

CIRCULAR No. 14

DE: DIRECCION EJECUTIVA CREG
PARA: TODAS LAS EMPRESAS COMERCIALIZADORAS DE ELECTRICIDAD
REF.: RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES CON RELACION A LA PROPUESTA DE FORMULA TARIFARIA DE ELECTRICIDAD

SANTAFE DE BOGOTA,.D.C, 29 DE ABRIL DE 1997

Estimado Señor Gerente:

Se anexa a continuación un documento que responde a las observaciones presentadas por las empresas con relación a la propuesta de fórmula tarifaria de la Res. 112 CREG, de acuerdo con lo previsto en la Resolución 031 de 1997.

Atentamente,



EDUARDO AFANADOR

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas

**RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES PRESENTADAS A LAS FORMULAS
TARIFARIAS (RESOLUCIÓN CREG-112 DE 1996) DE ACUERDO CON LO
PREVISTO EN LA RESOLUCIÓN 031 DE 1997**

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento contiene las observaciones presentadas por parte de las empresas comercializadoras de energía, a la fórmula de costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional, propuesta por la Comisión en la Resolución CREG- 112 de 1996, y la respuesta de la Comisión a **tales** observaciones.

II. OBSERVACIONES GENERALES

1. La Resolución 112 confunde los límites entre usuarios regulados y no regulados; desaparece el mercado regulado. Analizar con detenimiento las consecuencias para las empresas. Los mercados que serán de interés en el juego de la libre competencia son los mercados fuertes Municipales. Ante la pérdida de **tales** mercados las empresas deberán hacer mayores esfuerzos para atender los mercados débiles, lo cual hace necesario aumentar las tarifas, dados los costos de atención del servicio.
¿Qué ha previsto el gobierno central frente a esta situación?.

Definir la competencia que se tiene en el mercado regulado, y las diferencias entre mercado regulado y no regulado.

Respuesta: La fórmula tarifaria es aplicable a los usuarios regulados, ya que la categoría de usuario no regulado permite fijar el precio libremente, en condiciones de competencia. La posibilidad de que en un mercado regulado puedan existir varios comercializadores se ha contemplado en la Resolución CREG-031 de 1997, condicionando la aprobación del costo base de comercialización a que se presenten ofertas por todo el mercado, y no para una parte de él; de esta forma se evita que la competencia se limite a los grupos de usuarios regulados con alta concentración.

2. ¿**Cómo** se asegura la expansión con los costos a utilizar en las fórmulas tarifarias de la propuesta?.

Respuesta: De acuerdo con la regulación establecida para la actividad de comercialización de energía, quien desempeña esta actividad debe adquirir la 'energía necesaria para atender a sus usuarios, ya sea

mediante contratos de largo plazo con empresas generadoras, o a través de la compra de energía. Como tal, el comercializador es un intermediario entre los generadores y los usuarios.

Con base en lo anterior, el hecho de que los precios que se están presentando en el mercado mayorista de energía no sean suficientes para asegurar la expansión del sistema no se soluciona dándole mayores recursos al comercializador, si no asegurando que las señales de precios de ese mercado sean suficientes para asegurar la expansión que requiere el país.

3. La aplicación de la fórmula traslada al usuario el riesgo de mercado, lo que no es conveniente. Se propone que las empresas realicen una proyección de su costo de referencia con base en la información de 12 meses hacia atrás, valor a mantener congelado por seis meses. Al cabo de este tiempo, se haría un ajuste que consistiría en calcular la diferencia entre la facturación real y la que debería haberse realizado con el costo de referencia de la fórmula.

Respuesta: Uno de los objetivos fundamentales de la fórmula, es que las tarifas que se cobren a los usuarios por el servicio reflejen los costos en que incurren las empresas para suministrar tal servicio. La estabilidad de la señal se logra mediante los mecanismos de actualización previstos en la Ley 142 de 1994 y en la Resolución CREG-031 de 1997, el cual, en la medida en que el Gobierno Nacional logre los objetivos de reducir los niveles de inflación del país, dará lugar a una tarifa estable por un período superior a seis meses.

4. Dada la tendencia temporal a la baja de los precios, la aplicación de las fórmulas tarifarias determina que una vez finalicen los contratos actuales (2 años aproximadamente), habría una variación importante en las tarifas a los clientes y la dificultad de llevar al usuario final aumentos abruptos.

Mantener temporalmente el costo de referencia actual y asignar la diferencia a un fondo de compensación para pago de subsidios a las empresas.

La reducción de ingresos genera gran incertidumbre frente al programa presupuestal aprobado para el presente año. La nueva disminución de ingresos compromete seriamente el cumplimiento de obligaciones financieras derivadas de macroproyectos iniciados en 1994. Igualmente queda la inquietud si van en detrimento de la calidad del servicio.

¿Tiene la CREG claridad sobre la necesidad de una gradualidad en la

aplicación de las fórmulas?.

Analizar en detalle la inquietud de las diferentes empresas en el sentido de que con la aplicación de la Res. 112 los ingresos obtenidos con la aplicación de Res. 080 se disminuyen.

Asegurar mayor estabilidad en la regulación, especialmente en la fórmula tarifaria.

Los costos deberán revisarse anualmente debido a los profundos cambios que se presentarán en el sector eléctrico en los próximos cinco años (traslado de clientes al mercado no regulado y la penetración del gas, transformación interna de las empresas por exigencias regulatorias).

Respuesta: La Resolución CREG-031 de 1997, de acuerdo con lo establecido en la Ley, fija un período de vigencia de 5 años para la fórmula, contados a partir del 1º de enero de 1998; esto asegura la estabilidad deseada en la regulación, y garantiza que los presupuestos de las empresas para el presente año no se vean afectados.

Por otra parte, debe tenerse en cuenta que la resolución CREG- 113 de 1996 estableció un período de transición, hasta el 31 de diciembre del año 2000, en materia de tarifas, subsidios y contribuciones. Como consecuencia de esta transición, la señal de costos que sale dc la fórmula se irá reflejando al usuario final en forma gradual durante un período de tres años, gradualidad que tanto el legislador como la Comisión han considerado suficiente.

5. La Resolución 112 no especifica la forma en que debe actualizarse mes a mes la tarifa. La propuesta de aplicar una actualización solamente cuando se de una variación superior al **3%**, deriva los siguientes efectos: 1) No existe la infraestructura necesaria (base de datos) para realizar los cálculos mensuales; 2) El usuario podría estar sometido a la volatilidad de las tarifas; 3) Este procedimiento no está explícito en la Resolución 112.

Respuesta: La actualización cuando se acumule una variación superior al 3% es una condición establecida en la Ley 142 de 1994, para lo cual las empresas deberán preparar su infraestructura antes del 1º de enero de 1998.

6. Dentro de los costos asociados a la compra de energía y al uso del STN, se deben incluir los gastos **originados** por la constitución de pólizas de garantía de pago. La fórmula para el cálculo del CU debe contemplar los

ajustes a las facturas producidas por el **SIC**, que afecten los costos de energía reconocidos. Igualmente debe incluir un margen de utilidad sobre el costo total unitario equivalente al **20%**, el cual cubre: Costo de capital de trabajo; costo asociado de riesgos de recuperación de cartera; reposición de activos; implementación de nuevos programas de sistematización; programa de recuperación de pérdidas negras y cartera; Imprevistos.

Modificar la fórmula para que permita considerar un margen que remunere el capital de riesgo invertido en compras de energía y costos de clientela. Estiman que se debe reconocer un porcentaje del **10%** sobre los costos implícitos en estos conceptos.

No existe claridad en la definición de la fórmula a aplicar en el cobro de las ventas de energía en bloque.

Respuesta: De acuerdo con la Ley, mediante la fórmula se busca cubrir todos los costos, establecidos dentro de parámetros de eficiencia, necesarios para la prestación del servicio de energía eléctrica a todos los usuarios regulados, incluyendo una remuneración adecuada para el capital invertido por las empresas, comparable con el que se obtendría en otras actividades económicas con niveles similares de riesgo.

III. COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA

1. Propuesta: **G_{m,a}**= costo promedio mensual de las transacciones en el mercado mayorista, considerando solo contratos de largo plazo. El precio de Bolsa histórico no es apropiado para estimar el costo de compra, debido a su variabilidad y al comportamiento durante 1996: bajos precios de bolsa por abundancia de lluvias, sobreoferta de energía y bajo crecimiento de la demanda.

Que se reconozca el costo total de generación para 1997, máxime que el mercado de energía se encontraba durante 1996 en periodo de ajuste,

El costo de compra de energía (**G_{m,a}**) no incentiva a comprar energía eficientemente. Traslada la ineficiencia a los usuarios.

Las compras más recientes se ponderan con β y aparecen también en **P_{m,a}**. El efecto se refleja dos veces.

Los comercializadores con contratos de largo plazo por encima de los mínimos **asumirían** pérdidas al incluir el valor de las transacciones en

bolsa en el cálculo del costo medio de las transacciones en el mercado mayorista. Proponen no incluirlo durante algún tiempo.

El costo de compra de energía reconocido por la CREG, es lesivo para aquellas electrificadoras que tienen suscritos contratos de compra de energía a largo plazo, en el cual el costo promedio de las transacciones propias sea mayor que el costo promedio de las transacciones en el mercado mayorista. Esta es una medida perjudicial, ya que empresas que atienden mercados débiles y que atraviesan por **difíciles** situaciones de liquidez y financieras son poco atractivas para las Empresas Generadoras.

Pueden surgir problemas para los comercializadores al crecer el precio de Bolsa. No es grave durante los primeros años debido al valor de α .

El costo promedio de las transacciones propias debe incluir las realizadas en bolsa, para que las variaciones se transmitan a los usuarios.

Podría ser problemático el período de 12 meses propuesto para calcular el promedio de los precios de compra mensuales. Se propone incluir como elemento de ponderación el costo de las compras propias en el mes inmediatamente anterior. Sin embargo no es claro qué valor se asignaría a éstas, pues de ser muy alto se perdería la señal de eficiencia que se pretende.

Respuesta: De acuerdo con la regulación vigente, la compraventa de energía entre generadores y comercializadores del Sistema Interconectado Nacional, se realiza mediante contratos de largo plazo, a precios fijados libremente entre las partes, o a través de la bolsa de energía, al precio que refleje la interacción entre la oferta y la demanda.

Con base en lo anterior, fue el propósito de la Comisión, y así quedó plasmado en la Resolución CREG-03 1 de 1997, inducir la eficiencia en las transacciones que realicen los comercializadores para abastecer de energía a los usuarios regulados, mediante una ponderación de sus transacciones con los costos del mercado.

Por otra parte, con el fin de que no exista un retraso exagerado entre la señal de precios al usuario **final** y la situación del mercado, se le da una ponderación mayor a los costos del último mes.

2. Incluir dentro de esta componente una que refleje los costos de la energía en **racionamiento**, conforme a lo que se reglamente en estatuto de racionamiento.

Respuesta: Los costos de la energía que ve el usuario final a través de la componente de generación de la fórmula, deben reflejar las situaciones de escasez de oferta que se presenten.

IV. COSTOS DE TRANSMISIÓN

1. Costo promedio por uso del Sistema de Transmisión Nacional. La **zonificación** eléctrica que se tiene en cuenta para la aplicación a los comercializadores de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional, es subjetiva dado que no se conocen los estudios que argumenten las variables utilizadas para la agrupación de las electrificadoras.

Respuesta: La actividad de transporte de energía por el Sistema de Transmisión Nacional es una materia objeto de regulación independiente, tal como se indicó en el artículo 5º de la resolución 112 de 1996. La fórmula le traspasa al usuario los costos promedio del **comercializador** por este concepto.

V. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

1. El pago de peajes a otras electrificadoras por uso de sus redes locales, no está contemplado en los costos de la fórmula tarifaria.

Propuesta: utilizar los costos de distribución del estudio de José Ignacio Coral.

Un vacío de la fórmula tarifaria es el hecho de no mencionar el problema de estimación del costo de distribución en baja tensión. Se requiere la definición del cargo estampilla para el nivel de tensión 1.

El cargo por uso en baja tensión propuesto solo incluye un ajuste por las pérdidas técnicas. El distribuidor no recupera el costo de transportar las pérdidas técnicas y no técnicas. Es más adecuado para la recuperación de costos del distribuidor y para las relaciones con los comercializadores, hacer los cálculos aplicando una corrección del costo unitario por el **índice** de pérdidas total.

No se comparte los cargos por uso del SDL aprobados por que: 1) Electrificadora de Bolívar presenta una infraestructura de redes totalmente similar a las demás electrificadoras de la Costa Atlántica; 2) Atiende a 22 municipios y 75 corregimientos distribuidos en el

El costo requerido para disminuir las pérdidas es elevado por tratarse de pérdidas **físicas** en su gran mayoría, que la electrificadora no lo ha podido asumir, toda vez que el margen de comercialización obtenido en los años anteriores no permitió ejecutar las inversiones requeridas. El estudio de viabilidad empresarial realizado puntualiza que las perdidas de electricidad son una variable determinante y de vital importancia en la viabilidad futura de las empresas. La disminución en la tarifa traería como consecuencia que la electrificadora no sea viable financieramente. El **índice** de pérdidas inicial reconocido en el nivel de baja tensión debe ser el **índice** real del año 1996, que el del orden del 33% y no del 20% como lo estipula la resolución.

Dar un tratamiento diferencial para algunas empresas por: 1) Tienen un sistema de distribución obsoleto con altísimas necesidades de recursos para reposición; 2) Alta dispersión de usuarios y sector rural de usuarios de estrato uno; 3) Los desastres naturales agravaron la pobreza en los últimos años, y han incrementado las pérdidas negras.

No hay separación entre pérdidas técnicas y no técnicas, lo cual no permite determinar qué porcentaje es imputable al comercializador.

Permitir la negociación directa entre distribuidores y comercializadores (facilita mayor gestión). Incluir en la fórmula tarifaria los costos de inversiones que implica llevar las pérdidas a un nivel del 13%.

No son claras las reglas entre comercialización y distribución para la determinación de las pérdidas, situación que se corroboró con la resolución 038 que permitió hacer el análisis de viabilidad, trabajándolas conjuntamente.

No hay asignación de pérdidas entre el distribuidor y el comercializador. Están siendo asumidas por el comercializador. Proponen: **Índice** de pérdidas permitidas en el primer año = IP acumuladas en cada nivel de tensión que tiene cada empresa, menos las pérdidas técnicas incluidas ya en los cargos estampilla de distribución.

Respuesta: En primer lugar, debe aclararse que los niveles de pérdidas incluidos en la fórmula al usuario final deben reflejar, bajo consideraciones de eficiencia, los costos de la energía que se pierde en todo el Sistema Interconectado Nacional para entregarle un kWh en la frontera comercial del usuario (dada por el equipo de medida), y no las pérdidas de sistemas parciales, ya que esto dejaría por fuera el costo de la energía perdida por fuera de esos sistemas parciales. Así lo establece la Resolución CREO-031 de 1997, que define los niveles de pérdidas **reconocidos como** los totales acumulados hasta el nivel de **tensión**

Departamento de Bolívar, muy distantes de Cartagena, ya que es uno de los departamentos más extensos del país; 3) no entienden cómo a Bolívar le asignan unos valores inferiores que a otras, siendo Cartagena la ciudad de mayor salinidad en el país, incrementando sustancialmente los mantenimientos de las redes. Solicita se reconsideré el valor fijado, ya que éste atenta con el propio desarrollo del departamento.

Incluir cargos por conexión al STN

Respuesta: Al igual que para la actividad de transmisión, la actividad de transporte de energía por los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local es una materia objeto de regulación independiente, tal como se indicó en el artículo 5º de la resolución 112 de 1996. La fórmula le traspasa al usuario los costos promedio del **comercializador** por este concepto, valorados desde la conexión al Sistema de Transmisión Nacional.

2. Los cargos estampilla, componentes de la fórmula tienen una vigencia de 3 años, mientras que para la fórmula es de 5 años ¿Cómo se prevé la incorporación de los nuevos valores a la fórmula tarifaria?.

Respuesta: Mediante la resolución CREG-075 de 1997, se ha propuesto ampliar el período de regulación de los cargos estampilla a 5 años, a partir del 1º de enero de 1998. Los costos que resulten de aplicar la revisión de la metodología para el cálculo de estos cargos, se incorporan en la fórmula a través de su componente de distribución.

VI. COSTOS ADICIONALES

1. Dentro de los cargos adicionales deben incluirse los pagos por restricciones, y otros cargos y servicios que paguen los comercializadores. Dado que no son iguales en todos los meses del año, y que varían de año en año, no tiene sentido estimarlos con base en el valor medio del año anterior actualizado por la variación del IPP. Para los CRS debe definirse como un promedio móvil similar al propuesto para el costo de compra de energía.

Respuesta: La Resolución CREG-031 de 1997 permite calcular los costos por restricciones y servicios complementarios con base en el promedio de los últimos tres meses.

VII. TRATAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

1. Se está ajustando el cargo por un indice de pérdidas máximas reconocido a cada empresa, en su propio sistema, pero no se están considerando las pérdidas que se generan en el STN, que debería reflejarse en el costo de referencia y en la tarifa que se le cobra al usuario final.

Un porcentaje de las pérdidas corresponden a pérdidas en el STN y STR, que son incontrolables por el **comercializador** y su reducción no depende de su gestión.

Que el plan de ajuste de pérdidas, a nivel 1, tenga como meta final 15.36% teniendo en cuenta que el sistema eléctrico de Empresas Municipales de Cali tiene aguas arriba dos sistemas más: El Sistema de Transmisión Regional de la Empresa de Energía del Pacífico y el Sistema de Transmisión Nacional, los cuales ostentan un nivel de pérdidas del 3%, que al descontarlo de la meta del 13%, plantea para el sistema de Empresas Municipales de Cali pérdidas del 9.7% no justificable económicamente.

No se justifican los porcentajes para el IPR (**Indice** de Pérdidas Reconocido).

Los niveles de pérdidas se consideran bajos. No es claro que sea un nivel óptimo; antes que nada se debe analizar la relación **costo/beneficio** para acometer un programa de reducción de pérdidas. Son valores inalcanzables para cualquiera de las electrificadoras débiles, y además estos **índices** no corresponden a la realidad ni a las metas trazadas por la empresa en los estudios de viabilidad financiera.

El porcentaje señalado por la CREG no guarda relación con las metas de pérdidas fijadas en el plan de gestión y resultados de la UPME.

Se propone considerar como IPR el aprobado por la UPME.

Sustituir el Po por el **índice** de pérdidas real de 1996 de cada una de las comercializadoras y Pf por la meta de pérdidas de 18.3% proyectadas por la UPME para el año 2001.

Entre menor es el **índice** de pérdidas, más onerosas resultan las inversiones para efecto de conseguir la disminución de un punto del **índice**. Resultaría mas conveniente desde el punto de vista financiero convivir con un moderado nivel de pérdidas y no efectuar inversión alguna en su mejoramiento.

Se propone **mayor** debate sobre niveles meta de pérdidas.

respectivo, incluyendo las pérdidas por el Sistema de Transmisión Nacional.

En cuanto a los valores de los niveles de pérdidas a incluir en la fórmula, la Comisión ha establecido que un porcentaje de pérdidas totales acumuladas hasta el nivel de baja tensión superior al 20% para el primer año de vigencia de la fórmula, es un reflejo de ineficiencias de las empresas más allá de lo que es admisible traspasarle al usuario final, y que hay que dar una señal clara a las empresas de que tampoco serán admitidos niveles superiores al 13% a partir del quinto año de vigencia de la fórmula. En consecuencia, la Comisión espera que, al dejar explícitos los niveles de pérdidas traspasables en los costos al usuario final, se obtengan mejores resultados que los logrados hasta la fecha con las tarifas que cobran las empresas a sus usuarios, las cuales fueron calculadas con un nivel de pérdidas similar al establecido para el quinto año de vigencia de la fórmula.

Respecto a las metas de reducción de pérdidas fijadas en los convenios de desempeño que firmaron las empresas con la UPME, debe anotarse que **tales** convenios deben ser establecidos teniendo en cuenta el marco regulatorio de cada actividad.

Finalmente, respecto a la responsabilidad por las pérdidas de energía entre el distribuidor y el comercializador, aunque la reglamentación actual establezca como responsabilidad del comercializador adquirir esta energía a los generadores, debe tenerse en cuenta que los cargos estampilla de los distribuidores fueron calculados con base en la energía útil en cada nivel de tensión, considerando la energía útil como la energía disponible menos las pérdidas permitidas en cada nivel (pérdidas que son menores a las establecidas como metas en las fórmulas), mientras que los cargos por uso se facturan con base en la energía entregada a cada usuario. Este tratamiento da claros incentivos al transportador a disminuir sus pérdidas.

Con el fin de mejorar la asignación de responsabilidades por las pérdidas de energía, en la Resolución CREG-075 de 1995 se está proponiendo un plazo de 3 años para que los distribuidores midan la energía entregada en cada nivel de tensión, debiendo responder por niveles prefijados de pérdidas de energía en cada nivel.

VIII. COSTOS. DE COMERCIALIZACIÓN

1. La resolución 112 no dice en qué parte de la cadena de costos se genera

el margen de comercialización. La CREG expresó en el Consejo Nacional de Operación que solo serán sobre clientela. Debe incluir otros costos adicionales. Como mínimo debe remunerar capital invertido en compras, clientela, y otros adicionales asociados al negocio del comercializador como costos de la administración central y áreas de apoyo, atención de peticiones, quejas y recursos, suscriptores que no causan ingresos como contraprestación del servicio, como en los cortes y suspensiones; impuestos, depreciaciones de activos del comercializador, costos financieros, "y demás costos del servicio".

Incluir otros costos inherentes a la comercialización como son: Las pérdidas no técnicas, las provisiones por cartera incobrable, los subsidios que la electrificadora debe asumir, la utilidad y el impuesto de renta y complementarios, en su valor real, el valor final del kWh alcanza valores que en la práctica no es viable ni conveniente su cobro.

El costo único reconocido debe incluir como costos adicionales, la inversión que la empresa realiza en el Centro de Despacho Local, y las inversiones requeridas para alcanzar el plan de ajuste de pérdidas previsto por la Res. 112.

Respuesta: Tal como se estableció en la Resolución CREG- 112 de 1996, las empresas deberían realizar una propuesta de sus costos de comercialización para el primer año de vigencia de la fórmula, incluyendo en tal propuesta todos los costos imputables a esa actividad. En efecto, en el literal b del artículo 8º de la mencionada resolución se establece: "En los costos de comercialización debe expresar por separado los costos de lectura, precrítica, crítica, facturación, entrega de facturas, recaudo, atención de reclamos, cortes y suspensiones, reconexión, y los otros costos que pueda justificar el comercializado?".

2. La estructura compuesta por un cargo fijo y un cargo variable no corresponde en su definición con lo establecido en el Art. 90 de la ley 142/94 y el artículo 46 de la ley 143/94. Alternativa: mantener en la parte variable, la parte fija propuesta, para no afectar la estructura de la facturación actual del cliente.

El cargo en \$/factura implica regresar a la aplicación de un cargo **fijo** para algunos estratos residenciales y revisar el cargo mínimo por disponibilidad para precisar si con él se están recuperando costos de clientela u otros distintos.

Respuesta: Tal como se establece en la Resolución CREG-031 de 1997, aunque el calculo y aprobación del costo base de comercialización de cada empresa se realiza en pesos por factura, este valor se introduce en

la fórmula como un cargo variable, en \$ / kWh.

3. No se sustenta el valor meta del costo de comercialización. Para Bogotá se define un costo de clientela eficiente de \$1, 100/ factura, el cual es bajo para la empresa. ¿Cuales son los factores incluidos en este costo?. Cómo llegó la CREG a determinar los valores Cf ?.

La recuperación de los costos no está garantizada. Estos costos deben ser ajustados a las reales condiciones que enfrenta cada una de las empresas del sector. La meta óptima en cuatro años resulta muy difícil de alcanzar por tratarse de un periodo muy corto, y exige grandes inversiones que la empresa no puede asumir. La meta es inalcanzable, ya que la diferencia que existe entre el costo de comercialización real calculado por la empresa y el costo final, es muy elevada; además, los costos utilizados para determinar el costo de comercialización se ven incrementados anualmente por los aumentos autorizados por el gobierno en los salarios y por la meta de inflación esperada. La meta a alcanzar sería el promedio de las electrificadoras más eficientes del país, en un período de 10 años.

Que el costo meta por factura para alcanzar en cinco años sea de \$3 .000 de diciembre de 1996, y que la expresión del mismo en \$ / kWh, sea mediante un promedio móvil anual del consumo de los últimos doce meses.

No utilizar el estudio de Ignacio Coral para determinar los niveles de eficiencia de los costos de comercialización, porque estos últimos se estimaron como un porcentaje de los costos de adquisición y transporte.

Los valores **fijados** como meta de eficiencia deben considerar la calidad del servicio, ya que ésta no está regulada por la competencia directa ni por vía de la regulación.

No tiene en cuenta costo variable de acuerdo al sector y estrato.

En el proceso de comercialización, las economías de escala derivadas del **número** de clientes afectan principalmente la facturación, antes que el recaudo.

Que la división de mercados refleje el grado de concentración de los clientes y se involucre el aspecto socioeconómico de los suscriptores.

Se piden reglas claras para evaluar el concepto de eficiencia bajo criterios **socioeconómicos** donde se desempeñan las empresas.

Al parecer el costo de comercialización en el año base está asociado a la densidad y escala de mercado con base en el cálculo de la mediana de cada grupo, no reconociéndose el costo de la empresa.

Respuesta: La Comisión decidió modificar el procedimiento de aprobación de los costos de comercialización de las empresas propuesto en la Resolución CREG-112 de 1996. En efecto, tal como se plasmó en la Resolución CREG-031 de 1997, los costos propuestos por las empresas fueron sometidos a un análisis de eficiencia comparativa, con base en un modelo de análisis envolvente de datos, a partir del cual se obtuvieron los costos base aprobados a cada empresa. Adicionalmente, para el primer período de vigencia de la fórmula, se descartó la imposición de una meta rígida en **tales** costos, aprobando en cambio la introducción de un coeficiente de productividad.

4. En los ajustes por subsidios y contribución, donde quedan o cómo se aplican los ajustes mensuales por inflación?.

Respuesta: Los **índices** de actualización de los costos de prestación del servicio están contenidos en forma explícita en los diferentes componentes de la fórmula. Los subsidios o las contribuciones de cada tipo de usuario deberán ser calculados con base en el costo que resulte de aplicar la fórmula.

5. Se considera que la información de costos de comercialización en forma discriminada por actividad es de carácter privado, por cuanto si fuera conocida por la competencia los colocaría en una situación desventajosa. Se propone presentar información global sustentada contablemente.

Respuesta: La información sobre costos de prestación de servicios tiene que estar a disposición de la CREG en forma amplia, exacta, veraz y oportuna, como expresamente lo señala el artículo 73, último inciso de la Ley 142.

Por otra parte, uno de los derechos de los usuarios es el de "solicitar y obtener información completa, precisa y oportuna, sobre todas las actividades y operaciones directas o indirectas que se realicen para la prestación de los servicios públicos, siempre y cuando no se trate de información calificada como secreta o reservada por la ley y se cumplan los requisitos y condiciones que señale la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios."

El límite entre la información pública y la "secreta y reservada;" tendría que venir **en una** ley que de manera expresa lo fijara y lo que existe más

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

bien es lo contrario, en el sentido de que empresas que prestan servicios de interés general tienen que ofrecer mayor información.

3. Definición clara del mercado para el costo de clientela, pues la empresa atiende mercados con características diferentes.

Respuesta: Esta observación se tuvo muy en cuenta en la Resolución CREG-031 de 1997, como puede constatarse en la misma.