



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

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

DOCUMENTO CREG-102
21 DE DICIEMBRE 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	11
2. COMENTARIOS	11
2.1 COMPONENTE G_M : COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA (\$/KWH).....	11
2.2 COMPONENTE R_M (\$/KWH) – RESTRICCIONES	16
2.3 COMPONENTE $P_{M,N,I,J}$ (\$/KWH) - PÉRDIDAS	16
2.4 COMPONENTE C_M – COMERCIALIZACIÓN	20
2.5 ASPECTOS GENERALES DEL CU	22

1. INTRODUCCIÓN

Mediante Resolución CREG 099 de 2007, la CREG sometió a un segundo proceso de consulta el proyecto de Resolución que desarrolla la fórmula tarifaria que permite establecer el Costo Unitario de Prestación del Servicio del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados y convocó a una jornada informativa en la que se presentó el contenido de la resolución y los ajustes realizados a la misma, producto de los comentarios recibidos y análisis realizados en el proceso de discusión de la Resolución CREG 056 de 2007.

En este proceso, la Comisión realizó nuevos análisis internos que junto con los comentarios recibidos a la Resolución CREG 099 de 2007 de parte de las empresas del sector, los gremios, y el Comité Asesor de Comercialización hacen recomendable efectuar algunos ajustes a la propuesta regulatoria mencionada, en los términos que se encuentran definidos en el presente documento.

De esta manera, en los siguientes numerales se abordarán los comentarios realizados por la industria y terceros interesados así como la respuesta de la CREG a éstos.

2. COMENTARIOS

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

Los comentarios en relación con este componente son los siguientes:

COMPRAS EN CONTRATOS

1. En la primera fase de transición del G se debe considerar la recuperación de los costos en que incurrió el comercializador para atender su demanda regulada mediante contratos bilaterales al aplicar, en el periodo tarifario anterior, un promedio móvil para el traslado del precio de compra. La nueva regla no incluye la recuperación de que dichos costos, lo cual es contrario al principio de suficiencia financiera. (Comentarios realizados por: CHEC, CAC, ENERTOLIMA, ASOCODIS, EMCALI, ANDESCO, CODENSA, ELECTROCOSTA).

Respuesta:

Ver respuesta a pregunta No. 1 del documento CREG-102 de 2007.

FACTOR ALFA

2. Eliminar dicho factor: (Comentario realizado por: CAC, EPSA, ENERTOLIMA, ASOCODIS, EMCALI, ANDESCO, CODENSA).
 - Dado que los comercializadores no tienen la posibilidad de "preferir" a los proveedores de su mismo grupo empresarial y que la asignación se realiza únicamente por precio. Mantiene las asimetrías del pasado y no permite el traslado directo de los costos en contratos. En tal sentido el Decreto 387 de 2007 en su Artículo 3 ordena dar tratamiento simétrico y reconocer los costos de energía adquirida por los comercializadores minoristas.
 - En ausencia de condiciones realmente competitivas, no es posible establecer comparaciones entre tipos de empresas (integradas vs. No integradas), ni establecer un benchmark adecuado como promedio del mercado, incluyendo el momento de compra, la extensión del contrato, el periodo de demanda cubierta y la magnitud de la compra.

Mantener el Factor Alfa fijo en el valor del mes de enero de 2007, mantiene los efectos negativos de esa forma de competencia por comparación.

Respuesta:

En relación con este punto, reiteramos la respuesta dada en el Documento CREG 102 de 2007 (respuesta a preguntas No. 4 y 5).

3. Se propone incluir un valor único, cercano del 90% de modo que no persista la desventaja regulatoria para los comercializadores incumbentes con respecto a los entrantes. (EMCALI)

Respuesta:

Es de indicar que aproximadamente un 90% de la energía para el año 2008 y siguientes se contrató con anterioridad a diciembre de 2007, bajo las señales regulatorias de un valor de Alfa que se mantiene sin variaciones sustanciales durante el año.

Un valor de Alfa único puede resultar en un cambio sustancial frente a las condiciones regulatorias con las cuales los agentes se contrataron¹ y dado que esta señal solo se aplicará durante el periodo de transición, en consecuencia, un Alfa como el propuesto no se considera conveniente.

4. Permitir un ajuste gradual del Factor Alfa que inicia a partir de la vigencia de la resolución hasta un valor de alfa = 1 en el plazo que se considere conveniente. (ANDESCO).

Respuesta:

Reiteramos la respuesta dada en el Documento CREG 102 de 2007 (respuesta a preguntas No. 4 y 5)

5. Definir el factor Alfa a aplicar en el caso de integración de mercados (EPM).

Respuesta: El alfa será el resultante de aplicar un promedio de los mismos a enero de 2007, calculado conforme lo dispone la Resolución CREG 031 de 1997.

COMPRAS EN CONTRATOS: Bilateral – MOR

6. Sobrecontratación: La expresión que determina el factor Q_c , puede originar que no se reconozca el costo de compra de energía en la Bolsa para el mercado regulado para alguna fracción de la energía comprada.
7. Dado que el cálculo de la energía en Bolsa se realiza a nivel horario, no necesariamente la demanda regulada mensual corresponde a la suma de sus compras en contratos y en bolsa para dicho mercado, para el mismo periodo, considerando que pueden presentarse situaciones de sobrecontratación en unas horas del mes y subcontratación en otras, situación no controlable por el comercializador. Lo anterior origina que al final del mes, la suma de compras en contratos y en bolsa, supere la demanda comercial del agente y por

¹ En el Documento CREG 065 de 2006, se indicó que existe una gran dispersión en los valores de Alfa, de los diferentes comercializadores, que van desde 0.3 hasta 1.

ende, al calcular Qc, el mismo corresponda al total de compras con destino al mercado regulado a través de contratos.

8. Consideramos que el parágrafo 1 del artículo octavo debe ser incorporado en todas las fases de transición. (CHEC)

Respuesta:

Efectivamente, en la primera y segunda fase de transición siempre que la energía contratada supere la demanda comercial regulada (sobrecontratación), el Qc está limitado a 1.

Lo anterior, considerando que el comercializador es autónomo en la elección del portafolio de compra de energía. De esta manera es labor del comercializador administrar el riesgo por exponerse en bolsa dado una sobrecontratación. En consecuencia, mientras persistan los contratos bilaterales, los excedentes en contratación que se vendan en bolsa no podrán afectar los costos de compra de energía trasladados al usuario regulado.

Caso contrario sucede cuando entre a funcionar el MOR, pues es mediante regulación como se fijan las condiciones tanto para la compra como para la venta y dado que los comercializadores juegan un papel pasivo en la compra, no deben ser afectados por la contratación en el MOR

9. En el parágrafo del artículo 8 se establece que el precio de bolsa a trasladar corresponderá al neto de compras y ventas de energía del comercializador en bolsa. Debe aclararse cómo se obtiene este precio, puesto que el valor neto de compras y ventas en bolsa no corresponde a un valor unitario. (XM).

Respuesta:

Se acepta el comentario. El precio de bolsa a trasladar en caso de sobrecontratación de la energía que se compre en el MOR, se determinará a través de un promedio ponderado de los precios de bolsa y el valor neto de las compras y ventas en energía en Bolsa del Comercializador. La fórmula es la siguiente:

$$Pb_{m-1,i} = \frac{\sum_{h=1}^n P_{h,m-1} \times D_{i,h,m-1}}{\left(\sum_{h=1}^n D_{h,i,m-1} \right)}$$

Donde,

$P_{h,m-1}$: Precio de Bolsa en la hora h (\$/kWh)

$D_{i,h,m-1}$: Valor neto de las compras y ventas del Comercializador Minorista i en Bolsa, en la hora h , para el mes $m-1$, expresada en kWh.

n : Número de horas del mes $m-1$.

VARIABLE AJ

10. Se debe garantizar que el mecanismo permita la recuperación total de los costos en cualquier escenario de precios y ante eventos de cambios posteriores de fórmulas tarifarias. (ASOCODIS, ELECTROCOSTA).

Respuesta:

Se acepta el comentario. Dado que es posible, concluida la vigencia de la Fórmula Tarifaria, que existan saldos acumulados por las diferencias entre el Costo Reconocido $CR_{m,i}$ y el valor trasladado en la tarifa $G_{m,i}$ (\$), derivado de la regla para atenuar las variaciones del costo real de la energía en la Bolsa cuando éste supere el Precio de referencia + 30%, (Variable AJ), dichos saldos deberán ser reconocidos en las fórmulas tarifarias siguientes hasta que sean iguales a cero.

11. En la fórmula propuesta del Factor AJ, el cálculo (MAX-CR) no tiene aplicación, porque el cociente (AD/VR) será menor.

Respuesta:

No es correcta tal afirmación. La activación de la regla dependerá del comportamiento de los precios de bolsa y del Costo Reconocido, entre otros.

De esta manera, el cálculo MAX-CR es menor a AD/VR si:

- El costo de compras reconocidas CR es mayor al valor MAX, por lo que en este caso sin importar el valor de AD (el cual es igual o mayor a cero) el menor valor es el cálculo MAX-CR.
- Cuando CR es menor a MAX, el cálculo MAX-CR es positivo, pero existe la posibilidad que el valor de la deuda AD de los usuarios sea muy grande, y sea superior a MAX-CR.

Mercado Organizado Regulado- MOR

12. Su definición debería referirse al conjunto de transacciones centralizadas para la compraventa de energía con destino al mercado regulado, teniendo en cuenta que el MOR puede ser parte de las transacciones en la bolsa de energía. (XM)

Respuesta:

Se acepta la observación.

13. No se establecen fechas para la entrada en funcionamiento del MOR, lo cual introduce grandes incertidumbres a los agentes en sus estrategias de compra de energía. (CAC, Energía Confiable).

Respuesta:

El cronograma para el desarrollo de la regulación del MOR incluyendo los periodos de consulta será dado a conocer próximamente.

PRECISIONES DE CÁLCULO

14. En el artículo 7 la definición del Q_c no corresponde a la fórmula que establecida en este artículo. (GENERCAUCA)

Respuesta:

Se acepta la observación. Efectivamente, $Q_{c_{m,i}}$ está definido como el menor valor entre 1 y el resultante de la relación energía comprada por el Comercializador Minorista i mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista. No obstante su formulación indica que las cantidades que se adquieren para atender la demanda regulada corresponden a la sumatoria de las fracciones de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista atendida mediante compras en Contratos Bilaterales, Bolsa o MOR, la cual no podrá ser superior a 1, ($Q_{c_{m-1,i}} + Q_{MOR_{m-1,i}} + Q_{b_{m-1,i}} = 1$).

En consecuencia se modifica la definición de la variable $Q_{c_{m,i}}$ tal como sigue: Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista i atendida mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista, en el mes $m-1$.

15. En el artículo 6 no es necesario incluir la sumatoria en el numerador para calcular la energía comprada mediante contratos bilaterales por el comercializador minorista. Asimismo, en esta definición no se requeriría incluir el texto en la hora h , ya que en este caso h correspondería a una numeración de contratos y no de horas. (XM)

Respuesta:

Se acepta la observación. La definición matemática de la variable Q_c establecida en la Resolución CREG 099 de 2007, como

$$Q_{c_{m-1,i}} = \text{Min} \left[1, \frac{\sum_{h=1}^n C_{c_{m-1,i}}}{DCR_{i,m-1}} \right] \text{ Se modifica por } Q_{c_{m-1,i}} = \text{Min} \left[1, \frac{C_{c_{m-1,i}}}{DCR_{i,m-1}} \right]$$

16. Se sugiere revisar la formulación del Precio de la Energía comprada en la bolsa por el comercializador minorista, aclarando que se tienen en cuenta las compras en bolsa del agente para el mes $m-1$, cuando las cantidades adquiridas en el MOR y en contratos bilaterales es inferior a la demanda comercial regulada. (XM).

Respuesta:

Se acepta la observación.

17. En el artículo 8, se debe revisar la fórmula correspondiente a Q_c ya que no coincide con la formulación de la misma.

Respuesta:

En el artículo 8, no se define la variable Qc. No obstante, este comentario consideramos que se refiere a la definición de esta variable en el artículo 7°, y cuya corrección se presentó en el numeral 14 del presente documento.

18. En el artículo 7 no se hace necesaria la definición del concepto r, teniendo en cuenta que la definición del QMOR considera la cantidad de energía comprada en el MOR en el mes m-1.

Se acepta la observación. La definición matemática de la variable QMOR establecida en la Resolución CREG 099 de 2007, como:

$$Q_{MOR_{m-1,i}} = \left[\frac{\sum_{h=1}^r C_{MOR_{m-1,i}}}{DCR_{i,m-1}} \right] \text{ Se modifica por } Q_{MOR_{m-1,i}} = \left[\frac{C_{MOR_{m-1,i}}}{DCR_{m-1,i}} \right]$$

2.2 COMPONENTE Rm (\$/KWH) – RESTRICCIONES

TRANSICIÓN: Promedio Móvil

19. En relación con el componente R es necesario que se considere en la primera etapa de transición la recuperación del promedio móvil de tres meses que se aplica actualmente y que al cambiar de metodología quedaría pendiente. (CHEC, GENERCAUCA, EPM, ASOCODIS, ELECTROCOSTA).

Respuesta:

De forma consistente con lo mencionado en la respuesta a la pregunta número 1 del documento CREG 102 de 2007, no es conveniente aplicar un desmonte gradual del promedio móvil para pasar de la fórmula actual a la propuesta.

REGLAS DE APLICACIÓN: Nuevos Mercados o Comercializadores.

20. Debe indicarse la forma de cálculo para el caso en que una persona inicie la actividad de comercialización a usuarios finales regulados en el SIN y Comercializadores Minoristas entrantes que deseen suministrar energía a usuarios finales regulados para el primer mes de operación (EPM)

Respuesta:

Se acepta la observación, dichas especificaciones harán parte de una resolución posterior donde se expedirán las reglas para la Aplicación de la Fórmula Tarifaria en caso de Integraciones, Escisiones, Mercado Nuevo y Comercializadores Nuevos en Mercados Existentes.

2.3 COMPONENTE P_{m,n,i,j} (\$/KWH) - PÉRDIDAS

Asignación de las Pérdidas y Senda de Reducción

Dado que los asuntos referentes a la Asignación del Programa de Pérdidas No Técnicas no atañen a la fórmula tarifaria, se considera conveniente que los Artículos 15 y 16 y el Anexo 2 de la Resolución CREG 099 de 2007, se traten en resolución independiente. No obstante, a continuación se dará respuesta a los comentarios realizados por los agentes sobre este particular.

21. Existe una aparente contradicción entre lo definido en el artículo 6, parágrafo 1 y lo planteado en el artículo 16 (anexo 2). Se señala que hasta que no se expida la resolución que establezca las pérdidas no técnicas, la demanda comercial regulada se seguirá estableciendo conforme los procedimientos actuales; en el anexo 2 se plantea una metodología para asignar las pérdidas no técnicas a prorrata de las ventas. Se considera que debe aplicar lo establecido en el anexo 2. (EPM, CHEC).

Respuesta:

No se considera que haya contradicción. El Anexo 2 solo será aplicable una vez se cuente con la metodología para la determinación de los valores de $PRT_{mer,m}$, $PRTE_{mer,m}$ y $V_{com,i,m}$ la cual será definida en resolución independiente. Entretanto, para determinar la Demanda Comercial se procederá de conformidad con las normas vigentes al momento de expedir la resolución que establece la fórmula tarifaria.

22. No es claro cómo se cuantifican las pérdidas que superen la senda y que serán asumidas por el OR a través de su comercializador vinculado. (EMCALI)

Respuesta:

La metodología mediante la cual se establezca la senda de reducción de pérdidas será un tema que se estudiará integralmente dentro del proceso de elaboración de la resolución que fijará las reglas para el tratamiento de las Pérdidas en un mercado de comercialización.

23. Las pérdidas de energía que superen los valores correspondientes a la senda aprobada por la Comisión, serán asumidas por el OR responsable de las mismas, sin considerar en la definición de demanda comercial los índices de reducción de pérdidas establecidos para el OR. Esta asignación asimétrica de pérdidas no incentiva al OR a ir más allá de las metas de pérdidas establecidas, pues se permite que las primas obtenidas por pérdidas sean transferidas a los comercializadores cuando se supere la senda, otorgando a los comercializadores entrantes una parte de la prima de eficiencia asociada a la gestión del OR. (CODENSA, ASOCODIS)

Respuesta:

Reiteramos la respuesta dada en el Documento CREG 102 de 2007 a la pregunta 40.

24. Debe precisarse el beneficio que percibiría el OR en el caso contrario, cuando el resultado del programa a su cargo alcance un índice de pérdidas inferior al establecido en la senda eficiente, de modo que la diferencia del índice real sobre el valor de la senda, represente el incentivo base para el OR. En cualquier caso no debe constituirse en rentas para los comercializadores. (EMCALI)

Respuesta:

El beneficio para el OR se percibe a través de su comercializador integrado quien se ve favorecido al asumir un menor valor de pérdidas.

25. Se considera importante incluir la definición de pérdidas técnicas eficientes. (CHEC)

Respuesta:

Hasta tanto se defina la metodología para la determinación de pérdidas de energía, se ajustará el término a pérdidas técnicas.

Costo del Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas

26. El costo anual de este programa se debe asignar entre los comercializadores minoristas de un mercado de comercialización a prorrata de las ventas y no a través de la demanda comercial, esto con el fin de ser consistente con el Decreto y que el costo por kWh sea igual para todos los comercializadores de tal manera que no se convierta en una variable de competencia. (EPSA, ENERTOLIMA, ASOCODIS, ELECTROCOSTA).

Respuesta:

No se acepta el comentario. El Decreto 4977 de 2007 establece claramente los criterios para asignar las pérdidas que se presenten en un mercado de comercialización y no la forma cómo se debe asignar el costo anual del programa.

Si se efectuara la distribución del costo del programa según las ventas, los comercializadores con mayores pérdidas de energía, asumirían un valor relativamente menor que los comercializadores con bajas pérdidas, lo cual no parece ser lo más conveniente.

Adicionalmente, la asignación a prorrata de la demanda comercial además de ser una variable de mayor confiabilidad que las ventas, incorpora las pérdidas conforme los criterios establecidos en el Decreto 4977 de 2007.

27. Se sugiere que el no giro de los recursos del Costo del programa de pérdidas No Técnicas al OR sea causal de limitación de suministro para el comercializador. (CHEC, ANDESCO, EPM, ASOCODIS, EMCALI).

Respuesta:

El incumplimiento en el giro de los recursos por parte de un Comercializador al OR, es un tema que se estudiará para su incorporación en la resolución que se expida sobre las obligaciones del comercializador.

28. Se sugiere buscar un mecanismo que haga claridad que este el costo de plan de reducción de pérdidas es un costo regulado que aplica para clientes regulados y no regulados. (EPSA).

Respuesta:

Aunque la resolución de fórmula tarifaria aplica a los usuarios regulados, los criterios de asignación del costo de plan de reducción de pérdidas entre los comercializadores son claros: su asignación se realiza con base en la demanda comercial del Comercializador Minorista en un mercado de comercialización, lo que induce a que dicho agente en función a su base de clientes (regulados y / o no

regulados), traslade este costo, de lo contrario tendría que asumirlo contra su patrimonio.

En referencia a los usuarios no regulados, no es necesario hacer esta precisión pues las transacciones con éstos son libres y es el comercializador quien establece los costos en los que se incurre por la prestación de servicio al usuario, incluido el costo de pérdidas.

BETA

- 29. No se considera necesario establecer este factor para el programa de reducción de pérdidas no técnicas, dado que se convertiría en una doble penalización para el OR. Teniendo en cuenta que se está adelantando un estudio sobre el tema de pérdidas, se recomienda que su inclusión se analice en forma integral con la reglamentación que la CREG deba establecer sobre el particular. (EPSA, EMCALI, CODENSA, ASOCODIS, ELECTROCOSTA).
- 30. Se solicita que para betas mayores a 0,6 el valor se aproxime a 1, considerando que el OR puede realizar inversiones para la reducción de pérdidas sin que los resultados reflejen los resultados esperados en la senda de reducción. (ENERTOLIMA)

Respuesta:

Considerando que el tratamiento de pérdidas en los mercados de comercialización corresponde a un tema que se tratará en regulación independiente, el factor Beta no se incluirá en la fórmula tarifaria y su pertinencia se analizará en el desarrollo de dicha regulación.

VALORES EN LA TRANSICIÓN

- 31. Debe quedar claro que el nivel de pérdidas reconocido es 14,75% de manera que no se presenten interpretaciones que puedan generar diferencias en la aplicación de la misma. (CAC)
- 32. Para el cálculo de las pérdidas es necesario aclarar que se mantiene el valor de 2001. Se entiende que las dos fracciones de pérdidas toman el mismo valor, por ejemplo para el nivel 1 se tendría: $IPR_{n,m,j} + IPRSTN_m = 14,75\%$ $IPR_{n,m,j} = 14,75\%$. (CODENSA)

Respuesta:

Hasta tanto se establezca lo contrario el factor $IPR_{n,m,j} + IPRSTN_m$ corresponderá a los valores de pérdidas (expresados en porcentaje) que se encuentran actualmente vigentes conforme a la Resolución CREG-031 de 1997. Esto es:

Nivel de Tensión	% de Pérdidas reconocidas
Nivel 4	3.53%
Nivel 3	5.06%
Nivel 2	7.10%
Nivel 1	14.75%

Considerando lo anterior, no se puede interpretar que el factor $IPR_{n,m,j}$, que se aplica para estimar el costo de pérdidas por efectos de transporte en el STN², es igual al factor $IPR_{n,m,j} + IPRSTN_m$.

Por tal razón, considerando la definición del factor $IPRSTN_m$ establecido en la resolución CREG-099: "Fracción de la Demanda Real del Comercializador Minorista i que corresponde a las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional asignadas por el ASIC durante el mes m-1, conforme a la metodología vigente"; se interpreta que el valor de $IPR_{n,m,j}$ será el resultante de descontar de los valores de pérdidas que se encuentran actualmente vigentes conforme a la Resolución CREG-031 de 1997 (Ver Tabla de este numeral), la fracción asignada al comercializador por el ASIC correspondiente a las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional.

2.4 COMPONENTE C_m – COMERCIALIZACIÓN

CARGO FIJO y CARGO VARIABLE

33. La Comisión debería analizar otra forma de considerar los costos en los que incurren los comercializadores por atención de un usuario que no consume. Esto considerando las iniciativas legislativas en relación con la eliminación del cargo fijo; (CAC)

Respuesta:

A partir de la vigencia el Decreto 387 de 2007, la fórmula tarifaria debe cumplir con lo allí dispuesto, esto es un costo fijo y un costo variable se mantiene como parte del diseño de la fórmula tarifaria.

34. Se propone incluir como cargo fijo el cargo base de comercialización que se encuentra vigente (Co) hasta tanto no se fije el nuevo. (CODENSA)

Respuesta:

No se acepta la propuesta. Reiteramos la respuesta dada en el numeral 45 del Documento CREG 102 de 2007.

TRANSICIÓN

35. No incluir en la variabilización del cargo C, las ventas a usuarios no regulados, con el fin de permitir la cobertura de costos de dicha actividad. Se sugiere una transición gradual para llegar a un CFM con mercado regulado. (EPM, CHEC, GENERCAUCA, EPSA, ENERTOLIMA, ASOCODIS, EMCALI, ACCE, CAC, CODENSA).

Respuesta:

Se acepta la transición propuesta.

Dado que en el período de transición se mantiene una estructura 100% variable en el cargo de comercialización, se hace necesario aplicar una gradualidad en el

² Es de recordar que la razón por la cual por la cual no se incluyen las pérdidas en el STN para establecer el costo de pérdidas por efectos de transporte en el STN se debe a que los cargos por uso no incluyen dichas pérdidas.

reconocimiento de costos de quienes tienen usuarios no regulados y regulados en la misma base de clientes.

De esta manera, se excluye gradualmente del Consumo Facturado Medio las ventas a usuarios no regulados y se propone la obligación para que los comercializadores apliquen una transición gradual lineal de 6 meses para la exclusión de las ventas de energía a usuarios no regulados del CFM.

CARGOS CND-SIC; CREG-SSPD; GARANTÍAS

36. En la etapa de transición del Costo de Comercialización, artículo 12, debe considerarse la actualización del componente CGm toda vez que la resolución 036 de 2006 definió este costo a precios de diciembre de 2001 y no determinó fórmula para su actualización. (CAC, CODENSA, CHEC)

Respuesta:

El costo de garantías de que trata la Resolución CREG 036 de 2006 y no contempla su actualización. Es de anotar, que las garantías en la actividad de comercialización serán tratadas de manera integral en una nueva regulación; es decir, no solo se abordará el análisis de lo dispuesto en la resolución mencionada, sino también las garantías en el marco del MOR, cuyo estudio se encuentra adelantándose.

37. Los costos CER y CCD son ingresos de terceros y no ingresos del comercializador. Por lo tanto se solicita excluirlos de la base de remuneración del C y se propone mantener esas contribuciones en la componente O de la Res. 031 de 1997. La aplicación de esta sugerencia evita generar costos tributarios innecesarios para los comercializadores y para ello el componente de comercialización debe sujetarse exclusivamente a los ingresos que percibirán correspondientes al ejercicio de su actividad y no a costos que deben trasladarse a otros agentes. (GENERCAUCA, EPSA, ASOCODIS, EMCALI, ACCE, COMERCIALIZAR, ELECTROCOSTA).

Respuesta:

Reiteramos la respuesta de la pregunta 52 del Documento CREG 102 de 2007.

38. Debe precisarse que los costos CCD y CER que se pagan anualmente y que corresponden al año anterior, se cargan cada mes en la tarifa, sujetos a indexación de IPP, como actualización del dinero en el tiempo, tal como se hace actualmente. (EMCALI)

Respuesta:

Reiteramos la respuesta de la pregunta 54 del Documento CREG 102 de 2007.

39. Los costos CER, CCD y CG deben ser variabilizados para su traslado al usuario final en función de las ventas. Los artículos 17 y 18 aparecen dos propuestas diferentes.

Respuesta:

Los artículos 17 y 18 difieren en la forma como se traslada el CG en la tarifa al usuario final. En el artículo 17 (fórmula definitiva), se tiene en cuenta la variabilización por las ventas considerando que se expedirá una nueva resolución para la determinación del monto de garantías que asumirán los comercializadores tanto para respaldar las compras tanto en bolsa como en el MOR. En el caso del artículo 18 (fórmula transitoria), el costo correspondiente a garantías ya se

encuentra variabilizado conforme la Resolución CREG 036 de 2006 (\$0.12 \$/kWh).

40. Debe aclararse si el Delta IPSE reiniciará en 1% para el año 2008 o 2009 o se mantendrá la situación que se tiene actualmente con la Resolución CREG 031 de 1997. (CAC, CODENSA)

Como se encuentra previsto en el artículo 12 de la Resolución CREG 099 de 2007, en el periodo de transición los costos variables de comercialización corresponderán a los establecidos con base en la metodología de la Resolución CREG-031 de 1997. Para el caso del $\Delta IPSE$ se está indicando que:

- Al momento de iniciar la aplicación de la resolución no hay variación anual y por tanto $\Delta IPSE$ será cero.
 - Una vez se cumpla el año, la Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico, es del 1% anual.
 - En relación con el IPSE, su valor corresponderá al que se encuentre vigente conforme la Resolución CREG 031 de 1997, esto es, el valor del IPSE se mantiene en 0.4, concordante con la decisión tomada en el 2002 de no continuar con su disminución.
41. De acuerdo con el documento "Esquema de competencia para la comercialización minorista" la CREG plantea la necesidad de establecer una remuneración para el Prestador de última instancia PUI, sin embargo la fórmula no refleja esta situación. recomendamos establecer un mecanismo de redistribución entre comercializadores actuantes en un mercado de comercialización y el PUI. (EPSA).

Respuesta:

Dado que los costos de la gestión del PUI están íntimamente relacionados con el cargo de comercialización, no es necesario que la fórmula tarifaria refleje su traslado, pues ésta lo permite a través de las componentes fija y variable del cargo de comercialización. De todas formas, el PUI será materia de estudio en el marco de la metodología de remuneración de la actividad de comercialización.

2.5 ASPECTOS GENERALES DEL CU

COSTO UNITARIO EQUIVALENTE

42. Debe incluirse la metodología de cálculo del costo unitario equivalente utilizado para la aplicación de subsidios en estratos 1 y 2. (EPM)

Respuesta:

Se acepta el comentario. En el momento en que, según lo dispuesto en la Ley 1117 de 2006 como en el Decreto 387 de 2007, se inicie la aplicación del cargo fijo para los usuarios de estratos 1 y 2, se estudiará la aplicación de la metodología mencionada para incorporar estas disposiciones en la tarifa.

Entretanto, y durante la etapa de transición se aplicará la Resolución CREG 001 de 2007.

43. Sería conveniente que en esta resolución se defina el procedimiento para calcular los costos horarios para que se mantengan las señales de manejo de curva de carga por parte de los usuarios (no residenciales especialmente). (CHEC, CAC).

Respuesta:

Se reitera la respuesta dada en el numeral 66 del Documento CREG 102 de 2007, en el sentido que la resolución CREG 079 de 1997 continua vigente.

44. De igual manera estandarizar el número de decimales que debe utilizarse para el cálculo de todas las variables explícitas e implícitas de la fórmula del costo de prestación del servicio. (CHEC).

Respuesta:

No se considera necesario. Las empresas deben utilizar el número de decimales que resulten del proceso de cálculo a partir de la aplicación de la Fórmula Tarifaria.

45. La divulgación que se hizo para la expedición de la Resolución CREG 019 de 2005, difiere sustancialmente de la Res. CREG 099 de 2007 por lo tanto debería cumplirse lo establecido en el Decreto 2696 de 2004 en cuanto a la publicidad de proyectos de resoluciones de carácter general. (Genercauca, ACCE).

Respuesta:

Se reitera la respuesta dada en el numeral 67 del Documento CREG 102 de 2007, en el sentido que la resolución CREG 079 de 1997 continua vigente.

46. Se requiere del tiempo necesario para implementar los procedimientos y desarrollar el software necesario para calcular y publicar algunos conceptos del CU. (XM)

Respuesta:

Se acepta el comentario. Tanto para los Comercializadores Minoristas como para el ASIC se dará un plazo de un mes para que adecuen sus sistemas comerciales a las nuevas disposiciones en relación con la Fórmula Tarifaria.

47. La demanda comercial del comercializador minorista por mercado de comercialización, aplica para la liquidación entre comercializadores que atienden usuarios en un mercado de comercialización y no es aplicable para efectos de las liquidaciones de los conceptos del ASIC y el LAC en el Mercado Mayorista? (XM)

Respuesta:

Para efectos de las liquidaciones de los conceptos en el Mercado Mayorista se considerará la sumatoria de las demandas comerciales del comercializador minorista en cada uno de los mercados de comercialización donde opere. La metodología para efectos del cálculo de la demanda comercial del comercializador minorista por mercado de comercialización la expedirá la Comisión en resolución independiente. Entretanto, la Demanda Comercial se seguirá determinando conforme a las normas vigentes.

48. Con respecto al cálculo y publicación del costo promedio ponderado por energía Mc, debe aclararse si a partir de la publicación de este concepto se elimina la publicación del Mm. Asimismo, debe definirse a partir de cuándo se debe calcular el Mc.(XM).

Respuesta:

Si bien la variable Mm con la nueva fórmula tarifaria desaparece, es de conocimiento de la Comisión que existen contratos bilaterales que se encuentran indexados a este precio. Dado lo anterior, el ASIC no tendría que eliminar la publicación de este concepto.

En relación con la variable Mc, la resolución establece que el ASIC deberá suministrar la información del Mc, a más tardar el sexto día calendario del mes siguiente a la liquidación de los contratos correspondientes, con la información que tenga disponible y entrará a regir a partir de la vigencia de la fórmula tarifaria.

49. Se solicita la inclusión expresa en la fórmula tarifaria del reconocimiento de los tributos o impuestos que actualmente se asumen y que difieren en forma particular por mercado e incluso por ciudad atendida.

Respuesta:

Se reitera la respuesta dada en el numeral 68 del Documento CREG 102 de 2007.

