercialización, considerada independiente de la distribución, fue liberada gradualmente y actualmente no hay tarifa regulada para la misma.

En 1990 los clientes con una demanda máxima superior a 1 MW fueron autorizados a escoger su proveedor. Se trataba de unos 5000 consumidores. En 1994, la competencia fue ampliada a 50000 consumidores con una demanda máxima entre 100 kW y 1 MW. Finalmente, en 1998, la competencia en el suministro eléctrico se amplió a los 23 millones de consumidores residenciales, aunque durante los primeros años se mantuvo una tarifa tipo *price cap* para los usuarios con consumos inferiores a los 12.000 kWh/año.

La implementación de la competencia a nivel minorista debió resolver varios problemas, desde la definición de los perfiles de consumo zonales para que no fuera necesario requerir medidores con registro cada media hora a los pequeños consumidores, hasta la modificación del software utilizado por el Pool. También se incorporaron obligaciones a las licencias de distribuidores y comercializadores, relacionadas con aspectos de protección al consumidor. Se establecieron criterios de distribución de información entre la distribuidora local y las comercializadoras para evitar cualquier tipo de discriminación, en especial con los cargos por uso del sistema. Durante el período de transición a la competencia plena se mantuvo una tarifa regulada de tipo *price cap*.

Uno de los procesos que debió ser ajustado y normalizado fue el correspondiente al cambio de suministrador. Actualmente, los cambios de suministrador son coordinados por la *Master Registration Agreement Service Company Limited* (MRA). Esta compañía fue fundada en 1998 por los firmantes del MRA y es responsable de gestionar ese cambio. El MRA establece, entre otras, la regulación aplicable a las lecturas de los contadores para llevar a cabo el mismo. El plazo para completar el proceso de cambio de suministrador no puede exceder las seis semanas.

Los comercializadores están obligados a publicar sus precios, lo cual es controlado por el *Energywatch* (organismo independiente a cargo de la defensa de los intereses de los consumidores de energía y gas). Es usual que los comercializadores ofrezcan opciones de pago variadas, tanto en la frecuencia de facturación como en el modo de pago, así como descuentos por el suministro combinado de electricidad y gas. En algunos casos también se ofrecen “paquetes” multiservicio incluyendo telecomunicaciones. Los comercializadores domésticos de gas y electricidad están asociados en la *Energy Retail Association* (ERA), que desarrolla funciones vinculadas a la actividad de comercialización “retail”, incluyendo por ejemplo el desarrollo de métodos de facturación estandarizados, esquemas más eficientes para el cambio de suministrador, desarrollo de sistemas para promoción de la eficiencia energética.

La medición es actualmente considerada una actividad separada con relación a la distribución y a la comercialización. Usualmente es llevada a cabo por la propia comercializadora (opción más frecuente) o por un *Meter Operator* (MO) subcontratado por el distribuidor o el usuario. El MO instala el contador y realiza las lecturas y el mantenimiento del mismo. Muchos de los MO son agentes comercializadores de electricidad.

Para consumos de potencia superior a 100 kW, los consumidores deben instalar medidores de consumo con registro cada media hora. Para potencias menores, existe la opción de

facturar con base en perfiles de demanda.

Existen medidas de protección para los clientes vulnerables, que buscan evitar desconexiones por falta de pago y otorgarles facilidades para el pago de los adeudos.

Las estadísticas publicadas por *Energywatch* indican que más del 50% de los usuarios domésticos ha cambiado de suministrador alguna vez, y que un porcentaje importante de los usuarios (cerca de 70%) tiene el mismo proveedor para gas y electricidad.

## 3.2. Brasil

### 3.2.1 CONFIGURACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

El diseño de la regulación de Brasil prevé que la expansión de la generación se desarrolle por la demanda de contratos de los concesionarios distribuidores y de los grandes consumidores. La regulación impone a los distribuidores la obligación de realizar contratos por el 100% de su demanda de energía, con una anticipación de un año para la energía a ser suministrada por centrales ya existentes y de tres a cinco años para la energía a suministrar por centrales a ser construidas. Los consumidores libres también deben contratar el 100% de su demanda.

El estado federal mantiene una participación importante en la generación, a través de la propiedad de las principales empresas de generación hidráulica (el 80% de la generación permanece en manos del Estado).

El Sistema Interligado Nacional (SIN), está constituido por cuatro grandes subsistemas: Sur, Sudeste/Centro-Oeste (el mayor del país), Norte y Nordeste y tiene múltiples propietarios. Las interconexiones entre los subsistemas posibilitan la optimización conjunta de la generación en las diferentes cuencas hidráulicas, aprovechando su diversidad hidrológica. Existen también sistemas aislados del SIN, cuya demanda de energía es alrededor del 3% del total del país.

La reforma regulatoria del año 2004 determinó la creación de tres ambientes de comercialización de energía eléctrica:

- Ambiente de contratación regulada (ACR) en el que las distribuidoras compran por contratos.
- Ambiente de contratación libre (ACL) en el que los generadores, importadores y comercializadores venden a los consumidores libres y exportadores en contratos bilaterales.
- El mercado de corto plazo (en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica, CCEE) en el que son realizadas operaciones de ajuste por los saldos de los contratos, a un precio de liquidación de diferencias (PLD), que constituye un mercado spot de energía.

Los distribuidores deben garantizar el abastecimiento de la totalidad de su demanda a través de contratos en el Ambiente de Contratación Regulada (ACR). Los generadores adjudicatarios de esos contratos son seleccionados por medio de subastas (*leilões*), reguladas y ejecutadas por Aneel, directamente o a través de la CCEE. Los vencedores de la subasta son quienes ofrecen un menor precio por MWh a ser suministrado.

Los Contratos de Comercialización en Ambiente Regulado (CCEAR) son entonces

realizados entre los generadores vencedores y los distribuidores en la proporción de sus necesidades declaradas.

Los contratos firmados con centrales nuevas (subastas A-5, cinco años antes y A-3, tres años antes) tienen duración mínima de 15 años y máxima de 30 años, a partir del inicio del suministro. Los contratos con centrales existentes (subastas A-1) tienen duración mínima de 5 años y máxima de 15 años. Para los suministros con fuentes alternativas la duración es entre 10 y 30 años. Existen subastas de ajuste que tienen un plazo máximo para el inicio de la entrega de cuatro meses y plazo de suministro de hasta dos años.

Los proyectos considerados prioritarios, por su carácter estratégico y su interés público, son incluidos en las subastas A-5 y A-3. Cada proyecto es ejecutado por la empresa que requiera el menor precio de energía para ejecutarlo.

Las concesionarias de transmisión son responsables por el mantenimiento y puesta a disposición de sus instalaciones, las que son operadas por el Operador Nacional del Sistema (ONS). El acceso a la red por cualquier agente es abierto, cumpliendo los procedimientos operativos y de contratación y pagando los costos de transmisión.

El estado federal mantiene una participación importante en este eslabón de la cadena, ya que es propietario de la mayor parte de la red de transporte troncal. La planificación de la expansión del sistema de transmisión es realizada de forma centralizada y determinativa por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Las nuevas obras para la expansión de la Red Básica son licitadas por medio de una subasta de transmisión, mientras que los refuerzos en las concesiones existentes son autorizados por la ANEEL.

La actividad de distribución está orientada al servicio de red y venta de energía a los consumidores con tarifa y condiciones de suministro reguladas por la Aneel (consumidores cautivos). Con el modelo regulatorio vigente, los distribuidores deben participen en el ACR, celebrando contratos de compra de energía a los precios resultantes de las subastas.

Un número importante de las 64 empresas de distribución son de capital privado. No obstante, algunos Estados mantienen la propiedad de empresas de distribución.

Las distribuidoras del Sistema Interligado no pueden participar en otras sociedades de manera directa ni indirecta, ni realizar actividades de generación y transmisión, ni venta a consumidores libres, excepto los que estén localizados en su área de concesión y bajo las mismas condiciones de tarifas y plazos aplicadas a los clientes regulados cautivos. Las concesionarias de generación tampoco pueden ser coaligadas o controladoras de sociedades que desarrollen el servicio público de distribución. Las restricciones no se aplican a las empresas de distribución en el suministro a sistemas aislados o en la atención al mercado propio siempre que tenga tamaño inferior a 500 GWh anuales.

Los costos de compra de energía de los distribuidores en el mercado mayorista (por subastas) son trasladables a las tarifas, bajo la fiscalización de ANEEL. Los distribuidores deben informar la totalidad de sus necesidades de energía con cinco años de anticipación, pudiendo rever la previsión con tres años de anticipación. Se admite el traslado a las tarifas de hasta un 3% de energía contratada por encima de su demanda. Si la sobrecontratación es mayor al 3% no se reconoce el exceso y la subcontratación es objeto de penalidades. Si por el contrario existe un déficit en la contratación de la distribuidora, ésta debe comprar la energía en el mercado de corto plazo y está sujeta a penalidades.

Los agentes comercializadores de energía eléctrica compran energía a través de contratos bilaterales celebrados en el ACL, y pueden venderla a los consumidores libres en el mismo ACL o a los distribuidores en las subastas del ACR.

Los consumidores libres son aquellos que, de acuerdo con los requisitos de la legislación

vigente, pueden elegir a su suministrador de energía eléctrica.

En el ACL los clientes libres acuerdan contratos bilaterales pactados libremente con los generadores, comercializadores e importadores. Los consumidores libres deben ser agentes de la CCEE, pudiendo ser representados a los efectos de la contabilización y liquidación, por otros agentes de esa cámara.

Las condiciones actuales para convertirse en consumidor libre son las siguientes (Se estima que actualmente, el 25% de la demanda corresponde a clientes libres.)

<b>Demanda Mínima</b>	<b>Tensión de suministro</b>	<b>Fecha de conexión del consumidor</b>
3 MW	Cualquier tensión	Posterior a 08/07/1995
3 MW	69 kV	antes de 08/07/1995

Los consumidores con demanda superior a 500 kW pueden comprar energía a la concesionaria de distribución a tarifa regulada o pueden negociar libremente la compra a generadores de fuente incentivada (pequeñas centrales hidráulicas, térmicas a biomasa o eólicas).

En los contratos bilaterales en ambiente libre, el comprador debe constituir garantías financieras para proteger al vendedor.

Una vez que un consumidor libre ha optado por un suministrador distinto de la distribuidora del área en la que se encuentra, si decide volver a comprar su energía a la distribuidora debe formalizar su pedido con anticipación mínima de cinco años.

### 3.2.2 COMERCIALIZACIÓN MINORISTA

Como surge de la estructura del sector descrita, los consumidores con potencia máxima inferior a 3 MW son cautivos del distribuidor, con tarifas reguladas por Aneel. Es decir que en este nivel de consumo no está habilitada la competencia en la comercialización. La determinación de los costos de comercialización reconocidos se realiza en forma conjunta con la de los costos eficientes de operación y mantenimiento de la red de distribución.

Como contrapartida, cabe señalar que el distribuidor está impedido de participar en la comercialización a usuarios libres; solo puede suministrar a aquellos que están en su área de concesión al precio regulado para los consumidores cautivos.

La compra en el mercado mayorista de energía destinada a los consumidores cautivos es también realizada en un ambiente regulador, en procesos llevados a cabo por el regulador.

### 3.3. Chile

La regulación chilena no prevé la existencia de agentes comercializadores que puedan

comprar y vender energía tanto a nivel mayorista como minorista.

La regulación sólo permite las negociaciones entre productores, grandes consumidores y empresas de distribución.

Sólo se permite el uso de las redes locales por las empresas propietarias y en transacciones entre clientes libres y generadores.

Los consumidores se clasifican de la siguiente manera:

- Clientes libres obligatoriamente: aquellos con capacidad instalada superior a los 2 MW.
- Clientes regulados con opción de ser libres: aquéllos con capacidad instalada entre los 500 kW y 2 MW.
- Clientes regulados: aquéllos con capacidad instalada inferior a 500 kW.

#### **4. DISCUSIÓN DE ALTERNATIVAS A LA REGULACIÓN VIGENTE**

##### **4.1. Conclusiones del análisis crítico de la regulación vigente**

El modelo regulatorio aplicado para la comercialización del sector eléctrico en Colombia permite la competencia en la comercialización de usuarios regulados y no regulados. Ello significa que los comercializadores entrantes pueden prestar el servicio de energía eléctrica aún a usuarios con consumos pequeños, en competencia con el comercializador integrado al distribuidor incumbente.

Sin embargo, el precio por el servicio para los consumidores pequeños es regulado, con dos características fundamentales:

- 1) El cargo de comercialización es variable, proporcional a la energía consumida.
- 2) El cargo variable máximo regulado corresponde al promedio de los costos eficientes de comercialización de los usuarios servidos por el comercializador incumbente y no se permite discriminación de precios entre los usuarios de cada comercializador (originalmente participaban para el cálculo del costo unitario promedio tanto usuarios regulados como no regulados, actualmente se calcula el costo unitario promedio para la demanda regulada).

Dado que los costos de comercialización son esencialmente fijos, la aplicación de un cargo variable de comercialización implica la existencia de subsidios cruzados implícitos entre los usuarios en la remuneración de la actividad: los usuarios con consumos grandes subsidian a los usuarios con consumos pequeños.

Como el cargo máximo regulado corresponde al valor medio eficiente y la regulación no permite la discriminación o segmentación de los usuarios, el comercializador incumbente no puede ofrecer a los usuarios de mayores consumos un precio menor (aunque el costo de servirlos resulte sustancialmente inferior), so pena de no cubrir los costos totales de comercialización, dado que debería generalizar ese menor precio a todos sus usuarios.

En cambio, un comercializador entrante que puede seleccionar sus clientes entre aquellos con mayores consumos tendrá costos de comercialización notoriamente inferiores a los resultantes de la aplicación del costo unitario medio eficiente, aunque no sea eficiente en el desarrollo de la actividad.

La evolución ante esta regulación ha sido la previsible, los comercializadores entrantes han captado clientes con consumos sustancialmente mayores al consumo medio de los usuarios

del comercializador incumbente, a los que ofrecen cargos de comercialización inferiores. Esta segmentación se retroalimenta, dado que la exclusión de estos usuarios de la demanda del incumbente implica un aumento del costo unitario de comercialización, dejando margen para que el cambio de comercializador resulte atractivo a nuevos usuarios. Los propios incumbentes han creado comercializadores puros para competir por los usuarios “atractivos” sin las restricciones que las regulaciones les impone. Este proceso, cuya existencia es indiscutible, lleva a la gradual reducción de los subsidios implícitos en el cargo de comercialización variable y es lo que en el Informe 1 se ha denominado “descreme”.

Puede discutirse la magnitud que ha alcanzado el proceso: así, por un lado se argumenta que no ha habido descreme porque los comercializadores puros solo alimentan el 2,9% de la demanda regulada. Aunque el porcentaje no impresiona como muy amenazador, otras evidencias muestran que el fenómeno es real. Por ejemplo, el consumo medio mensual de los usuarios servidos por los comercializadores puros es muy superior al de los servidos por los incumbentes. También, la creación de comercializadores puros vinculados a los incumbentes, que compiten en el mercado regulado.

Otro indicador de la existencia del proceso es la evolución del cargo regulado de comercialización de los incumbentes, que ha presentado una trayectoria continuamente creciente.

Por otra parte, no parece lógico que, para defender el esquema de competencia vigente se argumente que los entrantes tienen solo una parte pequeña del mercado. Es de imaginar que la intención de un esquema de mercado competitivo es que la competencia tenga éxito y que los usuarios, junto con la opción de elegir, tengan acceso a mejores condiciones y precios. Si se argumenta que la migración de usuarios a otros comercializadores debe ser considerada como muy reducida, entonces tampoco habría sido exitosa la implementación de la competencia en el mercado de usuarios regulados, por el efecto de otras barreras al ingreso de comercializadores.

La situación actual no es deseable, ya que mantiene una distorsión regulatoria que habilita una transferencia de recursos sin que la competencia resulte necesariamente en una mejora de eficiencia.

Este diagnóstico ya fue realizado y las bases de una alternativa regulatoria fueron sentadas por la CREG en la Resolución 119 de 2007, sin que la misma haya podido ser implementada por restricciones en los requerimientos de fondos desde el Presupuesto Nacional.

Cualquier propuesta que se realice debe considerar este antecedente, hoy previsiblemente agravado por las disposiciones de la Ley N° 1430 de 2010 que elimina las contribuciones del sector industrial a partir del año 2012.

## 4.2. Los antecedentes en propuestas de soluciones

Los principales objetivos que debe contemplar la propuesta regulatoria para establecer el marco y la remuneración para la actividad de comercialización de energía eléctrica incluyen:

- **Eficiencia económica.**
- **Suficiencia financiera de los agentes eficientes** dado que esta representa la condición de sostenibilidad del sistema.
- **Enmarcar la competencia en condiciones regulatorias neutras**, que no favorezcan a algunos de los agentes en detrimento de otros
- **Promover la universalización del servicio.**

- **Mantener la consistencia con los objetivos de política nacional** (y los recursos disponibles para la protección de los usuarios de menores ingresos).

La obtención de estos objetivos en forma simultánea es un desafío complejo, y especialmente cuando se superpone con principios como la libertad de elección del usuario, la promoción de la competencia y la estabilidad regulatoria.

Los estudios realizados por la consultora Económica en el año 2006 plantean una gama de opciones que incluye:

1. Limitar la competencia a los usuarios con un consumo mínimo predefinido, siendo los restantes clientes cautivos del distribuidor (desventaja mayor: retroceso en la libertad de elección de los consumidores, riesgo de reducción de calidad por falta de competencia)
2. Excluir al distribuidor de la actividad comercial, que quedaría en manos de los comercializadores, definiendo además un prestador de última instancia para prestar el servicio a los usuarios “no atractivos” (desventaja mayor: se requeriría mayor aporte del Estado para cubrir los subsidios necesarios)
3. Establecer un esquema de condicionamiento de entrada de competencia en el mercado a través de licencias o franquicias (principal desventaja: costos administrativos, captura del regulador).
4. Contratos regulatorios y contratos de acceso: En estos contratos puede pactarse, la retribución al establecido por parte del comercializador independiente de un porcentaje de los costos generales del mercado que no son explícitamente asignables a un comercializador. Se pactan en los contratos cláusulas de composición mínima de cobertura a usuarios de baja demanda y mayor costo o, en su defecto, compensaciones económicas de equilibrio de mercado. (principales desventajas: altos costos de transacción, determinación del número de empresas entrantes, facilita barreras a la entrada por parte del incumbente)
5. Imponer obligaciones a la composición del mercado de cada comercializador (principal desventaja: mecanismos para imponer, monitorear y sancionar las reglas de equilibrio en la composición del mercado son complejos y costosos, requiere de un esquema de compensación entre comercializadores)
6. Establecer un cargo de acceso por *Efficiency Component Pricing Rule* (ECPR). Se trata de una fórmula para fijar el cargo de acceso por uso de redes (Dt) que establece un equilibrio entre el establecido (dueño de la red) y los entrantes, en las actividades competitivas (principales desventajas: Si el precio inicial al usuario final estaba sub o sobre remunerado, el cargo de acceso bajo el ECPR perpetúa estas distorsiones. Asimetría en la información del regulador para fijar el cargo, no aceptado por el público en general)
7. Establecer una fórmula regulatoria que incorpore una tasa de compensación de equilibrio de mercado que pueda incorporarse a los cargos que se cobran a los usuarios finales (similar al anterior pero excluye del pago a los consumidores libres).
8. Desregular el cargo de comercialización y el componente de compras de energía eléctrica (principal desventaja: aumentos tarifarios probables a usuarios de bajos ingresos)
9. Establecer la fórmula de comercialización como un componente fijo y un margen adecuado para las compras de energía (es la solución promovida por el Decreto 387 y la resolución 119 de 2007; principal desventaja, aumento del cargo de comercialización para los usuarios de bajos consumos, mayor requerimiento de



fondos fiscales para subsidios)

Aunque teóricamente inobjetables, algunas de las alternativas señaladas parecen difíciles de aplicar en el contexto de la regulación de Colombia, considerando el camino ya transitado. En todos los casos, existe un *trade-off* entre los objetivos regulatorios generales, por lo que la solución que finalmente se elija debe priorizar algunos de ellos en desmedro de otros.

En la medida que la universalización del servicio y la limitación de aportes fiscales para alcanzar ese objetivo han demostrado ser aspectos medulares del problema, las propuestas deberían considerar centralmente estos aspectos.

### **4.3. Las opciones regulatorias básicas**

#### *4.3.1 REGULACIÓN O COMPETENCIA*

Como fue ejemplificado con los casos analizados (Inglaterra, Brasil, Chile), hay dos opciones básicas para el tratamiento regulatorio de la actividad de comercialización minorista o “retail”, con el objetivo común de alcanzar mejores niveles de eficiencia cuyos resultados se trasladen a los usuarios.

Por un lado, la solución teóricamente inobjetable de utilizar la competencia cuando ella es posible para lograr la mejor asignación de los recursos, sin regular la tarifa porque la misma es resultado de la propia competencia y por otro, la que considera que existen imperfecciones relevantes en el mercado que son suficientemente graves para impedir alcanzar el objetivo deseado y que por lo tanto opta por restringir la competencia en el mercado de los pequeños consumidores, sustituyéndola por regulación de la tarifa y otras condiciones de prestación del servicio, de forma de simular, con distintos grados de aproximación, el resultado de un mercado competitivo.

Ambas soluciones tienen defensores prestigiosos (Littlechild en el primer caso, Joskow en el segundo), y experiencias exitosas en su aplicación. Por supuesto, el secreto del éxito está en elegir las herramientas adecuadas al contexto, definido por condicionantes y restricciones que muchas veces exceden ampliamente el ámbito del sector eléctrico, pero que no puede ser ignorado por sus consecuencias en los resultados reales de la aplicación de la regulación elegida. En el caso colombiano, entendemos que este aspecto es determinante.

Como fue analizado en el primer informe, las dos soluciones tienen fundamento en los objetivos regulatorios planteados por el marco legal, y cualquier solución representa un *trade-off* entre esos objetivos. También es cierto que existen soluciones “mixtas”, orientadas a la competencia pero que mantienen una protección tarifaria, al menos durante un período de transición, o que reducen gradualmente el tamaño de los usuarios que ingresan al mercado en disputa.

El riesgo de las soluciones que adoptan herramientas de los dos modelos es que la competencia resulte distorsionada por definiciones regulatorias, que a su vez no son suficientes para proteger adecuadamente a los consumidores finales de los efectos de una competencia insuficiente que no les traslada los beneficios.

#### *4.3.2 PRECIOS QUE REFLEJEN COSTOS O SUBSIDIOS CRUZADOS EN LAS TARIFAS DE COMERCIALIZACIÓN*

En la medida en que se busque un objetivo de eficiencia, las tarifas o precios deberían alinearse con los costos que los usuarios ocasionan.

Ese es justamente uno de los resultados esperados de la competencia. Por lo tanto, en la

medida que se opte por implementar competencia, los subsidios cruzados implícitos en las definiciones tarifarias reguladas serán desmontados, ya sea por la vía regulatoria (aplicación del cargo fijo de comercialización) o gradualmente por la vía de los hechos (segmentación del mercado por cambio de comercializador).

Si lo que se espera es la desaparición gradual de los subsidios cruzados entre usuarios y la alineación de las tarifas con los costos, carece de sentido exigir la aplicación de un cargo variable de comercialización único para cada comercializador. De hecho, esto no evita la segmentación del mercado ya que es posible crear varios comercializadores especializados por nivel de consumo. Lo que sí sucede es que este mecanismo aumenta los costos de transacción y dificulta el control del regulador. De esta forma, se mantienen los subsidios cruzados entre los usuarios del incumbente, en tanto se permite que los mismos desaparezcan para el usuario que cambia de comercializador. La determinación de un componente fijo por factura en el costo regulatorio reconocido para la comercialización resuelve este problema. El levantamiento de la restricción regulatoria de discriminación entre usuarios de características distintas, junto con la fijación de un price cap para el cargo de comercialización asociado a la función de prestador de última instancia también es posible, pero es claro que en este caso el price cap no puede ser el costo eficiente medio de prestar el servicio a todos los usuarios.

Si por el contrario se considera que no es posible cubrir con subsidios explícitos, financiados por el Presupuesto del Estado o por aportes de consumidores del sector eléctrico, el faltante que dejaría la desaparición de los subsidios cruzados en la comercialización de usuarios regulados, entonces parece necesario frenar (y aún revertir) la segmentación por migración en ese mercado.

#### *4.3.3 ALCANCE DE LA COMPETENCIA EN LA COMERCIALIZACIÓN*

La competencia en el segmento regulado se da hoy para los componentes de costo de la energía y costos de comercialización propiamente dichos.

En la medida en que la competencia relacionada con los costos de comercialización está hoy sesgada y permite la obtención de márgenes no vinculados a ganancias de eficiencia, es posible apreciar que en algunos casos se han generado márgenes adicionales en los costos de energía trasladados a los consumidores finales (ya sea por rentas, apropiadas por el propio comercializador cuando éste logra comprar a precios eficientes, o por los generadores), manteniendo un costo total competitivo.

La Resolución CREG 119 de 2007 propone una alineación gradual de los costos de energía reconocidos a los costos de compra en el MOR (mercado centralizado para la compra de energía destinada a la demanda regulada de cualquier comercializador), con un criterio de protección de los usuarios.

En la medida en que esta propuesta sea implementada, la competencia en el mercado regulado se limitará gradualmente a los costos de comercialización propiamente dichos.

Considerando que éstos son una parte menor de la tarifa total, y en la medida que no persistan las distorsiones regulatorias antes señaladas, no es de esperar que la competencia tenga efectos muy relevantes. Sin embargo, es posible que efectivamente se produzcan ganancias de eficiencia, inclusive por prestación simultánea de varios servicios, las que serían trasladadas a los usuarios.

Si se implementa la compra y traslado de precios del MOR y persisten las distorsiones regulatorias vigentes en los costos reconocidos de comercialización, éstas afectarán al único componente de competencia entre los comercializadores.

#### 4.4. Opciones para eliminar las distorsiones del modelo vigente

Los casos analizados de la experiencia internacional muestran dos soluciones extremas de signo contrario para la regulación de la comercialización minorista.

En el caso del Reino Unido, el esquema regulatorio se apoya en la competencia como herramienta para alcanzar eficiencia y reducción de los precios a los consumidores finales. El ejemplo de Brasil muestra la opción opuesta, el mercado minorista es cautivo del distribuidor y las tarifas correspondientes son reguladas.

Aunque en los dos casos el regulador ha tenido en cuenta el impacto de la solución en los usuarios vulnerables, el contexto social en el que las soluciones regulatorias son aplicadas es definitorio en la solución elegida.

En el caso del sector eléctrico colombiano, hay situaciones de partida que deben ser considerados en el diseño de la solución propuesta

Existe una definición legal en el sentido de acotar el aumento de las tarifas de los usuarios de los estratos 1 y 2, e incluso de aumentar el porcentaje de subsidios de estos estratos. Por lo tanto, se requiere subsidiar las tarifas que resultarían de los costos asociados a prestar el servicio a esos usuarios, subsidios que solo pueden ser aportados por otros usuarios (subsidios cruzados implícitos o contribuciones) o por fondos estatales.

De acuerdo con el Decreto 3414 del 2009, existe una limitación en el marco de la política nacional a los fondos que pueden requerirse del Presupuesto Nacional para cubrir los subsidios. Paralelamente se ha determinado que el sector industrial no aportará contribuciones a partir del año 2012.

Una solución que aumente el subsidio cruzado implícito (vía tarifa) a ser aportado por otros usuarios, al mismo tiempo que les da a éstos la libertad para eludirlo simplemente cambiando de comercializador no parece sustentable y solo aumentará el requerimiento de fondos estatales para mantener el nivel de las facturas de los estratos subsidiados. Esto es lo que sucederá de seguir aplicando el cargo variable medio de comercialización, aunque con una evolución más lenta que con la implantación del cargo fijo de comercialización.

De todas formas, analizaremos muy brevemente las opciones regulatorias disponibles si no hay restricciones en los fondos adicionales que se requieren del Presupuesto Nacional.

##### 4.4.1 OPCIONES SIN RESTRICCIONES EN LOS RECURSOS REQUERIDOS DEL PRESUPUESTO NACIONAL

En este caso, es posible mantener la competencia en la comercialización en el segmento regulado, eliminando las distorsiones que la afectan, ya sea por aplicación de la Resolución CREG 119 de 2007 o con un modelo más liberal, similar al de Inglaterra, que solo fije un price cap para protección de los usuarios en la etapa de transición a la competencia plena. Ese price cap normalmente es superior al que el regulador estima eficiente.

En el primer caso, la competencia se restringe a un componente menor de la tarifa y el ámbito para diferenciación de precios es limitado. De acuerdo con la experiencia reciente de Colombia durante el período de escasez de aportes hidrológicos, la propuesta de la Resolución 119 parece más adaptada al contexto.

##### 4.4.2 OPCIONES CON RESTRICCIONES EN LOS RECURSOS REQUERIDOS DEL PRESUPUESTO NACIONAL

Desde el punto de vista regulatorio, si se desea mantener un esquema competitivo en la comercialización de usuarios regulados es deseable asignar el costo a ser trasladado a

tarifa de forma de representar los costos reales eficientes de servir a cada usuario, y asignar las diferencias o subsidios requeridos de forma de provocar las mínimas distorsiones a la competencia, especialmente si ésta es la herramienta elegida para alcanzar eficiencia.

En el caso de la comercialización, es claro que los costos de servir a los usuarios son en buena medida independientes del consumo, y por lo tanto, la componente de costos fija debería representarse con un cargo de comercialización fijo por factura. Si se adopta esta alternativa, queda definir cómo se cubre la diferencia de subsidios necesaria para mantener el nivel tarifario de los estratos más bajos dentro de los niveles admisibles.

Como se señaló, las fuentes posibles son los fondos fiscales y los aportes de otros usuarios. Entendiendo que existe una limitación en lo que es posible requerir de los primeros, la solución a proponer debe definir cómo asignar los aportes adicionales requeridos a los segundos.

En primer lugar debería definirse el universo de aportantes. En segunda instancia, es necesario definir el criterio de asignación y la forma regulatoria de ese aporte.

La opción más sencilla es adicionar un término a los cargos por servicios de red (transmisión y/o distribución), que tienen carácter monopólico, de forma de no distorsionar la competencia en las etapas en las que la misma resulta posible. La elección de una u otra alternativa define el universo de aportantes alcanzado, que en un caso serían todos los usuarios de la red de transmisión y en el otro solo quienes además utilizan la red de distribución.

El producido de ese término adicional (financiación de prestación de servicio de última instancia) sería recaudado por los comercializadores y administrado como las demás contribuciones destinadas a subsidios.

El monto total a recaudar debe ser el que cubra la diferencia total entre la factura con cargo fijo de comercialización que representa los costos reales eficientes y la que resulta “aceptable” para las tarifas de los estratos subsidiados.

Entendemos que la creación de esta contribución requeriría de una Ley.

De no considerarse posible la obtención de aportes para implementar una solución competitiva sin distorsiones, es necesario evaluar si esas distorsiones son graves y ameritan adoptar medidas en cualquier caso.

De ser éste el resultado de la evaluación, las soluciones deben orientarse a restringir la competencia en el segmento regulado. Ello puede realizarse por la vía de la limitación regulatoria, como en el resto de los mercados latinoamericanos, o estableciendo un cargo de comercialización regulado de aplicación obligatoria a todos los usuarios regulados (no price cap). En este caso la competencia en el segmento regulado no permitiría diferenciar precios, y se limitaría a diferencias en la atención comercial o a la prestación simultánea de otros servicios.

## **5. IMPACTO DE LA ELIMINACIÓN DE CONTRIBUCIONES DE LA INDUSTRIA**

Como puede deducirse del diagnóstico y propuestas realizadas, la eliminación de las contribuciones de la industria seguramente incidirá en la viabilidad de implementación de una solución que requiera mayores recursos del Presupuesto Nacional.

Por un lado, es de esperar que una solución de este tipo sea cada vez más resistida. Pero, por otro lado, entendemos que la eliminación de las contribuciones de la industria (54% del total) implica un impacto mucho mayor que el que puede afectar a la actividad de

comercialización.

Dado el impacto en los requerimientos de fondos desde el Presupuesto Nacional al sector eléctrico, es probable que sea necesario revisar a fondo el esquema de contribuciones y recursos. Y por lo tanto, junto con la amenaza que representa, es posible que en esta revisión surja una oportunidad para eliminar las distorsiones de la regulación vigente en la comercialización de usuarios regulados.

## **6. REFERENCIAS**

Económica Consultores. Estudio económico sobre la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica. Informe Final. 2006

Ana María Ferreira. Comercialización Minorista de Energía Eléctrica. Informe Final. Setiembre 29 de 2006.

CIER- Regulación del Sector Eléctrico.