



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**DEFINICIÓN DE LA FÓRMULA TARIFARIA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL PRÓXIMO
PERIODO TARIFARIO**

DOCUMENTO CREG- 043
21 DE JUNIO DE 2007

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

DEFINICIÓN DE LA FÓRMULA TARIFARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL PRÓXIMO PERIODO TARIFARIO

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	51
2. CRITERIOS Y OBJETIVOS GENERALES.....	52
3. FUNDAMENTOS LEGALES PARA LA FÓRMULA TARIFARIA	53
4. PROPUESTA FÓRMULA TARIFARIA DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DE SERVICIO	54
4.1 COMPONENTE G_M : COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA (\$/KWH).....	56
4.1.1 ANTECEDENTES.....	56
4.1.2 <i>Comentarios de los Agentes</i>	56
4.1.3 <i>Análisis</i>	57
4.1.4 <i>Transición al Mercado Organizado Regulado</i>	58
4.1.5 <i>Propuesta para el traslado de costos de compra de energía</i>	63
4.2 COMPONENTE R_M : COSTO DE RESTRICCIONES Y SERVICIOS ASOCIADOS	69
4.2.1 <i>Resolución CREG 019 de 2005</i>	69
4.2.2 <i>Comentarios de los agentes al componente R.</i>	69
4.2.3 <i>Análisis de los comentarios</i>	70
4.2.4 <i>Propuesta</i>	71
4.3 COMPONENTE T_M : COSTO PROMEDIO POR USO DEL STN.....	73
4.3.1 <i>Resolución CREG 019 de 2005</i>	73
4.3.2 <i>Comentarios</i>	74
4.3.3 <i>Propuesta</i>	74
4.4 COMPONENTE $D_{N,M}$: COSTO DE DISTRIBUCIÓN	75
4.4.1 <i>Resolución CREG 019 de 2005</i>	75
4.4.2 <i>Comentarios</i>	75
4.4.3 <i>Propuesta Componente de Distribución</i>	76
4.5 COMPONENTE $O_{M,T}$: COSTOS ADICIONALES DEL MERCADO MAYORISTA.	76
4.5.1 <i>Resolución CREG 019 de 2005</i>	76
4.5.2 <i>Comentarios</i>	76
4.5.2 <i>Propuesta</i>	76
4.6 COMPONENTE $C_{M,T}$: COSTO DE COMERCIALIZACIÓN.....	77
4.6.1 <i>Propuesta</i>	77
4.7 REMUNERACIÓN DE PÉRDIDAS EFICIENTES Y OTROS COSTOS	80
5. ASUNTOS COMPLEMENTARIOS	86
5.1 COSTO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO DEL MES DE CÁLCULO C_{mc}	86
5.2 FUENTES DE INFORMACIÓN	87
5.3 ACTUALIZACIÓN DE LOS COSTOS Y LAS TARIFAS.....	88

6. ANEXOS.....	89
6.1 ANEXO 1.	89
COMENTARIOS RECIBIDOS AL DOCUMENTO CREG 065 DE 2006.	89

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento desarrolla la fórmula tarifaria que permitirá a los comercializadores establecer el Costo Unitario de Prestación del Servicio del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados, en el marco del régimen de Libertad Regulada.

Es de indicar que esta nueva fórmula cumple tanto con lo dispuesto en las Leyes 142 y 143 de 1994, como con los decretos del Ministerio de Minas y Energía 3734 de 2003, 3735 de 2003 y 387 de 2007, mediante los cuales se fijan las políticas y directrices que buscan fomentar la universalización del servicio así como la igualdad en la capacidad de competir de los distintos agentes que participan en la actividad de comercialización. Las disposiciones mencionadas incluyen, entre otros aspectos, la socialización de las pérdidas de energía, el reconocimiento de planes de reducción de pérdidas no técnicas, el establecimiento de cargos fijos a los usuarios finales y el traslado a los usuarios finales de las compras de energía realizadas por el comercializador mediante mecanismos de mercado.

Con la expedición de la Resolución CREG-019 de 2005¹, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, sometió a consulta un proyecto de resolución para la adopción de la fórmula tarifaria general que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN), calcular los costos de prestación del servicio y determinar las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados. Asimismo, con el propósito de garantizar la divulgación y participación en su análisis, la Comisión realizó audiencias públicas en las ciudades de Bogotá, Cali, Medellín, Bucaramanga, Barranquilla y Cartagena.

Durante el período de consulta, empresas del sector, los gremios, el Comité Asesor de Comercialización, y los usuarios presentaron a la Comisión comentarios a la Resolución CREG 019 de 2002, los cuales junto con análisis realizados internamente hacen recomendable ajustar la propuesta regulatoria mencionada.

En el proceso de análisis de las observaciones, la Comisión publicó en primera instancia el Documento CREG 065 de 2006, el cual contiene los estudios internos realizados en relación con el componente de Generación, formulando un mecanismo para la compra de energía mediante contratos. Bajo este marco, se adelanta un estudio para el diseño del producto y de la subasta que permita implementar un mercado de contratos donde se forme un precio eficiente para el usuario regulado. A la fecha, se cuenta con una propuesta de

¹ Publicada en el Diario Oficial No.45.892 del 27 de abril de 2005

producto y diseño de la subasta², el cual conllevó a modificar la propuesta de traslado de estos costos en los términos que se encuentran definidos en el presente documento.

En relación con los otros componentes, mediante Resoluciones CREG 007 de 2005 y CREG 111 de 2006, la Comisión ha propuesto las bases para la remuneración de las actividades de transmisión y distribución respectivamente.

Para la actividad de comercialización, la Comisión contempla publicar la propuesta regulatoria para la determinación del nivel y la estructura de los cargos comercialización.

El documento se encuentra estructurado de la siguiente forma: en los numerales 2 y 3 se exponen tanto los criterios generales que contiene la fórmula, así como, los fundamentos legales que soportan su expedición; en el numeral 4, se presenta la propuesta de fórmula tarifario, haciendo un recorrido por cada componente, donde se presentan los comentarios realizados por la industria y terceros interesados así como la respuesta de la CREG a éstos, los estudios internos y las modificaciones a la propuesta contenida en la Resolución CREG-019 de 2005.

La propuesta de fórmula tarifaria general que se presenta en este documento y en su resolución anexa esta enmarcada en el modelo de comercialización minorista que se propone en el Documento CREG-044 de 2007.

2. CRITERIOS Y OBJETIVOS GENERALES

Con la fórmula tarifaria general, la CREG busca los siguientes objetivos:

- Reconocer la totalidad del costo de las compras eficientes de energía que resulten del mercado organizado de contratos que ha propuesto desarrollar la Comisión.
- Garantizar la suficiencia financiera de los comercializadores, permitiendo la recuperación de los costos en que incurren para la prestación del servicio, en condiciones de eficiencia económica y recuperación oportuna de los costos sobre los cuales no se tiene gestión.
- Reflejar en la tarifa el costo de tener disponible el servicio de comercialización de electricidad, a través de un cargo fijo.

² Ver circular CREG 025 de 2007

- Garantizar simetría en la asignación de las pérdidas no técnicas entre los comercializadores.
- Reflejar en la tarifa el costo eficiente de pérdidas de energía asociadas a las compras de energía en el Mercado mayorista, los costos de transporte de las pérdidas en el STN y los costos del plan de reducción de pérdidas no técnicas.
- Incorporar una senda de reducción de pérdidas de energía.
- Considerar los necesarios períodos de transición para las componentes de compra de energía, pérdidas de energía y cargos de comercialización.

3. FUNDAMENTOS LEGALES PARA LA FÓRMULA TARIFARIA

La Ley 142 de 1994 en el numeral 88.1 del artículo 88, prevé que, por regla general, las empresas prestadoras de servicios públicos se someterán a *"las fórmulas que defina periódicamente la respectiva comisión para fijar sus tarifas, salvo en los casos excepcionales que se enumeran adelante. (...)*. Asimismo, la Ley 143 de 1994, en su artículo 42 establece que: *"Las ventas de electricidad a usuarios finales regulados serán retribuidas, sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación"*.

De otro lado, la Ley 143 de 1994, en su artículo 11 determina que bajo el régimen tarifario de Libertad Regulada le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas fijar *"los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas de electricidad podrán determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos"*. En esta misma Ley, el artículo 23, asigna a la Comisión la función de aprobar las fórmulas tarifarias y las metodologías para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados

Bajo estos principios generales, mediante los Decretos 3734, 3735 de 2003 y 387 de 2007 el Ministerio de Minas y Energía estableció los lineamientos de política en relación con la actividad de comercialización de electricidad mediante la cual se buscan los siguientes objetivos:

- Asegurar la universalización del servicio: Para lo cual se establecieron esquemas diferenciales de prestación de servicio en Zonas Especiales de Prestación de Servicio previstas por la Ley 812 de 2003, con el objetivo de facilitar a los usuarios de las Zonas Especiales de Prestación del Servicio (ZEPS) acceder a la prestación del servicio de energía eléctrica en forma proporcional a su capacidad o disposición de pago.

- Garantizar simetría en las condiciones de competencia entre los distintos agentes que participan en la actividad de comercialización, para lo cual se dispuso: i) la socialización de las pérdidas de energía de un mercado de comercialización entre los comercializadores que atienden demanda final en ese mercado; ii) el establecimiento de cargos fijos de comercialización a los usuarios finales; y iii) el traslado directo al usuario del costo de compra de energía realizado mediante un mecanismo eficiente de mercado.

Considerando estos lineamientos, la Comisión desarrolló la fórmula tarifaria para el cobro del servicio público de electricidad a usuario regulado como se muestra en el siguiente numeral.

4. PROPUESTA FÓRMULA TARIFARIA DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DE SERVICIO

La fórmula del Costo Unitario de Prestación del Servicio, CU, permite agregar los componentes de costos de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

En la propuesta en consulta, el costo unitario de prestación del servicio está compuesto por 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:

$$CUv_{n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + Cv_m + PR_{n,m} + R_m$$

$$CUf_m = Cf_m$$

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.

$CUv_{n,m}$: Componente variable del costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m .

G_m : Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m determinados conforme el numeral 4.1 del presente documento.

- R_m : Costo por restricciones para el mes m , conforme al numeral 4.2 del presente documento.
- T_m : Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m determinado conforme al numeral 4.3 del presente documento.
- $D_{n,m}$: Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m , determinados conforme al numeral 4.4 del presente documento.
- Cv_m : Margen de Comercialización que incluye los costos variables de la actividad de comercialización correspondiente al mes m , expresado en (\$/kWh) y determinado conforme al numeral 4.6 del presente documento.
- $PR_{n,m}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n , para el mes m , determinado conforme el numeral 4.7 del presente documento.
- CUf_m : Componente fija del costo unitario de prestación del servicio (\$/factura) correspondiente al mes m .
- Cf_m : Costo Base de Comercialización (\$/factura) correspondiente al mes m , conforme al numeral 4.6 del presente documento

4.1 COMPONENTE G_m : COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA (\$/KWH)

4.1.1 ANTECEDENTES

Durante el período de consulta de la Resolución CREG 019 de 2005 se recibieron comentarios por parte de las empresas del sector y usuarios, los cuales han sido analizados por la Comisión y producto de ello, la Comisión ajustó dicha propuesta estableciendo en el Documento CREG 065 de 2006 el mecanismo mediante el cual se busca que el costo de generación que se traslade al usuario final regulado sea producto de una formación eficiente de precios en un mercado organizado.

Para ello se planteó un mecanismo para la compra de energía mediante contratos, compuesto de dos mecanismos complementarios: El Mercado Organizado Regulado – MOR- y las Subastas individuales. Cuyo objetivo era mejorar la eficiencia en la contratación, permitir condiciones equitativas para la participación de los agentes, evitar que los usuarios quedaran expuestos a la volatilidad de los precios de bolsa así como prácticas de competencia desleal o abusos de posición dominante.

Con el mecanismo planteado, el comercializador podría recuperar todos los costos derivados de las compras de energía realizadas en el MOR y en el caso de realizar subastas individuales, considerando que con los productos del MOR (contratos pague lo contratado) no se podían cubrir todos los sectores de la curva de demanda³, se reconocería en la tarifa los precios correspondientes de las compras en este mecanismo de hasta un 25% de la demanda comercial del comercializador.

Ahora, en el caso que un agente decidiera comprar una mayor cantidad en la subasta individual, o ir a la bolsa, las diferencias de precios que se presenten en comparación al MOR quedan bajo su propio riesgo.

4.1.2 Comentarios de los Agentes

En relación con esta propuesta tarifaria se recibieron comentarios (ver detalle Anexo 1) por parte de Codensa, Chivor, Electrocosta, Emgesa, EPSA, ISAGEN, y XM, quienes manifestaron de manera general lo siguiente:

- *Reconocimiento de los costos por exposición a bolsa dado que el MOR no cubre toda la demanda.*

³ Documento CREG 065 de 2006. Ver tabla 11, la optimización arrojó un porcentaje cercano al 25%.

- *La fórmula de traslado de costos hace que se convierta en una obligación tácita para los comercializadores participar en el MOR.*
- *Debe reconocerse los contratos bilaterales que se realicen por fuera del MOR.*
- *No es claro el traslado del precio del MOR por cuanto tiene dos productos (diurno y nocturno); así como cuál es el precio que se traslada a la tarifa del usuario cuando el comercializador compra más del 25% de la demanda en la subasta individual.*
- *Debe aclararse qué medidas en la tarifa al usuario final deben tomarse cuando en algunos meses es posible que los precios de MOR no existan.*

4.1.3 Análisis

Considerando no solo los comentarios presentados anteriormente, sino los que se recibieron en torno al producto y a la subasta propuesta, se contrató un estudio para el diseño del mecanismo de subastas para la compra de energía con destino al mercado regulado que permita implementar un mercado organizado de contratos donde se forme un precio eficiente para el usuario regulado.

En este estudio, se encargó al consultor: i) analizar y validar la propuesta de la CREG y recomendar el mejor esquema para la compra de energía mediante contratos con destino al mercado regulado; ii) conforme a lo anterior, diseñar el producto y la subasta, de tal manera que se asegure la concurrencia y la eficiencia en la formación del precio; iii) diseñar la transición para pasar del esquema actual al deseado.

A la fecha, ya existe una propuesta de producto y diseño de la subasta, publicado en las circulares 025 y 034 de 2007, que conllevó a modificar la recomendación de traslado del costo de generación al usuario final del Documento CREG 065 de 2006 como se verá en párrafos siguientes.

De forma resumida, la propuesta está dirigida a un mecanismo que prevé: i) la participación obligatoria para los comercializadores que representan la demanda regulada y la participación voluntaria para los vendedores; ii) un único producto de tipo financiero (contrato pague lo demandado), con duración de 2 años y cuya unidad de negociación es un porcentaje equivalente al 0.1% de la demanda real de cada hora; iii) una subasta de tipo reloj descendente que se realizará para toda la demanda regulada del país; iv) una frecuencia trimestral para la realización de la subasta, donde cada tres meses se subasta un 1/8 de la demanda agregada de dos años, es decir en cada año se contrata el 50% de la demanda de los dos próximos años, lo cual implica diferentes periodos de planeación y un precio único de cierre en cada subasta; v) un mercado secundario para el ajuste de posiciones de los vendedores.

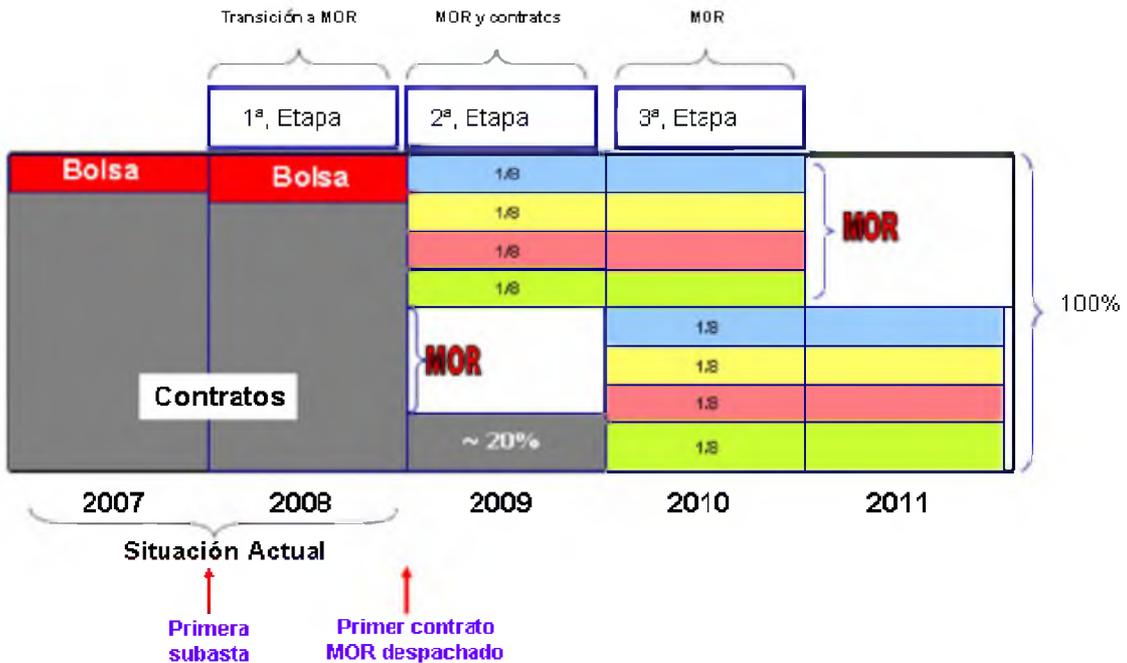
De acuerdo con lo anterior, no es necesario tener el mecanismo complementario de subasta individual por cuanto con un producto más simplificado, se logra cubrir toda la demanda regulada de todos los comercializadores quienes de manera obligatoria deben acudir a este mercado con el fin de proteger a los usuarios y evitar su exposición a bolsa.

En este sentido, una vez el ciento por ciento de la energía con destino al mercado regulado se compre en el MOR, el componente G que se traslade al usuario final corresponderá al promedio ponderado por energía de los 8 precios que resultaron de las subastas respectivas, reconociendo todos los costos asumidos por los comercializadores, eliminando la exposición a bolsa, así como la volatilidad de precios y garantizando a los usuarios regulados un esquema eficiente de compras de energía.

4.1.4 Transición al Mercado Organizado Regulado

La implementación de un mecanismo de transición al MOR es requerida para evitar que los cambios producidos por un tránsito regulatorio afecten la viabilidad financiera de los agentes comercializadores, comprometan el cumplimiento de contratos vigentes o generen cambios fuertes en la tarifa del usuario final. La Gráfica 1 presenta el esquema de transición al mercado organizado de contratos considerando la situación actual de contratación de los agentes y la programación de entrada en funcionamiento del MOR.

Gráfica 1. Esquema de Transición al MOR



Bajo esta perspectiva, la transición está dividida en dos etapas, la primera relacionada con el ajuste del componente G establecido en la Resolución CREG 031 de 1997 en función de los análisis presentados en los Documentos CREG 020 de 2005 y CREG 065 de 2006, el cual entrará a aplicar el 1° de enero de 2008 y permanecerá vigente hasta cuando se empiecen a despachar los contratos de energía comprados a través de la primera subasta de MOR.

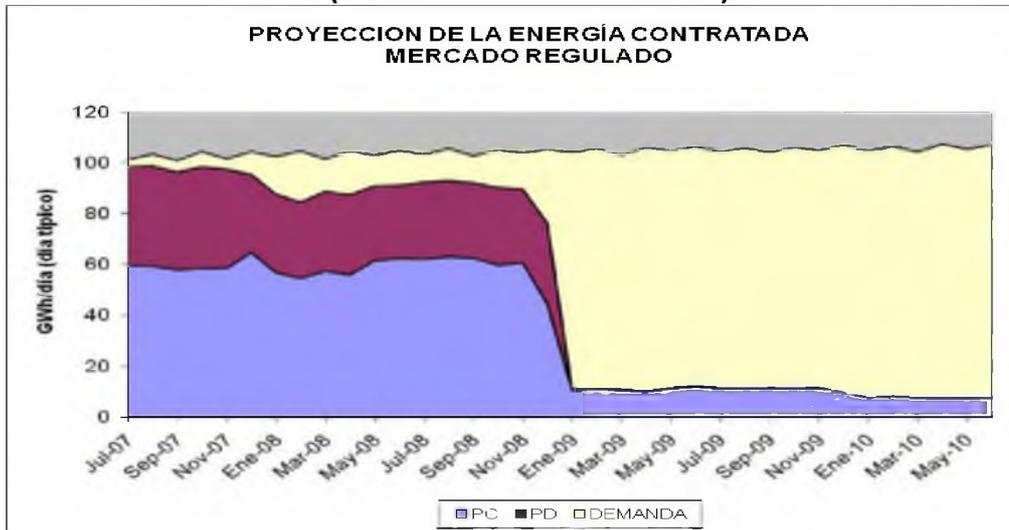
La segunda parte de la transición tiene que ver con el proceso de ajuste entre los contratos que se encuentren vigentes y que obedezcan al proceso de convocatoria pública establecido en la Resolución CREG 020 de 1996 y los que se deriven del MOR.

4.1.4.1 Primera Etapa del Esquema de Transición

- Análisis de la permanencia de los Promedios Móviles

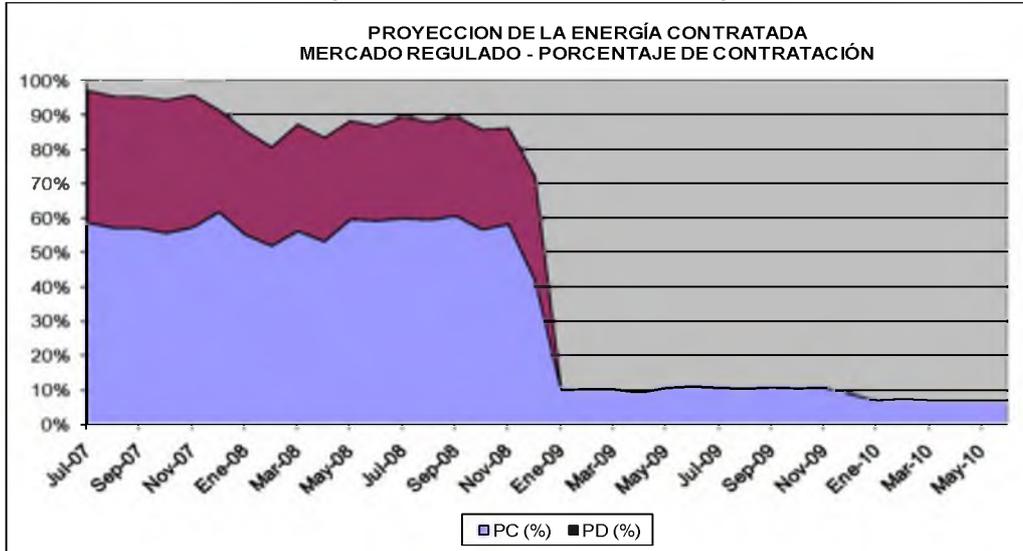
Analizando los contratos firmados y registrados por los comercializadores a diciembre de 2006, se encontró que hasta diciembre de 2008 la demanda se encontraba mayoritariamente cubierta mediante contratos y a partir de enero de 2009 y hasta junio de 2010, aproximadamente el 9% de la demanda se encontraba contratada, como se muestra en las gráficas 2 y 3.

Gráfica 2. Demanda Regulada Contratada (Julio 2007 – Abril de 2010)



PC: Pague lo contratado; PD: Pague lo demandado

**Gráfica 3. Demanda Regulada Contratada
(Julio 2007 – Abril de 2010)**



De otra parte, en el Documento CREG 065 de 2006 se mostró que la volatilidad histórica de los precios promedios de los contratos con destino al mercado regulado presenta una tendencia más estable comparada con los precios de bolsa⁴.

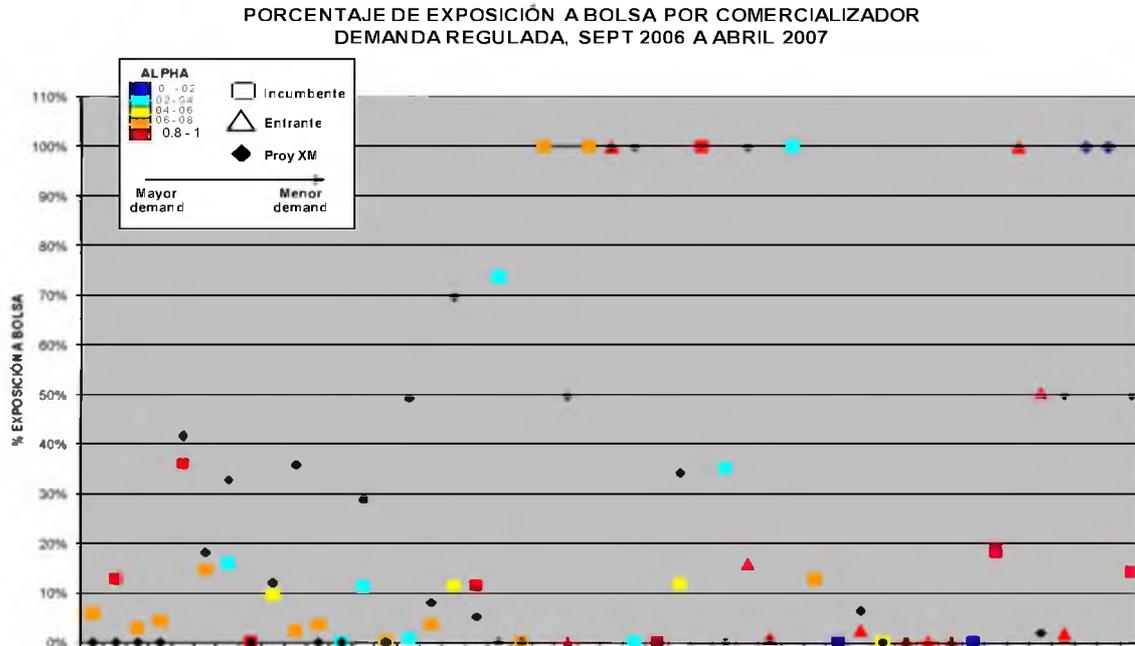
Al analizar el precio de los contratos por agente, se encontró que para el periodo comprendido entre enero de 2006 – abril de 2007, la volatilidad mensual máxima es cercana al 5%. como se evidencia en la gráfica 4. Dados estos resultados, en la medida que los comercializadores estén contratados no se considera necesario aplicar el mecanismo de promedio móvil para atenuar la volatilidad del costo de la energía.

No obstante, dado que no todos los comercializadores están contratados al 100% de su demanda, el mecanismo complementario para cubrir su demanda es la Bolsa de Energía. En este evento, no sería adecuado trasladar a los usuarios de manera directa los precios de bolsa por cuanto la volatilidad en los mismos es muy alta⁵, lo que implicaría que la tarifa podría estar sujeta a fuertes cambios con efectos negativos sobre los usuarios y la gestión comercial de las empresas.

4 Documento CREG 065 de 2006, ver tabla 1.

5 Sobre este asunto, el Documento CREG 065 de 2006 mostró las volatilidades en los precios de bolsa mensuales comparados con los precios mensuales de los contratos.

Gráfica 5. Exposición a Bolsa



- **Análisis de la permanencia del factor Alfa y del esquema de Benchmarking**

En el documento CREG 065 de 2006 se indicó que la metodología para la determinación del Alfa, cuyo objetivo es estimular al comercializador a reducir sus costos de compra de energía, implica un factor diferente y variable en función de su cargo de comercialización y los precios de compras propias de energía del año anterior.

De otra parte, se ha evidenciado que algunos agentes han mostrado los siguientes comportamientos⁶: i) preferencias marcadas de compra-venta entre empresas de un mismo grupo empresarial; ii) tendencia de las empresas integradas con generación a trasladar el costo de compras propias, (alfa cercano a uno), y en algunos casos éste costo ha sido superior que el ofrecido al resto del mercado⁷; iii) compra-venta con precios más altos de la energía para el mercado regulado en comparación con el mercado competitivo (no regulado); iv) clara discriminación de precios de venta entre usuarios

6 Documento CREG 065 de 2006. Ver Capítulo 4 Situación Actual. Igualmente se puede consultar el Informe de Seguimiento al Mercado Mayorista preparado por el CSMEM, Informe sexto, octubre de 2006.

7 Op cit., ver gráficas 28 – 32.

regulados; y v) baja concurrencia en algunas convocatorias públicas, especialmente las de abastecimiento para usuarios regulados.

De lo anterior se colige que bajo las condiciones actuales del mercado, se considera prudente mantener la metodología de regulación por comparación hasta cuando entre en funcionamiento el MOR, momento en el cual tanto el alfa como el benchmarking se eliminarían; En consecuencia, en el entretanto se propone mantener los valores de alfa del último año.

En el caso de la bolsa, los precios en cada hora del día obedecen a un mercado competitivo que no requeriría de comparación con otro precio, por lo tanto dichas operaciones no estarían sujetas al mecanismo de regulación por comparación, es decir, se eliminaría el alfa para estas transacciones.

- **Eliminación del factor Beta (β)**

En relación con este factor, es de recordar que este fue definido para dar una mayor ponderación al último precio mensual de compra frente a los demás valores incluidos en el promedio móvil. No obstante, como se estableció en la Resolución CREG 047 de 2002 dicho factor ha resultado inoperante, pudiendo entonces eliminarse sin que esto implique sacrificar los objetivos establecidos por el regulador en la fórmula tarifaria.

4.1.4.2 Segunda Etapa del Esquema de Transición

La segunda parte de la transición inicia una vez se realice el primer despacho de la energía comprada en el MOR y finaliza cuando toda la energía con destino al mercado regulado se esté transando en este mecanismo. En esta etapa coexistirán con el MOR los contratos derivados de convocatorias públicas, siendo prudente mantener la aplicación del benchmarking como criterio de eficiencia, por las razones ya expuestas en el numeral anterior.

4.1.5 Propuesta para el traslado de costos de compra de energía

Con base en los análisis anteriores, la propuesta de traslado de compras de energía al usuario final regulado, seguiría las siguientes etapas:

4.1.5.1 Primera Etapa de Transición

Esta etapa inicia el 1 de enero de 2008, donde el G será trasladado de la siguiente manera:

- **PROMEDIOS MÓVILES**

- En el caso de los contratos bilaterales, se eliminará el promedio móvil de 12 meses. No obstante, aquellos contratos que se encuentren indexados al precio de bolsa, serán trasladados con un promedio móvil de 12 meses.
- En el caso de las compras en bolsa, con el fin de atenuar las variaciones del costo real de la energía, se trasladará el promedio móvil de los precios de la energía comprada en Bolsa por el Agente en las 8760 horas anteriores a la hora de inicio del mes de cálculo. En caso de comercializadores cuyas compras en Bolsa no sean continuas durante las 8760 horas anteriores a la hora de inicio del mes m, se trasladará el promedio móvil de 12 meses anteriores al mes de cálculo, los precios promedios mensuales de la Bolsa de Energía publicados por el ASIC.

- **ALFA Y BENCHMARKING**

Considerando las razones expuestas en este documento, la fórmula propuesta incluye lo siguiente:

- Eliminar el benchmarking para las compras en bolsa.
- Para las compras propias realizadas en contratos se aplicará un benchmarking así:
 - Valor fijo de Alfa, correspondiente al valor de alfa aplicado por el comercializador a enero de 2007.
 - Costo promedio del Mercado equivalente al precio ponderado por energía de todas las transacciones realizadas en el Mercado Mayorista mediante contratos con destino a los usuarios regulados. (Mc).

- **BETA**

El factor β se eliminará a partir de la entrada en vigencia de la resolución de fórmula tarifaria.

• **FÓRMULA**

$$G_m = Qc * (\alpha * Pc + (1 - \alpha) * Mc) + (1 - Qc) * Pb$$

Donde:

m : Mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.

Qc : Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista atendida con contratos bilaterales en el mes $m-1$, con destino a usuarios regulados.

Pc : Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista mediante contratos con destino al mercado regulado, despachados en el mes $m-1$.

Mc : Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos despachados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes $m-1$ con destino a usuarios regulados.

α : Valor de α para el mes de enero de 2007, calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997.

Pb : Promedio móvil de los precios de la energía comprada en Bolsa por el Agente en las 8760 horas anteriores a la hora de inicio del mes m , expresado en \$/kWh, como lo muestra la siguiente fórmula:

$$Pb = \frac{\sum_{h=1}^{8760} P_h \times D_h}{\left(\sum_{h=1}^{8760} D_h \right)}$$

Donde,

P_h : Precio de Bolsa en la hora h (\$/kWh)

D_h : Compras en Bolsa del Agente (kWh) en la hora h.

4.1.5.2 Segunda Etapa de Transición

A partir del segundo mes de despacho de la energía transada en el MOR y hasta tanto se atienda la totalidad de la demanda regulada del Comercializador Minorista con contratos del Mercado Organizado Regulado, el costo de la energía a trasladar en la tarifa se regirá por los siguientes criterios:

- **Contratos bilaterales de energía realizados mediante convocatoria pública**

- Seguir aplicando el valor fijo de Alfa de la 1ª etapa de transición y el benchmarking con el precio ponderado por energía de todas las transacciones realizadas en el Mercado mayorista mediante contratos con destino a los usuarios regulados. (Mc).

- **Energía comprada en el MOR**

- Traslado directo del costo ponderado por la energía comprada por el comercializador en el MOR.

- **FÓRMULA**

$$G_m = Qc * (\alpha * Pc + (1 - \alpha) * Mc) + Q_{MOR} * P_{MOR}$$

Donde:

m : Mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.

Qc : Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista atendida con contratos bilaterales para abastecer el mercado regulado en el mes m-1.

Pc : Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista mediante contratos con destino al mercado regulado, despachados en el mes m-1.

- Mc : Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos despachados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes m-1 con destino a usuarios regulados.
- α : Valor de α para el mes de enero de 2007, calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997.
- Q_{MOR} : Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista atendida con compras en el MOR, para abastecer el mercado regulado, en el mes m-1.
- P_{MOR} : Precio promedio ponderado resultante de los precios obtenidos en las diferentes subastas de MOR por la energía adquirida por el Comercializador Minorista en el Mercado Organizado Regulado (\$/kWh), para cubrir su demanda regulada en el mes m-1.

$$P_{MOR} = \frac{\sum_{i=1}^j P_{M_i} \times D_i}{\left(\sum_{i=1}^j D_i \right)}$$

Donde,

- P_{M_i} : Precio de cierre en el MOR en la subasta i (\$/kWh)
- D_i : Cantidad de energía comprada en el MOR por el Agente en la subasta i (kWh)

En caso de que las cantidades adquiridas en las subastas del MOR no cubran la totalidad de la demanda regulada y sea necesario comprar energía en el Mercado Secundario de Contratos o en la Bolsa, los costos incurridos por la compra en estos mercados en el mes anterior al de cálculo (m-1) serán trasladados al usuario en el mes de cálculo (m).

Considerando que para el primer mes de despacho del MOR, la energía efectivamente consumida se conoce en el mes siguiente, para el cálculo del Gm del primer mes de despacho de MOR, se aplicará la fórmula establecida para la primera fase de transición del numeral [4.1.5.1 Primera Etapa de Transición](#).

4.1.5.2 Tercera Etapa: Fórmula Definitiva.

Inicia cuando el comercializador compre el cien por ciento de la energía requerida con destino al mercado regulado en el MOR. El componente G que se traslada al usuario final permitirá la recuperación de los costos por concepto de compras de energía por parte del comercializador en un mercado que forma eficientemente el precio. El costo máximo de compra a trasladar al usuario final será:

$$G_m = P_{MOR}$$

P_{MOR} : Precio promedio ponderado resultante de los precios obtenidos en las diferentes subastas del MOR por la energía adquirida por el Comercializador Minorista en el Mercado Organizado Regulado (\$/kWh), para cubrir su demanda regulada en el mes m.

$$P_{MOR} = \frac{\sum_{i=1}^j P_{M_i} \times D_i}{\left(\sum_{i=1}^j D_i \right)}$$

P_{M_i} : Precio de cierre en el MOR en la subasta i (\$/kWh)

D_i : Cantidad de energía comprada en el MOR por el Agente en la subasta i (kWh)

4.1.5.3 Nuevos Comercializadores.

El Costo máximo de compra de energía a aplicar en el primer mes de operación por los comercializadores nuevos en mercados existentes o en nuevos mercados que entren en la primera fase de transición, será igual al valor M_c .

A partir del segundo mes, los costos de compra de energía a trasladar, el comercializador aplicará la fórmula del numeral [4.1.5.1 Primera Etapa de Transición](#), con un valor fijo de alfa de 0.75.

Una vez entre a operar el MOR, el Costo máximo de compra de energía a aplicar a partir del primer mes de operación por los comercializadores nuevos en mercados existentes o en nuevos mercados, será igual al valor P_{MOR} .

4.2 COMPONENTE RM: COSTO DE RESTRICCIONES Y SERVICIOS ASOCIADOS

4.2.1 Resolución CREG 019 de 2005

Se propuso variabilizar el costo de restricciones por la demanda del comercializador⁸, de la siguiente manera:

$$\bar{R}_{i,m} = \frac{1}{3} \sum_{j=1}^3 \left(\frac{CRS_{i,(m-1)-j} IPP_{m-1}}{DC_{i,(m-1)-j} IPP_{(m-1)-j}} \right)$$

donde:

$\bar{R}_{i,m}$: Promedio móvil del Costo de Restricciones y Servicios Complementarios en \$/kWh del comercializador i , en el mes m .

$CRS_{i,(m-1)-j}$: Costo Restricciones (efectivamente liquidadas sin incluir sobrecostos por desviaciones imputables al comercializador) y Servicios Complementarios asignados al comercializador i , del mes $(m-1)-j$.

$DC_{i,(m-1)-j}$: Valor de la demanda del comercializador i , del mes $(m-1)-j$.

IPP: Índice de precios del productor

Igualmente se propuso que el cargo que por concepto de restricciones se traslade al usuario final, sea el equivalente a afectar el valor de restricciones ($\bar{R}_{i,m}$) con las pérdidas totales reconocidas, tal como sucede con el componente G, ya que en la práctica, las restricciones se constituyen en un costo de generación de energía.

4.2.2 Comentarios de los agentes al componente R.

En relación con este componente se recibieron comentarios de: Asocodis, CAC, Codensa, Dixel, Huila, Electrocosta y Electricaribe, Electrificadora de Santander, Emcali, y Expertos en Mercados-XM. Los comentarios se pueden agrupar en los siguientes temas generales:

⁸ De acuerdo con la Resolución CREG 082 de 2002 se entiende que la Demanda del comercializador en un Sistema de Transmisión Regional es igual a la Demanda Comercial del mismo en dicho sistema, menos su respectiva participación en las pérdidas del STN.

- **Variabilización del Costo de Restricciones por la demanda del comercializador.**

No se consideró adecuada esta propuesta dado que no permite recuperar en su totalidad los costos de restricciones asignados al comercializador.

- **Incorporación de las Pérdidas en el cálculo del cargo de restricciones y su traslado como passthrough.**

Debido a que el comercializador no tiene gestión directa de las restricciones, se sugirió que su costo se trasladara en forma directa al usuario y no se afectara con el índice de pérdidas. Este cambio implica que se asigne en cada nivel de tensión un costo diferente; en la actualidad el costo es distribuido entre toda la demanda facturada.

En lo que se refiere al alivio por restricciones (por transacciones internacionales -TIES-) y los activos de la línea Guatapé - San Carlos-Ancón, la Comisión debe especificar que estos no deben afectarse por el factor de pérdidas reconocido.

- **Desviaciones.**

Se solicitó aclarar el término “desviaciones imputables al comercializador” y si este puede entenderse como el valor recibido por parte de los comercializadores en caso de desviaciones de los generadores, en cuyo caso, debe hacerse explícito por parte del CREG, cómo se tendría en cuenta dicho efecto en el cálculo del componente R en el CU.

- **Servicios Complementarios.**

Aclarar en la regulación cuáles son los servicios complementarios que estarían a cargo del comercializador.

4.2.3 Análisis de los comentarios

Considerando que según lo dispuesto en el Decreto 388 de 2007, la gestión de pérdidas será remunerada al Operador de Red (OR), no se estima necesario introducir una señal adicional a la ya existente en la fórmula tarifaria (componente G), para incentivar la disminución de las pérdidas de energía en un mercado de comercialización.

En relación con los conceptos a ser remunerados como costos no gestionables por el comercializador y que serán incluidos dentro del componente de restricciones son los siguientes:

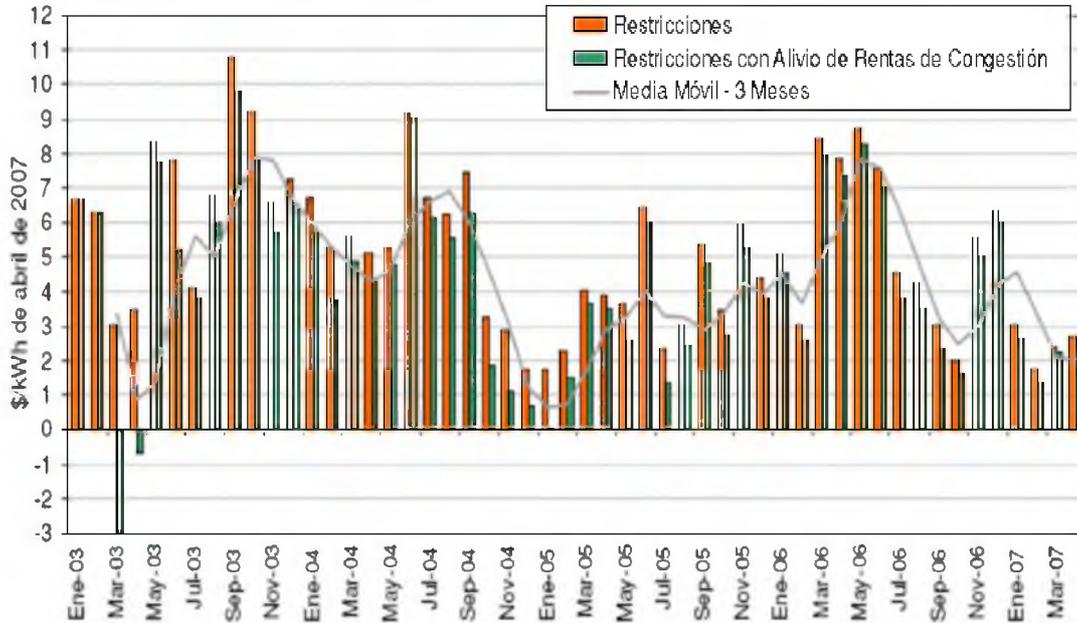
- Los valores asignados al comercializador, conforme a la Resolución CREG 014 de 2004, o aquellas que la modifiquen, complementen ó sustituyan.
- Los valores asignados al comercializador por menor valor de restricciones por efecto de las rentas de congestión provenientes de la aplicación de las TIE. El comercializador deberá disminuir el valor de la variable CRS de acuerdo con el cálculo de las rentas de congestión, conforme a la legislación vigente.
- El valor recibido por parte de los comercializadores en caso de desviaciones de los generadores. El comercializador deberá disminuir el valor de la variable CRS de acuerdo con la asignación que realice el ASIC.
- El valor que pagan los comercializadores en relación con los servicios asociados con generación, para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. Incluye, entre otros, la generación de potencia reactiva, la reserva rodante, regulación primaria y secundaria de frecuencia y la reserva fría. Reglamento de Operación. Resolución CREG 055 de 1994, o aquellas que la modifiquen, complementen ó sustituyan.

4.2.4 Propuesta

Separar el costo de Restricciones del componente Otros y dejarlo explícito dentro de la fórmula tarifaria en la cual:

- Se variabiliza dicho costo por las ventas de los usuarios regulados y no regulados de todos los mercados de comercialización en los que participe, con el fin que pueda recuperar el valor de las restricciones que les son asignadas en proporción a su demanda comercial.
- Eliminar el promedio móvil de 3 meses considerando que el efecto de la volatilidad en este componente en el Costo Unitario de prestación del servicio es bajo, como se puede ver en la gráfica 6.

**Gráfica 6. Comportamiento de las Restricciones
Período Enero 2003- Abril 2007**



- La fórmula propuesta es la siguiente:

$$R_m = \frac{CRS_{m-1}}{V_{m-1}}$$

R_m : Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista en el mes m .

V : Corresponde al valor de las ventas del Comercializador Minorista en el mes $(m-1)$, expresado en kWh con destino a usuarios regulados y no regulados de los mercados de comercialización que atienda.

CRS_{m-1} : Costo total de restricciones expresado en pesos (\$) asignados por el ASIC al Comercializador Minorista en el mes $m-1$, que incluye:

- Como menor valor, las restricciones provenientes de la asignación de las rentas de congestión por la aplicación de las TIE, de acuerdo con la Resolución CREG 014 de 2004 y el Decreto 160 de 2004, o aquellas que la modifiquen, complementen ó sustituyan.

- Como menor valor, el pago recibido por el Comercializador Minorista en caso de desviaciones de los generadores.
- Como mayor valor, el costo por los servicios asociados con generación que asume el Comercializador Minorista, conforme con la regulación vigente o aquellas que la modifiquen, complementen ó sustituyan.
- Como mayor valor, los costos por concepto de remuneración del proyecto línea de 230 kV a doble circuito, de 13.2 km, entre la Subestación Guatapé y la línea San Carlos – Ancón Sur, asignado por el Liquidador y Administrador de Cuentas de los Cargos por Uso del STN, a todos los comercializadores del Sistema Interconectado Nacional, a prorrata de su demanda, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 147 de 2001, o aquellas que la modifiquen, complementen ó sustituyan.
- Todos los valores que aumentan o disminuyan el componente CRS que se traslada al usuario y que se estipulen en resoluciones independientes.

4.2.4.1 Nuevos Comercializadores.

Para toda persona que inicie su actividad como Comercializador Minorista a usuarios finales regulados en el Sistema Interconectado Nacional y Comercializadores Minoristas entrantes que deseen suministrar energía a usuarios finales regulados, durante el primer mes de operación se trasladará como CRS_{m-1} , el valor promedio del costo de restricciones en \$/kWh asignado a los comercializadores minoristas del SIN, publicado por el ASIC del mes inmediatamente anterior a la entrada en operación.

De todas formas, las diferencias producidas con respecto a la liquidación que realice el ASIC en el mes siguiente a la entrada en operación se ajustarán en el cálculo del valor del CRS a publicar del mes siguiente.

4.3 COMPONENTE T_M : COSTO PROMEDIO POR USO DEL STN

4.3.1 Resolución CREG 019 de 2005

En la resolución CREG 019 de 2005, la propuesta del costo promedio por uso del STN a trasladar a los usuarios finales, se trasladaba mediante rezago de un mes y no se consideraban las pérdidas en el STN, tal como está dispuesto en la Resolución CREG 031 de 1997. La fórmula era la siguiente:

$$T_{n,m,t} = \frac{CUT_{m-1,t}}{(1-(IPAD_{n,t} + IPRC_{1,t}))}$$

- $T_{n,m,t}$: Costo Promedio por Uso del STN expresado en \$/kWh, correspondientes al nivel de tensión n , en el mes m del año t
- $CUT_{m-1,t}$: Cargo por Uso del sistema de transmisión nacional liquidado por el LAC a cada Comercializador en el mes $m-1$ del año t , definido de acuerdo con la metodología vigente de remuneración del sistema de transmisión de la Resolución CREG 103 de 2000 o aquella que la modifique o sustituya.
- $IPAD_{n,t}$: Índice de Pérdidas Acumuladas del Sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización para el nivel de tensión n , en el año t .
- $IPRC_{1,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1 , en el año t . Para los otros niveles de tensión este índice tomará el valor de cero.

4.3.2 Comentarios

- Debido a que este cargo refleja los costos causados el mes anterior al que se realiza el cobro, el valor a transferir por parte del comercializador al transportador debería coincidir con el recaudo es decir, ser consecuente con el rezago de un mes planteado en la fórmula. De lo contrario, los agentes comercializadores incurrirían en costos financieros que corresponden al desarrollo de la actividad, más aún tratándose de un parámetro que no es de su gestión, como son los cargos del STN.

4.3.3 Propuesta

La propuesta para trasladar los costos por uso del STN no incluyen dentro del traslado de este componente las pérdidas en el STN, considerando que el cargo por uso del STN aplicable a los comercializadores se obtiene, dividiendo el Ingreso Regulado de Transmisión⁹, entre la demanda total registrada por los

⁹ La Resolución CREG 103 de 2000 que estableció la metodología de cargos por uso del STN, garantiza al transportador un ingreso regulado (IRT) y el "promedio mensual del costo de transmisión que enfrenta el comercializador, de acuerdo con los cargos aprobados para el Sistema de Transmisión Nacional, correspondientes al mes m del año t ".

comercializadores del SIN, en cada una de sus fronteras comerciales, referida a 220 kV. Ello significa, que la energía con la que se estima el cargo resultante no incluye las pérdidas del STN.

En este sentido, se propone que los cargos regulados por Uso del STN que enfrenta el comercializador, sigan siendo trasladados de manera directa al usuario final, de acuerdo con la siguiente fórmula:

T_m : Cargos por uso del STN expresados en (\$/kWh), liquidados por el LAC al Comercializador Minorista para el mes m , de acuerdo con la metodología vigente de remuneración del Sistema de Transmisión Nacional.

4.4 COMPONENTE $D_{N, M}$: COSTO DE DISTRIBUCIÓN

4.4.1 Resolución CREG 019 de 2005

Se propuso que los cargos regulados por Uso del STR y/o SDL que enfrenta el comercializador fueran trasladados de manera directa al usuario final. Se tendría entonces lo siguiente:

$D_{n,m,t}$: Costo de Distribución para el comercializador en la correspondiente Área de Comercialización, expresado en \$/kWh, para el Nivel de Tensión n , en el mes m del año t .

Lo anterior equivale al cargo de distribución, para el nivel de tensión n al cual se encuentra el usuario final, del sistema de distribución respectivo, actualizado al mes $m-1$ del año t , calculado de acuerdo con la metodología vigente o aquella que la adicione, modifique o sustituya. El cargo de distribución a incluir corresponderá al mismo valor que el Operador de Red factura al comercializador.

4.4.2 Comentarios

Precisión: Los agentes solicitaron precisar que el cargo de distribución a incluir no solo corresponde al mismo valor que el OR factura al comercializador. En la actualidad, el OR, quien tiene como ingreso los cargos por STR, no factura éstos al comercializador, sino el LAC. Se sugiere mencionar que el cargo de distribución es el establecido en las resoluciones que establecen los cargos máximos de los STRs para cada empresa, actualizándolos de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 082 de 2002 o aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

4.4.3 Propuesta Componente de Distribución

De acuerdo con las consideraciones incluidas en el numeral anterior, se recomienda mantener el traslado directo de este componente a la tarifa del usuario final, de la siguiente manera:

$D_{n,m}$: Cargo por uso del STR y el SDL, trasladados al Comercializador

Minorista por el LAC y el Operador de Red del sistema de distribución respectivo, correspondiente al mes m , para el nivel de tensión n , en que se encuentre conectado el usuario regulado, de acuerdo con los cargos por uso de STR y SDL del Operador de Red, que se encuentren vigentes.

4.5 COMPONENTE $O_{M,T}$: COSTOS ADICIONALES DEL MERCADO MAYORISTA.

4.5.1 Resolución CREG 019 de 2005

Esta resolución propuso eliminar este componente e incluir las contribuciones, a la CREG y a la SSPD, dentro del componente de comercialización (C).

4.5.2 Comentarios

- **Ingresos de Terceros:** No es adecuado incluir estos costos en el cargo C. Implica que se consideren como ingresos propios del comercializador un valor que es de ingresos de terceros. Se está distorsionando la señal que debe dar el costo de comercialización: ingreso por la actividad de comercialización, no de terceros
- **Actualización:** La Comisión debe considerar que estos costos se actualizan anualmente y por consiguiente estos parámetros deberían actualizarse con esta misma frecuencia, en el caso de incluirlos dentro del cargo base de comercialización.

4.5.2 Propuesta

De la misma manera que estos elementos se incorporan para los demás agentes de la cadena de prestación del servicio público domiciliario de electricidad, como un costo. Las contribuciones, a la CREG y a la SSPD y los pagos al CND y el ASIC son costos en los cuales tiene que incurrir el

comercializador para ejercer su función y como tales serán incluidos en los costos de comercialización.

Por lo anterior y teniendo en cuenta que las restricciones se tratarán como un componente específico en la fórmula, se propone eliminar este componente.

4.6 COMPONENTE $C_{M,T}$: COSTO DE COMERCIALIZACIÓN

4.6.1 Propuesta

El cargo de comercialización en la fórmula tarifaria contendrá como lo establece el Decreto 387 de 2007 un cargo fijo dado por: i) un Costo Base de Comercialización por usuario, C_f , que deberá remunerar los costos fijos eficientes de esta actividad; y ii) un margen de comercialización que refleja los costos variables de la actividad.

Dentro de los costos variables de la actividad, como se mencionó en el numeral anterior, se incorporarán los costos de contribuciones a la CREG y a la SSPD, así como los costos CND-ASIC, que tendrán los siguientes cambios:

- **Las contribuciones a la CREG – SSPD:** A diferencia de la Resolución CREG 031 de 1997, se propone un método de traslado que permita recaudar oportunamente dicho costo. Para ello, mensualmente trasladará una doceava parte del pago anual que se efectúa a la CREG y a la SSPD, por este concepto, una vez se haya realizado dicho pago. Este costo se variabilizará por las ventas totales a usuarios finales, regulados y no regulados del Comercializador Minorista del mes inmediatamente anterior al de cálculo.
- **Los costos de CND-ASIC:** En la Resolución CREG 031 de 1997, éstos estaban afectados con las pérdidas del nivel 1 de tensión. Este criterio se modifica considerando que la gestión de pérdidas ya no recae sobre el comercializador sino sobre el operador de red. Por tanto el costo mensual derivado de los pagos al CND-SIC se trasladará directamente a la tarifa.

Para procurar una implantación gradual de la nueva estructura de cargo fijo y variable, se tiene previsto un periodo de transición que se establecerá en la resolución que se expida con la metodología de cargos de comercialización.

En consecuencia, la expresión que permitirá trasladar los costos de comercialización al usuario final es la siguiente:

$$Cf_m$$

$$Cv_m = C^*_m + \frac{CER_m}{V_{m-1}} + CCD_m + CG_m$$

Donde:

- m : Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.
- Cv : Margen de Comercialización que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kWh).
- Cf : Costo Base de Comercialización (\$/factura), conforme se establezca en la resolución de metodología para la remuneración de la actividad de comercialización.
- C^* : Costos variables de la actividad de comercialización, para el mes m , conforme se establezca en la resolución de metodología para la remuneración de la actividad de comercialización..
- CER : Costo mensual de las Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD) liquidado al Comercializador Minorista, 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 y será incluido en la tarifa a partir de la fecha de dicho pago.
- V : Ventas Totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del Comercializador Minorista expresadas en kWh.
- CCD : Cargos por Centro Nacional de Despacho, ASIC y LAC expresados en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista, de acuerdo con la regulación vigente.
- CG : Costos de Garantías en el Mercado Mayorista expresado en \$/kWh, que se asignen al comercializador conforme la regulación vigente.

Por su parte los costos de CND-SIC en la Resolución CREG 031 de 1997, estaban afectados con las pérdidas del nivel 1 de tensión. Este criterio de traslado se modifica considerando que la gestión de pérdidas ya no recae sobre el comercializador sino sobre el operador de red. Por tanto el costo mensual derivado de los pagos al CND-SIC se trasladará directamente a la tarifa.

4.6.1.1 Transición hacia la aplicación de nuevos cargos de comercialización.

Mientras se expide la resolución definitiva sobre el costo de comercialización, incluyendo, los meses de consulta y ajustes respectivos, se deberá continuar transfiriendo al usuario final el cargo base de comercialización obtenido a partir de la metodología establecida en la Resolución CREG 031 de 1997.

La fórmula transitoria para el componente de comercialización sería la siguiente:

$$Cf_m = 0 \text{ (Cero)}$$

$$Cv_m = C^*_{m,t} + \frac{CER_m}{Vm-1} + CCD_m + CG$$

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 : 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 de la empresa en el año t-1 de los usuarios conectados al sistema de distribución donde es aplicable el cargo. (Total de kWh vendidos a usuarios regulados dividido entre el total de facturas expedidas a usuarios regulados, sin considerar las debidas a errores de facturación).

- $\Delta IPSE$: Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico. Esta variación se asumirá 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: Costos de Garantías en el Mercado Mayorista expresado en \$/kWh, que se asignen al comercializador conforme la regulación vigente. En la transición dichos costos corresponden a los que se ocasionan como consecuencia de la Resolución CREG 036 de 2006, o aquellas que las adicionen, modifiquen o sustituyan.

4.6.1.2 Nuevos Comercializadores

Toda persona que inicie su actividad como Comercializador Minorista en el Sistema Interconectado Nacional o Comercializadores Minoristas entrantes en un Mercado de Comercialización, que suministre energía a usuarios finales regulados aplicará:

- a) Para el primer mes de operación, el valor (\$/kWh) de CCD aplicado a los comercializadores del SIN, del mes inmediatamente anterior a la entrada en operación, publicado por el ASIC. Las diferencias producidas con respecto a la liquidación que realice el ASIC en el mes siguiente a la entrada en operación se ajustarán en el cálculo del valor del CCD a publicar del mes siguiente.
- b) Durante el primer año de operación, los costos correspondientes a las contribuciones tendrán un valor igual a cero (0) para el componente CER .

4.7 REMUNERACIÓN DE PÉRDIDAS EFICIENTES Y OTROS COSTOS

4.7.1 Traslado de las pérdidas eficientes y otros costos al usuario final

Con el fin de hacer un mayor y mejor seguimiento no solo al programa de pérdidas sino al costo de las pérdidas en general, se propone establecer un componente independiente expresado en \$/kWh, el cual incorpora: 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 energía, como se muestra a continuación.

$$PR_{m,n,j} = \left(\frac{G_m * (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_m)}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_m)} + \frac{T_m * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + \frac{CPROG_i}{V_m} \right)$$

Donde:

G_m : Costos de compra de energía (\$/kWh) para el mes m determinados conforme se establece en el numeral 4.1 Componente g_m : Costos de compra de energía (\$/kWh).

$IPRSTN_m$: Fracción de la Demanda Real del Comercializador Minorista que corresponde a las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional asignadas por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) durante el mes $m-1$, conforme a la metodología vigente.

$IPR_{n,m,j}$: Fracción o porcentaje expresado como fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG, para el Mercado de Comercialización j , en el mes m , acumulados hasta el nivel n del Sistema de Distribución respectivo.

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

$CPROG_i$: Costo anual, expresado en pesos, asignado al Comercializador Minorista i , del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas del Operador de Red aprobado por la CREG.

V_m : Ventas Totales facturadas a Usuarios Finales, regulados y no regulados del comercializador, calculadas en los doce meses anteriores al mes $m-3$, expresadas en kWh.

En el caso del programa de reducción de pérdidas no técnicas, los costos de dicho programa deben ser sufragados no solo por parte de los usuarios regulados, sino también por los no regulados, como lo menciona el Decreto. En consecuencia, dicho costo se asigna por el Operador de Red a prorrata de la demanda comercial de los comercializadores minoristas del mercado de comercialización y se traslada en la tarifa variabilizando por las ventas.

De otra parte, para la oportuna gestión del programa, al mes siguiente de su recaudo, el comercializador minorista de un mercado de comercialización girará al Operador de Red correspondiente, la fracción del costo del

programa de reducción de pérdidas no técnicas según la participación de sus ventas a usuarios finales.

De todas maneras, hasta tanto inicie el Programa de Reducción No Técnicas, de Pérdidas, conforme lo establezca la Comisión en regulación independiente:

- i) El término C_{PROG}_i será igual a cero; y
- ii) El factor $IPR_{n,m,j} + IPR_{STN}_m$ corresponderá al establecido en la Resolución CREG-031 de 1997 para cada nivel de tensión.

Posteriormente, una vez inicie el Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas, el factor $IPR_{n,m,j}$ corresponderá al aprobado por la CREG para cada nivel de tensión en desarrollo de Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de Energía que presente el Operador de Red del Mercado de Comercialización correspondiente.

4.7.2 Asignación de Pérdidas entre Comercializadores

En relación con la asignación de pérdidas de energía, es de indicar que el Decreto 387 de 2007 establece que las pérdidas de energía totales de un mercado de comercialización se asignarán a todos los comercializadores minoristas que participan en ese mercado a prorrata de sus ventas.

Por otra parte, la norma mencionada establece que son los Operadores de Red quienes serán los encargados de realizar la gestión de reducción de pérdidas no técnicas en sus redes, para lo cual la Comisión promoverá la realización de planes de reducción de las mismas para llegar a niveles eficientes y su ajuste a través de una trayectoria de niveles de pérdidas (senda) que un Operador de Red deberá seguir en un período determinado para lograr el nivel de pérdidas eficientes, expresado en índices decrecientes en el tiempo, y que establecerá la Comisión conforme se establezca en resolución independiente.

En el caso de que el OR no cumpla con el plan de reducción de pérdidas no técnicas será el Operador de Red quien asuma la energía perdida por encima de la senda.

A la fecha se encuentra abierto un concurso de méritos para contratar un estudio cuyo objetivo es establecer una metodología para identificar los índices de pérdidas de energía eléctrica en cada mercado de

comercialización, establecer los lineamientos generales de elaboración de los planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas de energía de los STR y SDL en cada mercado de Comercialización y los procedimientos e incentivos a utilizar para garantizar su cumplimiento.

Los criterios generales para la asignación de las pérdidas en un mercado de comercialización, son los siguientes:

Asignación Pérdidas Técnicas: Dado que estas pérdidas son identificables por nivel de tensión (ya sea medidas o calculadas mediante modelos teóricos), pudiendo claramente asignar el costo en función de la ubicación de la carga, los comercializadores minoristas de un mercado de comercialización asumirán las pérdidas Técnicas eficientes establecidas por la regulación del nivel donde se encuentre conectada la demanda atendida.

Asignación Pérdidas No Técnicas: La Energía que se pierde en un Mercado de Comercialización por motivos diferentes al transporte y transformación de la energía eléctrica y cuya metodología de cálculo definirá la Comisión en resolución aparte, se distribuirán a prorrata de las ventas de los comercializadores del mercado de comercialización

Los criterios mencionados que se desarrollarán ampliamente en resolución aparte, serán tenidos en cuenta por el ASIC para efectos del cálculo de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista por Mercado de Comercialización.

Como se mencionó anteriormente, el cumplimiento del Decreto 387 de 2007 requiere de un proceso de transición que se plasma en las siguientes fórmulas:

Primera fase de la Asignación de Pérdidas No Técnicas de energía entre comercializadores

Hasta tanto se inicie el Programa de Reducción Pérdidas No Técnicas para el Operador de Red de cada Mercado de Comercialización, las Pérdidas No Técnicas de Energía de dicho mercado, se asignarán entre los comercializadores que efectúan ventas a usuario final en el respectivo Mercado de Comercialización conforme a la siguiente expresión:

$$PRAcom_{i,m} = \frac{PRTmer_m - PRTEmer_m}{\sum_1^r Vcom_{i,m}} * Vcom_{i,m}$$

Donde:

$PRacom_{i,m}$: Pérdidas No Técnicas de Energía asignadas al Comercializador Minorista i del Mercado de Comercialización respectivo en el mes m (kWh).

$PRTmer_m$: Pérdidas Totales de Energía del Mercado de Comercialización respectivo en el mes m (kWh).

$PRTEmer_m$: Pérdidas técnicas eficientes de todos los niveles de tensión del Mercado de Comercialización respectivo en el mes m (kWh).

$Vcom_{i,m}$: Ventas de energía a usuario final (regulado y no regulado) del Comercializador Minorista i del Mercado de Comercialización respectivo en el mes m (kWh).

r : Número total de comercializadores en el Mercado de Comercialización respectivo.

La metodología para la determinación de los valores de $PRTmer_m$, $PRTEmer_m$ y $Vcom_{i,m}$, será definida en resolución independiente.

Segunda fase de la Asignación de Pérdidas No Técnicas de energía entre comercializadores.

A partir del inicio del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas del Operador de Red por parte de la CREG, las Pérdidas No Técnicas de Energía de dicho mercado, se asignarán entre los Comercializadores Minoristas que efectúan ventas a usuario final en el respectivo mercado y el Operador de Red correspondiente. No obstante, en caso que las pérdidas de energía que superen los valores correspondientes a la senda aprobada por la Comisión serán asumidas por el Operador de Red responsable de las mismas, conforme la regulación que se expida para tal efecto. La expresión es la siguiente:

$$PRacom_{i,m} = \frac{PRTmer_m - PRTEmer_m}{\sum_1^r Vcom_{i,m}} * Vcom_{i,m}$$

Donde:

$PRacom_{i,m}$: Pérdidas No Técnicas de Energía asignadas al Comercializador Minorista i del Mercado de Comercialización respectivo en el mes m (kWh).

$PRTmer_m$: Pérdidas totales de energía (técnicas y no técnicas) del Mercado de Comercialización respectivo en el mes m (kWh). Estas pérdidas no superarán los niveles de pérdidas establecidas en la Senda de Reducción de Pérdidas.

$PRTEmer_m$: Pérdidas técnicas eficientes de todos los niveles de tensión del Mercado de Comercialización respectivo en el mes m (kWh).

$Vcom_{i,m}$: Ventas de energía a usuario final (regulado y no regulado) del Comercializador Minorista i del Mercado de Comercialización respectivo en el mes m (kWh).

r : Número total de comercializadores en el Mercado de Comercialización respectivo.

En resumen, lo descrito hasta el momento (incluyendo el numeral 4.7.1) implica el cumplimiento del Decreto en dos etapas, como se representa en la gráfica 7, así:

- Primera etapa: antes de la entrega de los planes de reducción de pérdidas no técnicas.
- Segunda etapa una vez se haya establecido la senda y los niveles de pérdidas eficientes a reconocer en cada mercado de comercialización que permitan iniciar los programas de reducción.

Gráfica 7. Asignación de las pérdidas en un mercado de comercialización y su traslado a la tarifa



En estas dos etapas las pérdidas que se asignen a cada uno de los comercializadores serán consideradas por el ASIC para efectos del cálculo de la demanda comercial del comercializador minorista por mercado de comercialización, donde una parte de ellas será recuperada a través de la tarifa, conforme a la metodología expuesta en el numeral 4.7.1 y otra la asumirán estos agentes.

En todo caso, los valores de las pérdidas técnicas eficientes por nivel de tensión que se utilicen por el ASIC para efectos del cálculo de la demanda comercial del comercializador minorista serán los valores establecidos en la Resolución CREG-082 de 2002 o aquellas que la adicionen, sustituyan o modifiquen.

En cuanto a la metodología de traslado al usuario final, en la primera etapa se aplicarán los índices de pérdidas de la resolución CREG 031 de 1997. Por su parte en la segunda etapa, los comercializadores aplicarán en las tarifas de sus usuarios las Pérdidas Técnicas eficientes reconocidas regulatoriamente para cada Nivel de Tensión para el sistema de distribución que atienda el mercado de comercialización y las Pérdidas No Técnicas eficientes del mercado se distribuirán por ventas entre niveles de tensión, conforme a la metodología que expida la Comisión en resolución independiente.

5. ASUNTOS COMPLEMENTARIOS

5.1 COSTO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO DEL MES DE CÁLCULO C_{mc}

Dada la nueva estructura tarifaria, es necesario modificar la definición de la variable C_{mc} Costo de Prestación del Servicio del mes de cálculo definido en la resolución CREG-001 de 2007 a los consumos de subsistencia de los usuarios de los estratos 1 y 2. Este costo se calculará como sigue:

$$C_{mc} = CuEq$$

$CuEq$: Es el Costo Unitario equivalente de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (\$/kWh), de cero hasta el consumo de subsistencia para el estrato e, del mes m de cálculo.

$$CuEq_{m,e}^{(0-CS)} = \frac{(CUv_{n,m} * cons_{(m-1),e}^{(0-CS)} + CUf_m)}{cons_{(m-1),e}^{(0-CS)}}$$

Donde:

e	Estrato socioeconómico uno (1) ó dos (2)
$cons_{(m-1),e}^{(0-CS)}$	Consumo promedio facturado de cero hasta el consumo de subsistencia para los usuarios de estrato “e” del Mercado de Comercialización en el mes anterior al de cálculo correspondiente al estrato e.

5.2 FUENTES DE INFORMACIÓN

Para efectos de publicación y liquidación de tarifas, los comercializadores utilizarán el valor que suministre el ASIC y el LAC. No obstante, las diferencias producidas por las correcciones solicitadas y aceptadas por el ASIC o el LAC y que no entraron en el cálculo de la información publicada por el comercializador, se incluirán como un valor diferencial en el cálculo del valor a publicar del mes siguiente así:

Variable	Responsable	Publicación
G_m	ASIC	El valor M_c , o el valor de MOR cuando éste inicie, lo publicará a más tardar el quinto día hábil del mes siguiente al consumo, con la información que tenga disponible.
CRS	ASIC	Este valor lo publicará a más tardar el quinto día hábil del mes siguiente al consumo, con la información que tenga disponible.
CCD	ASIC	Este valor lo publicará a más tardar el quinto día hábil del mes siguiente al consumo, con la información que tenga disponible.
T_m	LAC	Este valor lo publicará a más tardar el quinto día hábil del mes siguiente al consumo, con la información que tenga disponible.
$IPRSTN_m$	LAC	Este valor lo publicará a más tardar el quinto día hábil del mes siguiente al consumo, con la información que tenga disponible.

5.3 ACTUALIZACIÓN DE LOS COSTOS Y LAS TARIFAS

Durante el período de vigencia de las fórmulas, los comercializadores podrán actualizar los costos de prestación del servicio, con sujeción a las normas sobre subsidios y contribuciones, conforme se presenta en el Anexo 3 de la resolución en consulta.

Es de recordar que para efectos tarifarios el costo unitario de prestación del servicio (CU), debe actualizarse cada vez que éste acumule una variación de por lo menos el tres por ciento (3%) en alguno de los índices de precios que considera la fórmula, conforme a lo dispuesto en el artículo 125 de la ley 142 de 1994.

Asimismo, cada vez que se efectúe dicha actualización, el comercializador minorista respectivo hará pública en forma simple y comprensible las tarifas que aplicará a los usuarios, por medio de un periódico de amplia circulación en los municipios donde preste el servicio, o en uno de circulación nacional, a su vez que deberá comunicarlas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

6. ANEXOS

6.1 ANEXO 1.

COMENTARIOS RECIBIDOS AL DOCUMENTO CREG 065 DE 2006.

COMENTARIOS
El MOR podría dejar segmentos de demanda expuestos a la bolsa, sin posibilidad de gestión del comercializador. Estos costos deberían poderse trasladar a la tarifa. El esquema castigaría el mercado residencial y adicionalmente incentivaría el comportamiento oportunista de agentes entrantes (que no participan en el MOR), para capturar clientes en épocas de precios spot bajos.
Consideramos que la participación voluntaria en el MOR es una buena señal para el mercado, sin embargo, la formula de traslado de costos en la cual el precio del MOR representa el 75% del precio final, lo que hace que participar en el MOR se convierta en una obligación tácita para los comercializadores.
Con respecto al cálculo de la componente G del Costo Unitario, sugerimos revisar la posible inclusión de los contratos bilaterales realizados por fuera del MOR y de las subastas bilaterales.
No es claro si se traslada el precio de cierre por producto [diurno, nocturno] o un promedio ponderado de ambos. En este caso se presentaría un riesgo adicional si la composición de la demanda real varía con respecto a la estimada para la subasta.
Con relación al 25% del costo de generación referente a las compras en las Subastas Bilaterales, debe hacerse claridad sobre cuál sería el valor a trasladar cuando un agente comprara más del porcentaje reconocido en este mecanismo. No existe certeza sobre si se calcularía un promedio ponderado, si se escogerían las menos costosas, las más costosas, las primeras transacciones, las últimas, etc. De nuevo los agentes pudieran implementar estrategias de compra en contra de la filosofía inicial de la propuesta.
En relación con el traslado del precio del MOR al Costo Unitario de Prestación del Servicio, debe tenerse en cuenta que para algunos meses es posible que dichos precios no existan por lo que debe aclararse qué medidas se tomarían en estos casos