



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**FACTOR DE PÉRDIDAS TRASLADABLES AL  
USUARIO Y FACTOR DE PÉRDIDAS PARA EL  
CÁLCULO DE LA DEMANDA PARA LA  
APROBACIÓN DE CARGOS DE DISTRIBUCIÓN  
DE GAS COMBUSTIBLE**

**DOCUMENTO CREG-145**  
**6 DE DICIEMBRE DE 2016**

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

## FACTOR DE PÉRDIDAS TRASLADABLES AL USUARIO Y FACTOR DE PÉRDIDAS PARA EL CÁLCULO DE LA DEMANDA PARA LA APROBACIÓN DE CARGOS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE

### 1. ANTECEDENTES

La Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG 067 de 1995, mediante la cual se adoptó el Código de distribución de gas combustible por redes.

El Código de Distribución de Gas Combustible por Redes se modificó mediante la Resolución CREG 127 de 2013, la cual establece disposiciones para implementar la telemetría en usuarios no regulados y estaciones de gas natural vehicular, para modificar la metodología del cálculo de pérdidas y para incluir un nuevo factor de corrección en la medición del producto.

El artículo 18 de la Resolución CREG 127 de 2013 adiciona el numeral 5.62 de dicho Código y establece la fórmula que el distribuidor o el comercializador utilizará para determinar el porcentaje de pérdidas en el sistema de distribución.

Mediante la Resolución CREG 137 de 2013, la CREG estableció las fórmulas tarifarias generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados.

El factor de pérdidas afecta la componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio Público de Gas Combustible por redes de tubería establecido mediante Resolución CREG 137 de 2013. De forma general, esta componente variable se define para el mes  $m$  de prestación del servicio, el mercado relevante de comercialización  $i$  y el comercializador  $j$  como:

$$CUv = \frac{G + T}{1 - \rho} + (D \times f_{pc}) + Cv + Cc$$

Donde:

- $CUv$  Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio Público de Gas Combustible por redes de tubería expresado en  $\$/m^3$
- $G$  Costo Promedio Unitario en  $\$/m^3$  correspondiente a las compras de Gas Natural y/o Gas Metano en Depósitos de Carbón y/o GLP por redes y/o aire propanado, destinado a usuarios regulados
- $T$  Costo unitario en  $\$/m^3$  correspondiente al transporte de gas combustible, destinado a usuarios
- $D$  Costo expresado en  $\$/m^3$  por uso del Sistema de Distribución de gas combustible destinado a usuarios regulados

- $f_{pc}$  Factor multiplicador de poder calorífico aplicable al componente del costo de distribución
- $C_v$  Componente variable del costo de comercialización expresado en  $\$/m^3$  del gas combustible por redes de tubería destinado a usuarios regulados
- $C_c$  Costo unitario, expresado en  $\$/m^3$ , correspondiente a la confiabilidad del servicio de gas combustible
- $\rho$  Pérdidas reconocidas conforme a lo establecido en el Código de Distribución de gas combustible o sus modificaciones.

De lo anterior se entiende que el factor de pérdidas afecta, en particular, al Costo Promedio Unitario correspondiente a las compras de Gas Natural y/o Gas Metano en Depósitos de Carbón y/o GLP por redes y/o aire propanado, destinado a usuarios regulados y el Costo unitario correspondiente al transporte de gas combustible, destinado a usuarios regulados.

Por medio de la Resolución CREG 202 de 2013, la Comisión estableció los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería y se dictan otras disposiciones.

A través del artículo 2 de la Resolución CREG 033 de 2015, la Comisión modificó el numeral 5.62 del Código de distribución de gas combustible por redes y estableció las fórmulas para determinar los porcentajes máximo y mínimo de pérdidas a trasladar a los usuarios regulados y no regulados. Adicionalmente, se establece que el porcentaje de pérdidas que se utilizará para el cálculo de la demanda real total anual de los mercados relevantes de distribución existentes para el siguiente periodo tarifario, al que hacen referencia los numerales 9.1.1.1. y 9.1.1.2. de la Resolución CREG 202 de 2013, será de 3.7%. Esto se hace como incentivo para que el distribuidor gestione las pérdidas no técnicas de su sistema.

De acuerdo con lo establecido en el literal b del numeral 6.1 de la Resolución CREG 202 de 2013, *“(l)a CREG podrá solicitar el reporte de la información entregada en forma física a través del aplicativo en formato web que diseñe para tal fin. Para lo cual la Dirección Ejecutiva en su momento expedirá y publicará en su página web una circular que contenga el procedimiento con instructivo para el cargue de esta información. En caso de hacerlo las empresas estarán obligadas a presentar la información de sus solicitudes por este medio”*.

Posteriormente, mediante la Circular CREG 075 de 2015, el Director Ejecutivo de la CREG invitó a las empresas de distribución de gas combustible por redes de tubería a las capacitaciones que se realizarían entre el 8 y 10 de julio sobre el funcionamiento del aplicativo “ApliGas”, diseñado para el reporte de información a la CREG de las solicitudes tarifarias para la aprobación de cargos de distribución de gas combustible por redes de tubería, conforme a la nueva metodología de remuneración definida en la Resolución CREG 202 de 2013.

A través de la Circular CREG 111 de 2015 y conforme a lo definido en la Resolución CREG 141 de 2015 por la cual se modifica la Resolución CREG 202 de 2013, se estableció el

cronograma para el periodo comprendido entre el 7 y el 30 de octubre de 2015 con el fin de que las empresas realizaran el proceso de reporte de información correspondiente a las solicitudes de cargos de distribución de gas combustible por redes de tubería.

Con la información de gas inyectado y demanda, reportada por las empresas distribuidoras en sus solicitudes tarifarias mediante el aplicativo ApliGas, la Comisión calculó las pérdidas de 84 mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario, evidenciando que el 73% de los mercados analizados presentan pérdidas inferiores a 3.7% o incluso negativas.

De los resultados del anterior análisis se infiere que no se están presentando pérdidas no técnicas en la mayoría de los sistemas de distribución. Dado que el factor de pérdidas de 3.7% se dio como un incentivo para que el distribuidor gestionara las pérdidas no técnicas en su sistema, se debe precisar que el factor a aplicar será el de las pérdidas reales del sistema hasta un máximo de 3.7%.

En concordancia con lo anterior, la Comisión considera que las pérdidas trasladables a los usuarios regulados y no regulados no deben acotarse mediante un límite inferior tal y como lo establece la Resolución CREG 033 de 2015, sino únicamente mediante un límite superior.

Mediante la Resolución CREG 096 de 2016 la Comisión ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general que propone adoptar, "Por la cual se modifica el numeral 5.62 del Anexo General de la Resolución CREG 067 de 1995, adicionado por el artículo 18 de la Resolución CREG 127 de 2013 y modificado por el artículo 2 de la Resolución CREG 033 de 2015". Esta modificación busca eliminar el porcentaje de pérdidas mínimo a trasladar a los usuarios.

Esta resolución fue sometida a consulta por un periodo de 10 días hábiles a partir de su publicación en la página web de la Comisión. Este documento contiene los comentarios recibidos por parte de los interesados, junto con su respectiva respuesta, así como la demás información y análisis correspondiente que soportan una versión revisada y definitiva de la propuesta regulatoria para modificar la Resolución CREG 096 de 2016, base para la toma de decisión de la Comisión.

## 2. COMENTARIOS RECIBIDOS

Durante el periodo de consulta de la Resolución CREG 096 de 2016 se recibieron comentarios de los siguientes agentes o participantes del mercado:

Empresa	Número de radicado
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	E-2016-008240
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	E-2016-008283
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	E-2016-008294
Gases del Caribe S.A. E.S.P.	E-2016-008295
Enka de Colombia S.A.	E-2016-008296
Gas Natural S.A. E.S.P.	E-2016-008299
Alfagres S.A.	E-2016-008300

Empresa	Número de radicado
Ingredion Colombia S.A.	E-2016-008301
Postobón S.A.	E-2016-008307
Alpina S.A.	E-2016-008308
Seatech International Inc.	E-2016-008310
Madigás Ingenieros S.A. E.S.P.	E-2016-008457

### 3. COMENTARIOS Y ANÁLISIS

Los comentarios recibidos por los agentes se presentan a continuación:

#### 3.1 Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

- i) “Con el propósito de dar mayor claridad en la aplicación de la norma, se sugiere establecer de manera explícita cuál es el valor a trasladar en caso de que el resultado del porcentaje real de pérdidas sea negativo, ya que en el texto de la norma en consulta no es claro que pasa cuándo se presente esta situación.

Lo anterior, teniendo en cuenta que en el artículo 18 de la Resolución 127 de 2013, entre otras cosas se estableció que: ‘(...) El valor a trasladar al Usuario final será el resultado de aplicar la anterior fórmula, **en caso de que el resultado sea un valor negativo se acota a un valor de cero**, por el contrario si el resultado es un valor positivo se trasladará hasta un máximo de 3.7%. (...) (Negrita fuera de texto), mientras que el Artículo 2 de la Resolución 033 de 2013, dice: ‘(...) En caso de que el porcentaje real de pérdidas calculado con la ecuación (1) sea un valor positivo, se trasladará éste valor hasta el máximo definido por la fórmula (2). **En caso que sea un valor negativo, se trasladará este valor hasta el mínimo definido por la fórmula (3).**’

En este mismo sentido, consideramos oportuno llamar la atención en relación con los datos de las pérdidas reales en los sistemas de distribución en los mercados relevantes analizados, incluidos en la Tabla 1 del documento CREG 047 del 11 de julio de 2016, en razón a que según el mismo, se evidencia que la mayoría de los mercados analizados (73%) presenta pérdidas en su sistema de Distribución, inferiores al 3.7% por lo que se considera que aunque no hay discusión sobre el indicador máximo, aplicarlo a todos los mercados no sería necesario y adicionalmente sería prudente establecer que pasa con los resultados negativos”.

#### Respuesta

Con respecto a la aplicación del 3.7%, se aclara que al usuario se le trasladará el porcentaje real de pérdidas del sistema hasta un máximo dado por la siguiente expresión:

$$(FP_{m\acute{a}x})_m = \frac{e_{m\acute{a}xUR} \sum_{j=2}^{13} V_{UR,m-j} + e_{m\acute{a}xUNR} \sum_{j=2}^{13} V_{UNR,m-j}}{\sum_{j=2}^{13} (V_{UR,m-j} + V_{UNR,m-j})} + 0,5$$

Donde  $(FP_{m\acute{a}x})_m$  varía entre 2.7% y 3.7% dependiendo de la composición de la demanda total del sistema de distribución, es decir de sus porcentajes de demanda regulada y no regulada. En caso de que el porcentaje real de pérdidas del sistema de distribución sea

negativo, se trasladará este valor. En la resolución definitiva se corrige la redacción con el fin de dar mayor claridad.

- ii) *“Por otra parte, consideramos oportuno manifestar nuestra inquietud en torno al sustento de los cálculos descritos en la mencionada Tabla 1; y es, si este análisis se realizó con la misma información presentada por las empresas en las solicitudes tarifarias, que fueron base para la decisión tomada por la Comisión mediante la Resolución CREG 093 de 2016 ‘Por medio de la cual se revoca parcialmente la Resolución CREG 202 de 2013, modificada por las Resoluciones CREG 138 de 2014 y 125 de 2015 y se ordena el archivo de unas solicitudes tarifarias’, en cuya parte considerativa se señalan serias asimetrías en la información reportada por los prestadores”.*

### **Respuesta**

Para el análisis presentado en el documento CREG 047 de 2016, que soporta la Resolución CREG 096 de 2016, se utilizó la información de inyección y demanda de 84 mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario reportada por 22 empresas distribuidoras en sus solicitudes tarifarias realizadas mediante el aplicativo ApliGas.

Cabe aclarar que si bien mediante la Resolución CREG 093 de 2016 se revocaron aspectos relacionados con la demanda<sup>1</sup>, la revocatoria de estos no se atribuye a la asimetría de información, sino a que se encontró que los activos reportados a la fecha de corte en algunos de los mercados existentes no tenían una relación con las necesidades de la demanda real reportada a la fecha de corte.

Esto dio un indicio de que se adelantó la construcción de activos para que fueran tenidos en cuenta en la valoración de inversión existente, sin que se hubiera conectado aún la demanda para la cual habían sido desarrollados. Esto genera que la “demanda real total anual”, que es más reducida, pague por activos que serán utilizados por una demanda futura que será mayor y, por lo tanto, que el nivel de uso de estos sistemas de distribución no corresponda al de un mercado maduro, el cual era un criterio necesario para la aplicación de la metodología establecida en la Resolución CREG 202 de 2013.

- iii) *“Finalmente, con base en la información contenida en el capítulo de antecedentes del documento CREG 047, sugerimos a la Comisión dar a conocer el resultado del análisis de impacto de esta medida regulatoria sobre la tarifa al usuario final, a fin de contar con mayores elementos para el ejercicio de las funciones propias de esta Superintendencia”.*

### **Respuesta**

Las pérdidas negativas se interpretan en el sentido físico como si el comercializador vendiera a sus usuarios más gas del que compró, es decir, como si las redes de distribución produjeran gas. Dado que esto es imposible, se considera que las pérdidas negativas

<sup>1</sup> La Resolución CREG 093 de 2016, en sus artículos 2, 3, 4 y 5, revocó las definiciones de las componentes Qtk y QResk del numeral 9.1.1.1 de la Resolución CREG 202 de 2013; las componentes Qtme y (QNoResES+QRes)me del numeral 9.1.1.2 de la Resolución CREG 202 de 2013; las componentes Qtk y QResk, del numeral 9.2.1.1 de la Resolución CREG 202 de 2013; y las componentes (QNoResRS+QRes)me, QTme y QResme del numeral 9.2.1.2 de la Resolución CREG 202 de 2013. Adicionalmente, el artículo 8 revocó el numeral 9.8 del artículo 9 de la Resolución CREG 202 de 2013, correspondiente a DEMANDAS DE VOLUMEN.

ocurren por la precisión de los equipos de medición y en la captura de los parámetros de presión y temperatura del gas a la entrada del medidor para corrección por temperatura y presión de los volúmenes medidos al usuario.

La Comisión considera que mantener un límite a las pérdidas negativas es un incentivo a que los distribuidores-comercializadores no mejoren sus sistemas de medición en algunos puntos de inyección y/o mejorar los métodos indirectos de captura de los parámetros de presión y temperatura a la entrada del medidor de los usuarios regulados. Además sería el usuario quien asumiría las pérdidas negativas menores a -3.7%.

De acuerdo con lo anterior, el impacto de esta medida regulatoria es que ya no será el usuario final quien asuma las pérdidas negativas menores a -3.7%.

### 3.2. Gases de Occidente S.A. E.S.P.

- i) *"Si bien la Regulación ha venido realizando un análisis a los diferentes sistemas de medición, el pretender determinar un margen máximo y sin valor piso, como pérdidas (sic) permisibles en los sistemas de distribución, tomando como base el promedio de la información de todas las Empresas distribuidoras no lo vemos consistente, cuando estas manejan volúmenes muy diferentes, al igual que sistemas de medición de ciclos de facturación muy diferentes, y algunos de menor precisión. Esto arroja como resultado mediciones de pérdidas con mayor incertidumbre y generalmente negativos.*

*Se solicita a la Comisión, se mantenga el rango +/- 3.7% para Pérdidas y se incentive la utilización de sistemas de medición con menor incertidumbre para aquellas distribuidoras que presentan pérdidas inferiores a -3.7%. Este podría ser el caso de algunas distribuidoras que se alimentan directamente de campos productores menores que cuentan con medición de platinas de orificio o similares, los cuales tienen una mayor incertidumbre que los actuales sistemas electrónicos sofisticados.*

*Además dado la atipicidad del tema, se solicita a la CREG realizar estudios, en otros países para determinar cómo calculan este margen y realizar uno específico, para diferentes regiones del país, que permita con mayor claridad, definir los márgenes adecuados, a incorporar en los cálculos para tarifa".*

### Respuesta

Si bien es cierto que los sistemas de distribución manejan volúmenes muy diferentes y sistemas de medición con diferentes precisiones, se debe tener en cuenta que el porcentaje de pérdidas máximo a trasladar a los usuarios considera los errores máximos permisibles en los sistemas de medición de los usuarios regulados y de los no regulados establecidos en el numeral 4.27 del Código de Distribución de Gas Combustible por Redes (Resolución CREG 067 de 1995) y modificados por el artículo 3 de la Resolución CREG 127 de 2013.

Con respecto a mantener el rango de +/- 3.7% para incentivar la utilización de sistemas de medición con menor incertidumbre para aquellas distribuidoras que presentan pérdidas inferiores a -3.7%, no se acepta el comentario ya que se considera que mantener el piso de -3.7% es, por el contrario, un incentivo para estas empresas no utilicen sistemas de medición con menores incertidumbres que permitan calcular las pérdidas del sistema con mayor exactitud.

Es importante anotar, que se ha aceptado por parte de la Comisión el uso de sistemas de medición con menor precisión y sin captura en línea de los parámetros de presión y temperatura en puntos de inyección para prestar el servicio en poblaciones remotas y con consumos no representativos de gas, dada la diferencia de costos de los equipos de medición que puede alcanzar los \$20 millones. Esta diferencia en costos es la razón por la cual la Comisión hace una diferencia de exigencia en los equipos de medición entre los usuarios regulados y no regulados. En estas poblaciones, la eliminación del piso de -3.7% constituye un incentivo para que se mejoren los métodos de medición indirecta de presión y temperatura.

Con respecto a la solicitud de realizar estudios en el tema de pérdidas, la Comisión y la Universidad Tecnológica de Pereira realizaron en el 2011 el estudio "Diagnóstico de los sistemas de instrumentación y medición en la distribución del gas natural domiciliario" con el objetivo realizar un diagnóstico a nivel nacional sobre el sistema de medida.

Para ello, se consideró la temática de los sistemas de medición e instrumentación que permiten determinar los consumos del usuario final en varios países tales como Argentina, Brasil, España, Estados Unidos y México. Igualmente se analizó la regulación de los productores, transportadores y distribuidores en dichos países.

Adicionalmente, se analizaron los procedimientos que realizan las distribuidoras del país<sup>2</sup> para generar el balance volumétrico y para el cálculo de pérdidas, de donde surgieron propuestas para la modificación al Código de distribución de gas combustible por redes que finalmente se adoptaron mediante la Resolución CREG 127 de 2013.

### 3.3. Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

- i) *"Por lo demás, consideramos que no se puede concluir, tajantemente, que por el hecho de que los porcentajes de pérdidas calculados por la CREG, a partir de la información reportada por las empresas en sus solicitudes tarifarias, hayan sido inferiores al 3.7% en la mayoría de los casos, entonces no existen pérdidas no técnicas en los sistemas de distribución.*

*Recuérdese que esas pérdidas no técnicas están asociadas no sólo a los fraudes en la red, sino también a otros problemas que se mantendrán siempre en un sistema de distribución, cada uno con algún grado de profundidad, y que están asociados a la descalibración de los medidores, a errores en la facturación, en la medición al usuario y administrativos por la ausencia de lectura, entre otros".*

#### Respuesta

Como se mencionó en el documento CREG 047 de 2016 que soporta la Resolución CREG 096 de 2016, la Resolución CREG 033 había establecido un valor fijo de 3.7% para el cálculo de cargos de todos los mercados solicitados. Esta medida se dispuso con el objetivo de que los distribuidores gestionaran las pérdidas no técnicas de su sistema. Sin embargo, de acuerdo con el análisis de las solicitudes tarifarias recibidas, se evidencia que la mayoría de los mercados analizados presentan pérdidas inferiores al 3.7%, por lo que se no se considera necesario aplicar este incentivo a todos los mercados.

<sup>2</sup> En este estudio se visitaron las siguientes distribuidoras de gas en el país: Efigas de Pereira, Gases de Occidente de Cali, Surtigas de Cartagena, Gas Natural de Bogotá y EPM de Medellín,



Adicionalmente, cabe resaltar que el porcentaje de pérdidas máximo a trasladar a los usuarios considera los errores máximos permisibles en los sistemas de medición de los usuarios regulados y de los no regulados, y además reconoce un valor de 0.5% para pérdidas generadas por variables diferentes a las atribuibles a los sistemas de medición.

De acuerdo con esto, la Comisión considera que mantener el piso de -3.7% es un incentivo para que aquellas empresas que presentan pérdidas negativas inferiores a este valor no utilicen sistemas de medición con mayor precisión en algunos puntos de inyección y/o mejorar los métodos indirectos de captura de los parámetros de presión y temperatura a la entrada del medidor de los usuarios regulados que permitan calcular las pérdidas del sistema de distribución con mayor exactitud.

### 3.4. Gases del Caribe S.A. E.S.P.

- i) *“La metodología propuesta se traduce en un porcentaje de pérdidas máximo de 3.7% toda vez que la base de usuarios contemple únicamente usuarios regulados mientras que si se cuenta con usuarios no regulados dentro del mercado relevante, este porcentaje se reduce a 2.58% en promedio, para Gases del Caribe, de acuerdo con la fórmula 2 del proyecto de resolución. Ahora bien, teniendo en cuenta el efecto que un error en la medición de los usuarios no regulados o daños en sus acometidas causan en el cálculo de las pérdidas debido al peso de su volumen sobre el total distribuido y al tamaño de sus tuberías, solicitamos a esta Comisión que el porcentaje máximo de pérdidas calculado en un mercado relevante conformado por usuarios regulados y no regulados sea 3.7%.*

*Por otro lado, sugerimos a la CREG buscar una regulación que incentive a las empresas distribuidoras a gestionar y optimizar las pérdidas con miras a mejorar la prestación del servicio de gas natural”.*

### Respuesta

La propuesta de la Resolución CREG 096 de 2016 no planteó modificar el máximo de pérdidas trasladables a los usuarios. Este aspecto no es objeto de análisis en esta propuesta.

### 3.5. Gas Natural S.A. E.S.P.

- i) *“Entendemos que el proyecto de resolución tiene como finalidad ajustar las pérdidas que se trasladan al usuario final a un escenario real para la mayoría de las empresas Distribuidoras de gas natural, según los análisis realizados por la Comisión a partir de la información reportada.*

*No obstante lo anterior, consideramos que en la propuesta presentada se incluya una modificación del límite superior de 3.7%, ya que para su determinación, no sólo se debe tener en cuenta el error de los sistemas de medición, sino otro tipo de situaciones que afectan el cálculo del factor como la capilaridad de las tuberías, daños por terceros, escapes por obsolescencia de las redes, debido a que los periodos de resequimiento son de un año para redes de alta presión y de cinco años para media presión, aunado a lo anterior se tienen algunos fraudes que se puedan presentar.*

*En el Documento soporte CREG 047, la Comisión señala en su análisis que el 73% de los mercados relevantes está por debajo del límite superior, así mismo un 27% de estos mercado*

*(sic) presenta dificultades a nivel de pérdidas. En ese sentido, consideramos que se debería analizar si los mercados que presentan dificultades son aquellos de mayor representatividad a nivel de volumen y número de clientes del consumo nacional, por ejemplo, el mercado más grande de nuestras empresas presenta pérdidas superiores al límite regulatorio y es posible que los mercados más complejos con tuberías de AP tengan una mayor propensión a fugar en bridas que terminan afectando el indicador.*

*Por otro lado, otro aspecto importante que se debe tener en cuenta es que para el cálculo del error de medición en las entradas, se utiliza un valor de 0.9%, que corresponde según lo establecido en la Resolución 126 de 2013 a estaciones Clase A (Tipo Bogotá y Bucaramanga). Sin embargo, en otras resoluciones, los sistemas de medición del resto de poblaciones medianas y pequeñas tienen un error mayor (Clase C y D) del 2% y 3% respectivamente.*

*Así las cosas, consideramos que el valor del error de medición a utilizar sea el promedio ponderado de las Citygates del mercado relevante, acorde con la misma Resolución 126”.*

## **Respuesta**

La propuesta de la Resolución CREG 096 de 2016 no planteó modificar el máximo de pérdidas trasladables a los usuarios. Este aspecto no es objeto de análisis en esta propuesta.

Sin embargo, cabe resaltar que el porcentaje de pérdidas máximo a trasladar a los usuarios no solamente tiene en cuenta los errores máximos permisibles en los sistemas de medición de los usuarios regulados y de los no regulados, sino que además reconoce un valor de 0.5% para pérdidas generadas por variables diferentes a las atribuibles a los sistemas de medición.

Con respecto a utilizar el promedio ponderado de los city gates para el cálculo del máximo de pérdidas trasladables, la Comisión recopilará información con respecto a este tema para un análisis posterior.

### **3.6. Grupo de industriales**

**Enka de Colombia S.A.  
Alfagres S.A.  
Ingredion Colombia S.A.  
Postobón S.A.  
Alpina S.A.  
Seatech International Inc.**

- i) *“Teniendo en cuenta el Documento CREG-047 de 11 de julio de 2016, donde se evidencia que existen pérdidas negativas en los sistemas de distribución, (las empresas arriba mencionadas) está(n) de acuerdo con la Comisión en retirar la ecuación donde se establece un porcentaje mínimo de pérdidas a trasladar a los usuarios.*

*Sin embargo, (las empresas arriba mencionadas) cree(n) vital que se discrimine el porcentaje de pérdidas entre el tipo de usuario: usuario regulado y usuario no regulado. La razón de dicha propuesta es que el error permisible del sistema de medición del usuario no regulado es mucho menor que el error asociado al usuario regulado. Hoy en día los sistemas de medición de los*

*usuarios no regulados son iguales a los asociados a los del sistema de transporte. Es decir, el error máximo de medición de dichos sistemas de medición es incluso menor al indicado en la propuesta regulatoria, del 2.0%. Por tal razón, creemos necesario tal discriminación”.*

### Respuesta

Las pérdidas se calculan para todo el sistema de distribución, sin hacer distinción entre usuarios regulados y no regulados. El porcentaje de pérdidas máximo a trasladar a los usuarios tiene en cuenta los errores máximos permisibles en los sistemas de medición de los usuarios regulados y de los no regulados, de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.27 del Código de Distribución de Gas Combustible por Redes (Resolución CREG 067 de 1995), modificado por el artículo 3 de la Resolución CREG 127 de 2013. Dado que actualmente ya se están considerando los errores en los sistemas de medición de los usuarios, no se acepta el comentario.

### 3.7. Madigás Ingenieros S.A. E.S.P.

- i) *“Teniendo en cuenta, que el proyecto de resolución en mención busca eliminar la fórmula (3) que buscaba establecer un límite inferior al porcentaje de pérdidas, la cual fue establecida en la Resolución CREG 033-2015:*

$$(FP_{\text{máx}})_m = \frac{e_{\text{máxUR}} \sum_{j=2}^{13} V_{UR,m-j} + e_{\text{máxUNR}} \sum_{j=2}^{13} V_{UNR,m-j}}{\sum_{j=2}^{13} (V_{UR,m-j} + V_{UNR,m-j})} + 0,5 \quad (2)$$

$$(FP_{\text{mín}})_m = -(FP_{\text{máx}})_m \quad (3)$$

*Por tal motivo, vemos que no es conveniente eliminar el valor de porcentaje de pérdidas mínimo dejándolo igual que el valor de pérdidas (sic) máximo, lo anterior a que no es equilibrado entre las partes tener un porcentaje máximo y dejar sin límite las pérdidas (sic) negativas que va en contra del distribuidor”.*

### Respuesta

Con respecto a mantener el porcentaje de pérdidas mínimo a trasladar al usuario, no se acepta el comentario ya que se considera que mantener el piso de -3.7% es un incentivo para que aquellas empresas que presentan pérdidas negativas inferiores a este valor no utilicen sistemas de medición con mayor precisión en algunos puntos de inyección y/o mejorar los métodos indirectos de captura de los parámetros de presión y temperatura a la entrada del medidor de los usuarios regulados que permitan calcular las pérdidas del sistema de distribución con mayor exactitud.

## 4. ANÁLISIS EN EL MARCO DEL ARTÍCULO 7 DE LA LEY 1340 DE 2009

En desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de agosto de 2010, en el que determinó las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009. En desarrollo de lo establecido por el artículo 5° del Decreto 2897 de 2010, la Superintendencia de Industria

y Comercio adoptó mediante Resolución 44649 de 2010 el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 2897 de 2010.

A continuación se presenta el análisis efectuado por la CREG, con base en el cuestionario adoptado por la SIC:

**SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, SIC**

**CUESTIONARIO EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS**

**OBJETO PROYECTO DE REGULACIÓN:** Por la cual se modifica el numeral 5.62 del Anexo General de la Resolución CREG 067 de 1995, adicionado por el artículo 18 de la Resolución CREG 127 de 2013 y modificado por el artículo 2 de la Resolución CREG 033 de 2015.

**No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:** \_\_\_\_\_

**COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE:** COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG

**RADICACIÓN:** \_\_\_\_\_

Bogotá, D.C. \_\_\_\_\_

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X		
1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X		
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X		

1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X		
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X		
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:		X		
1.6.1	Para nueva empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X		
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X		
2ª.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X		
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X		
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X		
2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X		

2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-		X		
3 <sup>a</sup> .	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
3.1	Genera un régimen de autorregulación o correulación.		X		
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.		X		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.		X		
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.		X		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.		X		

4.0	CONCLUSIÓN FINAL		X		La regulación que se adopta en esta resolución establece reglas para el traslado de pérdidas de distribución a los usuarios.
-----	------------------	--	---	--	--