



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**MODIFICACIÓN DE LOS ARTÍCULOS 13 Y 18
DE LA RESOLUCIÓN CREG 127 DE 2013**

DOCUMENTO CREG-020

Abril 1 de 2015

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

upf

Tabla de contenido

1. ANTECEDENTES	6
2. COMENTARIOS RECIBIDOS	7
3. RESUMEN DE COMENTARIOS Y ANÁLISIS	7
3.1 COMENTARIOS GENERALES	7
3.2 FACTOR DE CORRECCIÓN POR PRESIÓN	8
3.3 PÉRDIDAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	10
3.4 FACTOR DE AJUSTE PARA EL PODER CALORÍFICO	13
4. ANÁLISIS DE LA CREG	15
4.1 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN ATMOSFÉRICA	15
4.2 DETERMINACIÓN DE LAS PERDIDAS MÁXIMAS Y MÍNIMAS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR RED	18
4.3 FACTOR DE CORRECCIÓN POR PODER CALORÍFICO	21
5. PROPUESTA DEFINITIVA A LA CREG	24
6. ANEXO	25

MODIFICACIÓN DE LOS ARTÍCULOS 13 Y 18 DE LA RESOLUCIÓN CREG 127 DE 2013

1. ANTECEDENTES

La Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG 127 de 2013, mediante la cual se establecieron disposiciones para implementar la telemetría en usuarios no regulados y estaciones de gas natural vehicular, modificar la metodología del cálculo de pérdidas e incluir un nuevo factor de corrección en la medición del producto.

De acuerdo con la reunión llevada a cabo el día 27 de diciembre de 2013, la cual contó con la participación de las empresas distribuidoras de Gas Natural, se detectó la necesidad de realizar algunos ajustes a la mencionada resolución, entre otros, los relacionados con el tiempo de transición para la adopción de las reglas establecidas en la Resolución CREG 127 de 2013. Por otra parte, en esta misma reunión y junto a una comunicación de NATURGAS con radicado E-2013-012227, se expusieron otras inquietudes las cuales ameritaban atención.

La Comisión, una vez analizada la pertinencia de lo arriba indicado y a través de la Resolución CREG 013 de 2014, presentó una propuesta para modificar los artículos 7, 8, 13 y 19 de la Resolución CREG 127 de 2013.

Analizados los comentarios recibidos durante el período de consulta de la mencionada Resolución, se identificaron dos temas adicionales que debían ser objeto de ajustes: poder calorífico para efectos de facturación del cargo de distribución D y las pérdidas a aplicar a los usuarios regulados y no regulados.

Con respecto al primer tema, se mencionó que la eliminación del poder calorífico de referencia en la facturación a los usuarios implica un serio error regulatorio, ya que generará una alta incertidumbre en los ingresos del distribuidor teniendo en cuenta que éste no puede asegurar que el gas que recibe a la entrada del sistema se mantenga con el mismo poder calorífico con el cual se aprobaron los cargos, lo que puede afectarle positiva o negativamente dependiendo de las variaciones de la calidad del gas que reciba en su sistema.

Con respecto al segundo tema, se discutió que las pérdidas que deben asumir los Usuarios no Regulados deberían ser calculadas con una fórmula diferente, ya que estos tienen sistemas de medición con un error máximo menor que el de los Usuarios Regulados.

Estos dos temas no fueron consultados mediante la Resolución CREG 013 de 2014 pero, conforme a los análisis efectuados, se considera necesario realizar nuevas modificaciones al Código de Distribución de Gas Combustible por Redes para incluirlos. Por ello, la Comisión expidió para comentarios la Resolución CREG 068 de 2014 por la cual se modifican los artículos 13 y 18 de la Resolución CREG 127 de 2013, los cuales se relacionan con los temas de corrección de volumen, factor de ajuste para el poder calorífico y pérdidas en el sistema de distribución.

En este documento se resumen los comentarios recibidos durante el período de consulta de dicha Resolución y se presentan las respectivas respuestas.

2. COMENTARIOS RECIBIDOS

Durante el período de consulta de la Resolución CREG 068 de 2014, se recibieron comentarios de los siguientes agentes o participantes del mercado:

Empresa	Número de radicado
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-	E-2014-007938
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	E-2014-007718
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	E-2014-007713
Gases del Caribe S.A. E.S.P.	E-2014-007701
Inversiones Gases de Colombia S.A.	E-2014-007691
SURTIGAS S.A. E.S.P.	E-2014-007676/ 009281
Asociación Colombiana de Gas Natural -Naturgas-	E-2014-007704
EFIGAS S.A. E.S.P.	E-2014-007712
Gas Natural Fenosa S.A. E.S.P.	E-2014-007705

3. RESUMEN DE COMENTARIOS Y ANÁLISIS

Los comentarios recibidos por los agentes se presentan agrupados por temas a continuación:

3.1 COMENTARIOS GENERALES

- i) **EFIGAS S.A. E.S.P. y Gases de Occidente S.A. E.S.P.:** Dado el efecto que se tendría a nivel de empresas y de usuarios, solicitan espacios de debate entre las distribuidoras y la CREG, de tal forma que se permita que el regulador tenga una retroalimentación directa sobre los impactos e implicaciones de la aplicación de la Resolución CREG 068 de 2014, los cuales no se limitan solamente a nivel de sistema operativo, sino también a nivel de operación, administración, atención de PQR e imagen de la compañía y de la cadena del gas natural.

Adicionalmente, considera que la metodología planteada para el cálculo de pérdidas y el factor de ajuste para el poder calorífico va en contra del principio de simplicidad. En la actualidad, se trasladan las pérdidas y el poder calórico de manera global y se propone hacerla por usuario, generando altos costos de implementación y operación en que incurrirán las empresas.

RESPUESTA: Estudiando los argumentos expresados en cuanto a la complejidad que implica discriminar las pérdidas por usuario, se acepta el comentario. La Comisión ha decidido trasladar las pérdidas de manera global a usuarios regulados y no regulados, ya que las pérdidas se calculan para todo el sistema de distribución.

Con respecto a los espacios de debate solicitados, la Comisión estudió y revisó todos los comentarios recibidos a la Resolución CREG 068 de 2014 y con base en ellos se construyó esta nueva disposición. Sin embargo, la Comisión está dispuesta a consolidar los espacios que sean necesarios para escuchar a los interesados, pues es claro que desde estos escenarios se nutre el debate conforme el tema analizado.

- ii) **Gases del Caribe S.A. E.S.P y SURTIGAS S.A. E.S.P.:** Solicitan a la CREG que se amplíen los CONSIDERANDOS de la Resolución CREG 068 de 2014, en especial el último párrafo "las pérdidas a aplicar a los usuarios regulados y no regulados", ya que no encuentran plenamente justificadas las razones por las cuales se discriminan las pérdidas entre estos tipos de usuarios.

RESPUESTA: Teniendo en cuenta que las pérdidas ya no son discriminadas por tipo de usuario, se elimina el CONSIDERANDO al que se hace referencia.

- iii) **EFIGAS S.A. E.S.P., Gases de Occidente S.A. E.S.P., Gases del Caribe S.A. E.S.P., SURTIGAS S.A. E.S.P. y Asociación Colombiana de Gas Natural - Naturgas-:** Indican que la inversión requerida para implementar el cálculo de pérdidas y el factor de ajuste para el poder calorífico, tal y como se establece en la Resolución CREG 068 de 2014, no está siendo remunerada a las empresas distribuidoras.

RESPUESTA: Dado que la Comisión ha decidido trasladar las pérdidas de manera global a usuarios regulados y no regulados, se han modificado las fórmulas propuestas en la Resolución CREG 068 de 2014 de tal forma que la información que se requiere para el cálculo de pérdidas es manejada cotidianamente por la empresa distribuidora en su operación y no requiere inversiones, ni costos adicionales.

3.2 FACTOR DE CORRECCIÓN POR PRESIÓN

- i) **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-:** Manifiesta que, al permitir la posibilidad para el uso de barómetro electrónico o información suministrada por las estaciones del IDEAM para la determinación de la presión atmosférica, se dificultarían las funciones de vigilancia y control de la SSPD para la verificación de los valores reportados por la empresas y para el eventual reporte en el SUI y el desarrollo de los formatos que se requieran para tal fin.

RESPUESTA: No se acepta el comentario ya que, por el elevado costo de la medición individual con equipos que permitan la captura de todos los parámetros requeridos en sitio, es pertinente dar diferentes opciones a las empresas distribuidoras para la determinación de la presión atmosférica, de tal forma que puedan elegir la que mejor represente las condiciones reales del usuario conforme a los instrumentos de medición con que cuenta en su infraestructura o en las estaciones del IDEAM.

- ii) **Gas Natural Fenosa S.A. E.S.P.:** Considera que la propuesta de determinación atmosférica a partir de las prioridades definidas en el literal c) de la propuesta modificatoria del artículo 13 de la Resolución CREG 127 de 2013 es acertada y

aporta a la facilidad de los procesos, teniendo en cuenta que la presión atmosférica no es un parámetro que varíe sustancialmente.

Adicionalmente, manifiesta que la propuesta de la Resolución CREG 068 de 2014 implica suspender los desarrollos iniciados sobre los sistemas de información hasta tanto la CREG apruebe la resolución definitiva que podría incluir modificaciones adicionales a los ajustes iniciales. Por ello, solicita a la Comisión que mantenga el plazo previsto en el literal d) del artículo 19 de la Resolución CREG 127 de 2013, independientemente de la opción seleccionada por la empresa para obtener la presión atmosférica. Reiteran que este plazo se requiere principalmente por los ajustes sobre los sistemas de información.

Finalmente, ante la posibilidad de emplear barómetros electrónicos para la determinación de la presión atmosférica, solicita a la CREG que la inversión asociada sea reconocida como un gasto AOM en los términos del literal d) del numeral 10.4 del anexo 10 de la Resolución CREG 202 de 2013.

RESPUESTA: Con respecto a la medición de la presión atmosférica a partir de las prioridades definidas, se acepta el comentario (ver numeral 4.1).

Respecto al plazo previsto en el literal d) del artículo 19 de la Resolución CREG 127 de 2013, se acepta el comentario y se mantiene.

Con respecto al reconocimiento de las inversiones asociadas al empleo de barómetros electrónicos para la determinación de la presión atmosférica, se establece en el literal d) del numeral 10.4 del anexo 10 de la Resolución CREG 202 de 2013 que:

"d) Los gastos para el desarrollo de lo dispuesto en la Resolución CREG 127 de 2013 en: literal d) del artículo 19 y la adición del numeral 4.28.2 establecida en el artículo 4."

Dado que el literal d) del artículo 19 de la Resolución CREG 127 de 2013 hace referencia a la clasificación de los domicilios en rangos de 200 m de altitud sobre el nivel del mar, la cual se requiere para el cálculo de presión atmosférica necesario para la obtención del factor de corrección por presión definido en el literal c) del artículo 13 de la misma Resolución, se entiende que las inversiones que se requieran para dar cumplimiento a este literal o a aquellos que lo modifiquen, aclaren o sustituyan, se remunerarán en los términos establecidos en el literal d) del numeral 10.4 del anexo 10 de la Resolución CREG 202 de 2013.

- iii) **Empresas Públicas de Medellín E.S.P.:** Por las complejidades y costos adicionales que podría implicar el tener que calcular los factores de corrección por presión K_p y temperatura K_T en función del ciclo de facturación del usuario, propone que la CREG asuma como temperatura promedio mensual del municipio donde se encuentra el domicilio del usuario, para todos los casos, la temperatura promedio de los doce meses anteriores al mes de facturación reportada en el Informe "Promedios Climáticos" del IDEAM, ya que con ello se mantendría un factor de corrección único mensual para todos los usuarios de un mercado, lo que haría más simple el proceso

de corrección de los volúmenes registrados en los medidores de los usuarios, sin afectar la confiabilidad en los resultados.

RESPUESTA: La fórmula para temperatura promedio del ciclo de facturación T_m , la cual es función del ciclo de facturación del usuario y se utiliza para calcular el factor de corrección por temperatura K_T , fue establecida en la Resolución CREG 127 de 2014 y entró en vigencia en abril de 2014. Dado que en la Resolución CREG 068 de 2014 no se propusieron modificaciones a esta fórmula, no estaba en consulta en la mencionada Resolución. Por esto, no se acepta el comentario.

3.3 PÉRDIDAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

- i) **EFIGAS S.A. E.S.P., Gases de Occidente S.A. E.S.P., Inversiones Gases de Colombia S.A., SURTIGAS S.A. E.S.P. y Asociación Colombiana de Gas Natural - Naturgas-**: Plantean que, teniendo en cuenta las implicaciones que tendría la aplicación de la Resolución CREG 068 de 2014 en los sistemas informáticos de las empresas distribuidoras, dada la complejidad de aplicar los ajustes del factor de pérdidas a cada uno de sus usuarios, consideran que la metodología propuesta en esta Resolución no aporta mayores beneficios comparado con el traslado de las pérdidas de manera global como se está haciendo actualmente, dado que los altos costos de implementación y operación en que incurrirían las empresas deberán ser trasladados tarifariamente a los usuarios.

RESPUESTA: Se acepta el comentario. La Comisión ha modificado las ecuaciones propuestas en la Resolución CREG 068 de 2014 para calcular el porcentaje de pérdidas a trasladar al usuario para se realice de manera que sea un indicador de pérdidas por sistema de distribución y sin distinción entre usuarios regulados y no regulados.

- ii) **Gases del Caribe S.A. E.S.P.:** Indica que no ven justificación para diferenciar las pérdidas entre Usuarios no regulados y usuarios regulados.

RESPUESTA: Se acepta el comentario, ya que las pérdidas se calculan para todo el sistema de distribución, sin hacer distinción entre usuarios regulados y no regulados.

- iii) **EFIGAS S.A. E.S.P., Gases de Occidente S.A. E.S.P. y Gas Natural Fenosa S.A. E.S.P.:** Sugieren que si la Comisión decide discriminar niveles de pérdidas por tipo de usuario, se realice para usuario regulado y no regulado y no individualmente como se considera en el parágrafo 1 de la propuesta de modificación al artículo 18 de la Resolución CREG 127 de 2013. Adicionalmente, consideran que se debe mantener el 3.7% como máximo nivel de pérdidas reconocidas para todo el sistema de distribución, inclusive con la discriminación por tipo de usuario.

RESPUESTA: La Comisión ha decidido trasladar las pérdidas de tal forma que sea un indicador por sistema de distribución y no de forma individual como se había planteado en la Resolución CREG 068 de 2014.

En cuanto al porcentaje máximo de pérdidas reconocidas, no se acepta el comentario. Este máximo dependerá de la composición de la demanda total, del sistema de distribución, respecto a sus porcentajes de demanda regulada y no regulada (ver numeral 4.2).

- iv) **EFIGAS S.A. E.S.P., Gases de Occidente S.A. E.S.P., Gases del Caribe S.A. E.S.P., SURTIGAS S.A. E.S.P., Asociación Colombiana de Gas Natural -Naturgas- y Gas Natural Fenosa S.A. E.S.P.:** Indican que en el artículo 18 existen dos fórmulas con el mismo numeral (1). Adicionalmente, solicitan a la Comisión una justificación del valor de 0.5 que aparecen en las fórmulas 1, 2, 3 y 4 del artículo 18, con las que se establecen los valores mínimos y máximos del factor de pérdidas por tipo de usuario.

Sugieren además que en las fórmulas que establecen el máximo porcentaje de pérdidas a trasladar a los usuarios regulados y no regulados, el error del sistema de medición que se tenga en cuenta sea el de la clase del medidor instalado, tal como lo establece el Código de Distribución, el Reglamento Único de Transporte y sus respectivas modificaciones.

RESPUESTA: Con respecto a las dos fórmulas que tienen el mismo numeral, se acepta el comentario y se corrige en la Resolución definitiva.

Con relación al valor de 0.5 que aparece en las fórmulas 1, 2, 3 y 4 del artículo 18, se sugiere ver la página 254 del Documento CREG 088 de 2012.

Con respecto a la sugerencia de establecer el máximo porcentaje de pérdidas a trasladar a los usuarios regulados y no regulados teniendo en cuenta el error de la clase del medidor instalado, se acepta el comentario (ver numeral 4.2).

- v) **EFIGAS S.A. E.S.P., Gases de Occidente S.A. E.S.P., Gases del Caribe S.A. E.S.P., Inversiones Gases de Colombia S.A., SURTIGAS S.A. E.S.P. y Asociación Colombiana de Gas Natural -Naturgas-:** Indican que las pérdidas en un sistema de distribución, además de originarse por errores en los sistemas de medición de los usuarios, son la combinación de múltiples variables como ciclos de facturación, cambio de empaquetamiento de líneas, fugas y robos en los sistemas de distribución, medidores parados, gas de los sistemas de instrumentación, errores de lectura, cálculo y variación en la temperatura y presión del gas, entre otros; por lo que no es adecuada la forma en la que está planteada la formulación ya que tiene en cuenta solamente las pérdidas atribuibles a los sistemas de medición y desconoce las demás posibles pérdidas del sistema de distribución.

RESPUESTA: No se acepta el comentario ya que la fórmula para determinar el máximo de pérdidas trasladable al usuario reconoce un valor de 0.5% para pérdidas generadas por variables diferentes a las atribuibles a los sistemas de medición. Además, el cálculo de la demanda se hace con un factor de pérdidas del 3.7% como incentivo para que el distribuidor gestione las pérdidas no técnicas de su sistema. Incentivo que se mantiene en la resolución definitiva.

- vi) **Empresas Públicas de Medellín E.S.P., Inversiones Gases de Colombia S.A. y Gas Natural Fenosa S.A. E.S.P.:** Proponen que se mantengan los criterios establecidos en la Resolución CREG 127 de 2013 para el cálculo y asignación de las pérdidas totales causadas en los sistemas de distribución.

RESPUESTA: No se acepta el comentario. La Comisión ha decidido trasladar las pérdidas de manera global a usuarios regulados y no regulados. Las pérdidas máximas a trasladar al usuario se determinarán de acuerdo a la fórmula establecida, la cual es función de la demanda regulada y no regulada.

- vii) **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-:** Solicita aclarar a qué corresponde, cuál es su definición y como debe estimarse la variable $m - j$ que aparece en la variable $V_{usuario,m-j}$, incluida en la fórmula para determina el porcentaje de pérdidas en el sistema de distribución.

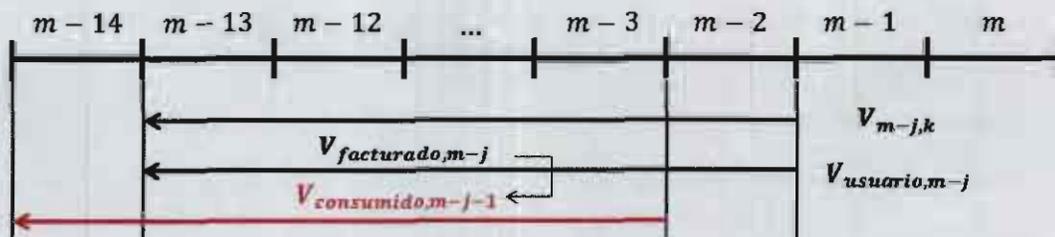
RESPUESTA: El subíndice $m - j$ de la expresión $\sum_{j=2}^{13} V_{usuario,m-j}$ se utiliza con el fin de, en conjunto con la sumatoria, indicar el uso de un promedio móvil de 12 meses para el cálculo de pérdidas. El subíndice m que indica el mes para el cual se está calculando el porcentaje de pérdidas mientras que el subíndice j se relaciona con la sumatoria. El subíndice j está indicando que se tendrán en cuenta los volúmenes de los usuarios, en metros cúbicos y corregidos por compresibilidad, a condiciones estándar de presión y temperatura, desde dos meses antes del mes m ($m - 2$) y hasta trece meses antes del m ($m - 13$).

- viii) **Gas Natural Fenosa S.A. E.S.P.:** Indican que para reducir el error en la determinación de las pérdidas en el sistema de distribución, su cálculo debe considerar los mismos periodos históricos $m - j$. En la fórmula de pérdidas del numeral 5.62, el numerador considera la sumatoria de la diferencia de los volúmenes inyectados por el punto al sistema de distribución en los meses 2 a 13 anteriores ($V_{m-j,k}$) y los volúmenes facturados a los usuarios durante el mismo periodo:

$$p_m = \frac{\sum_{j=2}^{13} (\sum_{k=1}^n V_{m-j,k} - V_{usuario,m-j})}{\sum_{j=2}^{13} \sum_{k=1}^n V_{m-j,k}}$$

Llama la atención respecto a que el volumen facturado a los usuarios corresponde a los consumos reales del mes inmediatamente anterior, por lo que la expresión del numerador no refleja la diferencia real del periodo $m-j$, sino que sobrepone 11 de los 12 meses, así:

vpt



En este caso, el $V_{usuario,m-j}$ corresponde al $V_{consumido}$ en el periodo $m-j-1$, por lo que sugiere que la expresión sea ajustada en este sentido.

RESPUESTA: No se acepta el comentario; pues la fórmula al tratarse de un promedio móvil corrige el efecto de los ciclos de facturación.

3.4 FACTOR DE AJUSTE PARA EL PODER CALORÍFICO

- i) **EFIGAS S.A. E.S.P., Gases de Occidente S.A. E.S.P., Inversiones Gases de Colombia S.A. y Asociación Colombiana de Gas Natural -Naturgas-:** Consideran que la manera como se propone no es la adecuada dado que implica cambios sustantivos en los sistemas de facturación de las empresas y probablemente confusión para los usuarios. Adicionalmente, la medición del poder calorífico diario para la aplicación de la corrección por ciclos de facturación añade complejidades que generan costos adicionales sin que se evidencie un beneficio real para el usuario.

RESPUESTA: Estudiando los argumentos, es claro que la medición del poder calorífico diario para la aplicación de la corrección por ciclos de facturación, corresponde a la actividad de comercialización y no de la de distribución. Por esta razón, se aceptan los comentarios y la Comisión modifica la fórmula para factor de ajuste para el poder calorífico para que se utilice el promedio ponderado mensual del poder calorífico en lugar del poder calorífico promedio del ciclo de facturación del usuario.

- ii) **Gases de Occidente S.A. E.S.P., Gases del Caribe S.A. E.S.P., Inversiones Gases de Colombia S.A. y Asociación Colombiana de Gas Natural -Naturgas-:** Solicitan a la Comisión modificar el factor de ajuste f_{pc} que se aplica al cargo de distribución de acuerdo con la Resolución CREG 137 de 2013 para que refleje las variaciones del poder calorífico inyectado como un promedio ponderado del sistema de distribución que aplica a todos los clientes por igual.

RESPUESTA: Atendiendo lo dispuesto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 en relación con la vigencia de las fórmulas tarifarias y en la medida que el factor de ajuste f_{pc} afecta directamente una de las componentes de la fórmula tarifaria, se consideró adecuado incluir los ajustes que sean necesarios en el acto administrativo que los regula, en este caso la Resolución CREG 202 de 2013.

- iii) **Gas Natural Fenosa S.A. E.S.P.:** Indica que el cálculo del poder calorífico promedio del ciclo de facturación del usuario $PC_{CF\ usuario}$ depende del poder calorífico del día

UPA

d del ciclo de facturación PC_d y que, en sistemas de distribución que cuentan con más de un punto de inyección, no es claro que poder calorífico considerar, por lo que solicita a la Comisión que aclare en donde debe realizarse la medición diaria del poder calorífico.

RESPUESTA: La variable $PC_{CF\ usuario}$ se ha reemplazado con la variable $PC_{pond(m,i,k)}$, la cual depende del poder calorífico en los diferentes puntos de inyección que abastecen el mercado y no es función del ciclo de facturación del usuario. Esta nueva variable debe medirse en los puntos de inyección que abastecen el respectivo sistema de distribución.

- iv) **Empresas Públicas de Medellín E.S.P.:** Propone que, con el ánimo de simplificar sin perder precisión en los cálculos, el numerador del factor de ajuste del poder calorífico (variable $PC_{CF\ usuario}$) se determine con base en el poder calorífico promedio mensual medido en los puntos de inyección al sistema de distribución y no a partir de la información cíclica de los usuarios.

Adicionalmente, indica que se debe considerar la probable existencia de distintos puntos de inyección al sistema de distribución, al momento de calcular el numerador del factor de ajuste del poder calorífico ya que, como está planteada la Resolución, no incluye esta posibilidad.

RESPUESTA: Se acepta el comentario. Se modifica la ecuación para el factor de ajuste del poder calorífico para que no sea una función del ciclo de facturación del usuario sino del poder calorífico promedio mensual en los diferentes puntos de inyección que abastecen el respectivo sistema de distribución.

- v) **EFIGAS S.A. E.S.P., Gases del Caribe S.A. E.S.P., SURTIGAS S.A. E.S.P. y Asociación Colombiana de Gas Natural -Naturgas-:** Solicitan aclarar si el ajuste del poder calorífico se realiza al componente D o al consumo de gas en volumen, dado que el primer párrafo del literal f) del artículo 13 de la Resolución CREG 068 de 2014 afirma que "*el factor de ajuste de poder calorífico sólo afectará el cargo de distribución D para efectos de facturación de este servicio a los usuarios(...)*", mientras que el último párrafo de ese literal dice que "*el consumo de gas en volumen se multiplicará por el factor de ajuste sólo para aplicar el cargo D*".

RESPUESTA: En la Resolución se establece que este factor de ajuste por poder calorífico se utilizará para actualizar mensualmente el cargo de distribución aplicable a usuarios de uso residencial y el cargo promedio de distribución aplicable a usuarios diferentes a los de uso residencial (ver numeral 4.3). Para esto, la comisión efectuará las respectivas modificaciones a la Resolución CREG 202 de 2013.

- vi) **EFIGAS S.A. E.S.P., Gases de Occidente S.A. E.S.P., Gases del Caribe S.A. E.S.P., SURTIGAS S.A. E.S.P., Asociación Colombiana de Gas Natural -Naturgas- y Gas Natural Fenosa S.A. E.S.P.:** Solicitan especificar los límites de la sumatoria en el denominador de la fórmula del $PC_{fecha\ de\ corte}$.

RESPUESTA: Se acepta el comentario y se corrige en la Resolución.

- vii) **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-**: Indica que, con la inclusión del parámetro PC_{dir} , el cual representa el poder calorífico en el punto de inyección i en el día d del mercado relevante r , se está obligando a los distribuidores a medir el poder calorífico en las estaciones de regulación, por lo que es importante tener en cuenta si dichos activos están considerados en la tarifa y el tiempo de transición que se daría para el montaje e instalación de los equipos que midan el poder calorífico, lo cual permitiría a la SSPD ajustar los requerimientos técnicos e informáticos para realizar el seguimiento, vigilancia y control de dicho parámetro.

Adicionalmente, solicita aclarar si el factor de ajuste del poder calorífico FA , mencionado en la Resolución CREG 068 de 2014, corresponde al "factor multiplicador de poder calorífico" relacionado en la Resolución CREG 137 de 2013, artículo 12, parágrafo 1 y en la Resolución CREG 138 de 2013, artículo 12, parágrafo 1 y, de ser así, sugiere que se unifique la sigla, ya que en las mencionadas resoluciones aparece como f_{pc} .

RESPUESTA: Diariamente, el transportador hace un balance de energía entre el gas que le fue nominado en los puntos de salida y el gas efectivamente consumido. En estos puntos de salida se cuenta con medidores volumétricos para medir el volumen consumido. Éste volumen debe convertirse a energía para poder realizar el balance diario, esta conversión se realiza utilizando el poder calorífico, el cual es medido con instrumentos que el transportador ubica en puntos claves del gasoducto.

Con respecto al factor de ajuste del poder calorífico FA , éste no corresponde al factor multiplicador de poder calorífico al cual se hace referencia en las Resoluciones CREG 137 y 138 de 2013, por lo que no se acepta el comentario.

4. ANÁLISIS DE LA CREG

A continuación se presenta el análisis realizado por la Comisión con respecto a la determinación de la presión atmosférica, el factor de corrección por poder calorífico y la determinación de las pérdidas máximas y mínimas de un sistema de distribución de gas combustible por red.

4.1 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN ATMOSFÉRICA

El Comité de Medición del CNOGas realizó una valoración técnica del proceso para la determinación de la presión atmosférica (P_a) propuesto en la Resolución CREG 068 de 2014. De esta valoración se concluyó que este proceso es, en general, apropiado y congruente con la realidad operativa del sector. Sin embargo, se presentaron algunos comentarios con respecto a la fórmula propuesta para el cálculo de presión atmosférica, la cual se reseña a continuación:

$$P_a = P_o * e^{\frac{-g*x}{R*K}} \text{ [Pa]}$$

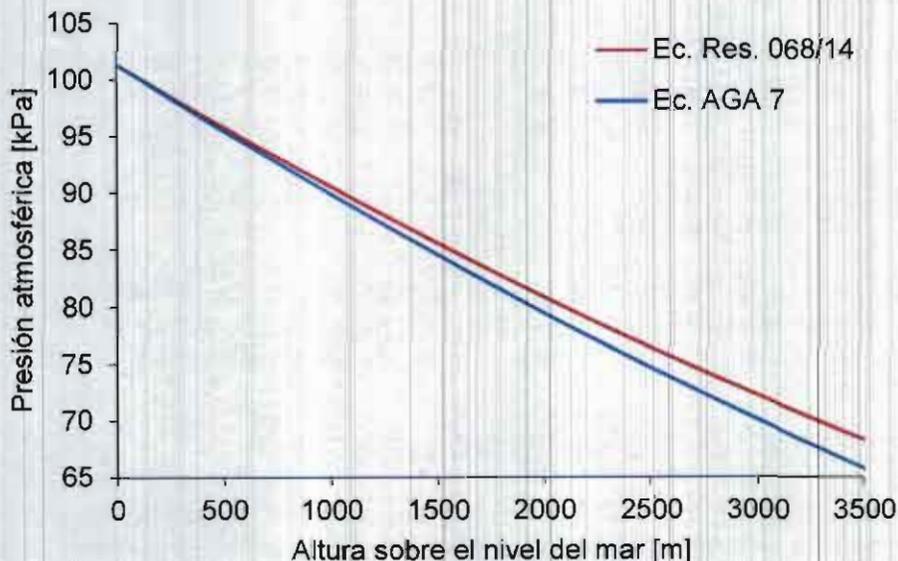
De acuerdo con el CNOGas, poner en práctica esta ecuación en los procesos operativos de los distribuidores plantea retos técnicos, económicos y de gestión, lo que limita notoriamente su eficiencia y simplicidad para realizar este proceso de cálculo.

Teniendo esto en cuenta y con el fin de mantener una filosofía de sencillez operativa y congruencia técnica, el CNOGas propuso establecer en el marco regulatorio de distribución las mismas condiciones expuestas en la Resolución CREG 041 de 2008, en la cual se propone el uso de la ecuación B7 del Anexo B del Reporte No. 7 de AGA 2006 para el cálculo de presión atmosférica. Esta ecuación, para el Sistema Internacional de Unidades, se reseña a continuación:

$$P_o = 101.325 \times (1 - 0.00002256 \times \text{Altura en m. s. n. m.})^{5.2554} [\text{Pa}]$$

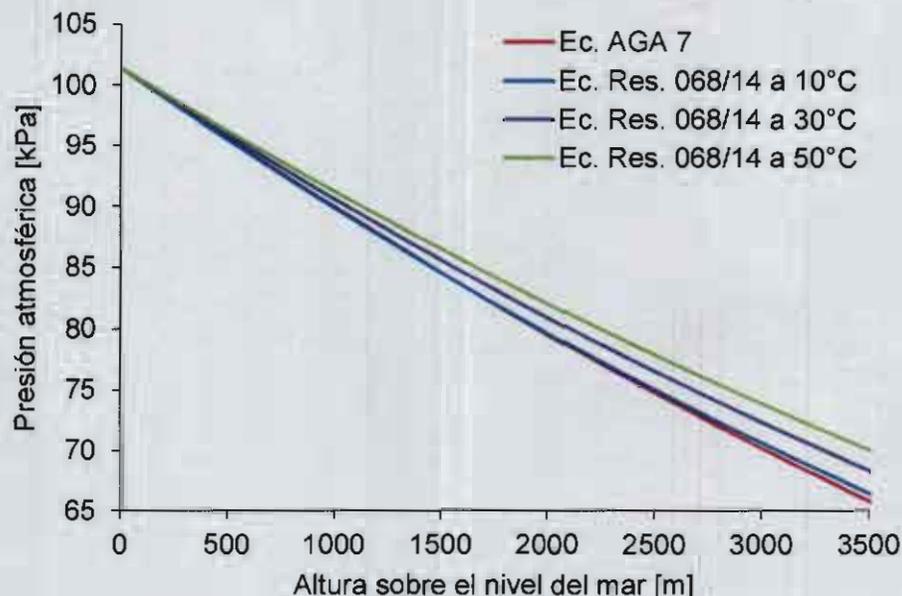
Con el propósito de justificar esta propuesta, el CNOGas hizo sensibilidades sobre las variables altura y temperatura, a partir de valores aleatorios, utilizando las dos ecuaciones previamente reseñadas. Se compararon los valores de presión atmosférica obtenidos mediante las dos ecuaciones y se calcularon valores del factor de corrección de presión K_p utilizando las presiones obtenidas. De este análisis el CNOG concluyó que las diferencias entre las dos formulaciones son insignificantes.

Para el análisis de esta propuesta, la Comisión realizó un ejercicio con el fin de determinar la diferencia del cálculo de la presión atmosférica entre las dos fórmulas. Para ello, se comparó la presión atmosférica calculada con cada una de las fórmulas respecto a la variación de la altura sobre el nivel del mar. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente gráfica:



Es importante resaltar que la ecuación sugerida por el Reporte No. 7 de AGA es solamente una función de altura sobre el nivel del mar, mientras que la ecuación propuesta en la Resolución CREG 068 de 2014 es una función tanto de la altura como de la temperatura. En la gráfica anterior, se utilizó una temperatura de 35 °C para el cálculo de la presión atmosférica utilizando la fórmula de la Resolución CREG 068 de 2014.

Además, se calculó no sólo respecto a las variaciones de altura sino también de temperatura. Los resultados se presentan en la siguiente gráfica:



Esta gráfica muestra que las mayores diferencias entre las dos ecuaciones ocurren a partir de 500 metros de altura sobre el nivel del mar y para altas temperaturas.

Dados estos resultados, se realizó un ejercicio con los datos de altura sobre el nivel del mar y temperatura media suministrados en el Informe de Promedios Climáticos del IDEAM (este informe se encuentra disponible en la página web <http://institucional.ideam.gov.co/jsp/812>), los cuales se utilizaron para calcular la presión atmosférica con las dos ecuaciones y comparar estos valores con los datos de presión atmosférica suministrados por el IDEAM. La tabla a continuación muestra los resultados obtenidos:

Municipio	Información IDEAM		P _{atm} calculada [Pa]		Error con respecto a la P _{atm} IDEAM(%)	
	Altura [m]	Temp. [°C]	AGA 7	Res. 068	AGA 7	Res. 068
Cartagena	2	27,8	101301,0	101302,0	0,46%	0,46%
Santa Marta	4	28,3	101277,0	101279,1	0,43%	0,44%
Buenaventura	14	26,0	101156,9	101163,1	0,35%	0,36%
Soledad	14	27,6	101156,9	101163,9	0,32%	0,33%
Cereté	20	27,8	101085,0	101095,1	0,77%	0,78%
Pto. Carreño	55	28,5	100666,0	100695,5	0,37%	0,40%
Arauca	122	26,9	99867,9	99927,0	0,30%	0,36%
B/bermeja	126	27,9	99820,5	99885,8	0,49%	0,56%
Corozal	166	27,5	99346,6	99431,3	0,36%	0,45%
Flandes	286	28,7	97936,0	98096,8	0,32%	0,49%

Cúcuta	309	27,2	97667,5	97824,3	0,16%	0,32%
Villavicencio	423	25,6	96345,5	96539,5	0,02%	0,22%
Neiva	439	27,8	96161,1	96398,4	0,39%	0,64%
Tuluá	955	23,9	90366,1	90782,0	0,61%	0,15%
Palmira	961	23,9	90300,4	90720,5	0,12%	0,34%
Palmira	975	23,6	90147,3	90563,8	0,15%	0,62%
Lebrija	1189	21,4	87833,1	88268,6	0,12%	0,37%
Armenia	1204	22,1	87672,7	88142,8	0,17%	0,37%
Pereira	1342	21,5	86208,2	86721,9	0,33%	0,27%
Medellín	1490	22,5	84659,6	85293,5	0,44%	0,31%
Chachagüí	1796	19,2	81529,3	82136,4	0,62%	0,12%
Rionegro	2140	17,0	78122,8	78750,1	0,83%	0,04%
Bogotá	2547	13,7	74242,2	74804,2	1,29%	0,54%
Fuquene	2554	14,5	74176,9	74804,5	1,36%	0,53%
Bogotá	2556	14,9	74158,2	74817,4	1,37%	0,50%
Tunja	2730	13,1	72549,1	73146,1	1,29%	0,48%

Se observa que a bajas altitudes, el error de las dos ecuaciones con respecto a la medición suministrada por el IDEAM es similar. Sin embargo, a mayores altitudes se observa que la ecuación de la Resolución CREG 068 de 2014 tiene un error menor y, por consiguiente, se ajusta mejor a las mediciones. Por ello, se determina que la ecuación establecida en la Resolución CREG 068 de 2014 representa mejor los datos reales de presión atmosférica que la ecuación del AGA 7.

4.2 DETERMINACIÓN DE LAS PERDIDAS MÁXIMAS Y MÍNIMAS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR RED

En la Resolución 068 de 2014, se había propuesto calcular el porcentaje de pérdidas aplicable en el mes m de facturación de forma individual para cada uno de los usuarios regulados y no regulados. La implementación de esta propuesta conllevaría altos costos y esfuerzos por parte de las empresas distribuidoras. Adicionalmente, se había propuesto discriminar las pérdidas entre usuarios regulados y no regulados, lo cual no sería apropiado ya que las pérdidas deben calcularse para todo el sistema de distribución.

Teniendo esto en cuenta, se determinó que para el cálculo de las pérdidas máximas y mínimas del sistema de distribución se debe considerar el impacto de la diferencia en los sistemas de medición (es decir, su clase), así como de la composición de la demanda total (porcentaje de demanda regulada y no regulada). Entonces, las ecuaciones para determinar las pérdidas máximas y mínimas del sistema de distribución son, respectivamente:

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

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

Donde:

- $(FP_{m\acute{a}x})_m$ Factor de pérdidas máximo trasladable a los usuarios regulados y no regulados en el mes m de facturación.
- $(FP_{m\acute{i}n})_m$ Factor de pérdidas mínimo trasladable a los usuarios regulados y no regulados en el mes m de facturación.
- $e_{m\acute{a}xUR}$ Error máximo permisible del sistema de medición del usuario regulado.
- $e_{m\acute{a}xUNR}$ Error máximo permisible del sistema de medición del usuario no regulado.
- $V_{UNR,m-j}$ Sumatoria de los volúmenes en metros cúbicos (m^3) facturados a los Usuarios no regulados en el mes $m-j$, corregidos por compresibilidad y a condiciones estándar de presión y temperatura.
- $V_{UR,m-j}$ Sumatoria de los volúmenes en metros cúbicos (m^3) facturados a los Usuarios regulados en el mes $m-j$, corregidos por compresibilidad y a condiciones estándar de presión y temperatura.

Para el cálculo de los errores máximos permisibles del sistema de medición, se utilizaron los errores de los medidores clase C ($\pm 2,0\%$) y clase D ($\pm 3,0\%$) para usuarios no regulados y usuarios regulados respectivamente. Para el medidor de la estación puerta de ciudad se tomó el error de un medidor clase A ($\pm 1,0$). De esta forma se tiene:

$$e_{m\acute{a}xUR} = \left(\sqrt{e_{CG}^2 + e_{UR}^2} \right) = \left(\sqrt{(1,0)^2 + (3,0)^2} \right) = 3,2$$

$$e_{m\acute{a}xUNR} = \left(\sqrt{e_{CG}^2 + e_{UNR}^2} \right) = \left(\sqrt{(1,0)^2 + (2,0)^2} \right) = 2,2$$

Ejemplo:

Una empresa distribuidora factura mensualmente los siguientes volúmenes para los años 2013 y 2014:

Año	Mes	Consumo (m^3)	
		Usuario regulado	Usuario no regulado
2013	Enero	2.713.511	1.742.305
	Febrero	2.684.243	1.645.931
	Marzo	2.546.869	1.684.670
	Abril	2.765.153	1.925.386
	Mayo	2.507.768	1.908.755
	Junio	2.686.275	1.832.998
	Julio	2.673.820	2.025.974
	Agosto	2.915.769	1.812.695
	Septiembre	2.980.864	1.995.741
	Octubre	2.540.859	1.995.743
	Noviembre	2.685.626	1.745.958

	Diciembre	2.494.856	1.966.521
2014	Enero	2.744.603	1.587.496
	Febrero	2.725.479	1.621.547
	Marzo	2.760.659	1.521.364
	Abril	2.824.531	1.812.548
	Mayo	2.792.793	1.944.587
	Junio	2.803.301	1.562.214
	Julio	2.654.988	1.751.412
	Agosto	2.347.635	1.878.513
	Septiembre	2.062.512	1.903.250
	Octubre	2.297.601	2.002.148
	Noviembre	2.788.845	2.036.980
	Diciembre	2.693.468	1.851.460

El porcentaje de pérdidas máximo para el mes de febrero de 2014 sería:

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

$$(FP_{m\acute{a}x})_m = \frac{(3,2)(\sum_{ene\ 2013}^{dic\ 2013} V_{UR,m}) + (2,2)(\sum_{ene\ 2013}^{dic\ 2013} V_{UNR,m})}{\sum_{ene\ 2013}^{dic\ 2013} (V_{UR,m} + V_{UNR,m})} + 0,5 = 3,29\%$$

Este porcentaje se calcula con dos cifras decimales y posteriormente se redondea a una cifra:

$$(FP_{m\acute{a}x})_m = 3,29\% \cong 3,3\%$$

El porcentaje de pérdidas mínimo para este mismo mes sería:

$$(FP_{m\acute{i}n})_m = -(FP_{m\acute{a}x})_m = -3,3\%$$

El cálculo de éste porcentaje para los demás meses se muestra en la siguiente tabla:

	Mes	Porcentaje de pérdidas máximo
2013	Febrero	3,29% \cong 3,3%
	Marzo	3,29% \cong 3,3%
	Abril	3,29% \cong 3,3%
	Mayo	3,30% \cong 3,3%
	Junio	3,30% \cong 3,3%
	Julio	3,30% \cong 3,3%
	Agosto	3,30% \cong 3,3%
	Septiembre	3,31% \cong 3,3%
	Octubre	3,30% \cong 3,3%

upf

	Noviembre	3,30% \cong 3,3%
	Diciembre	3,29% \cong 3,3%

Como incentivo al distribuidor en su gestión de pérdidas, el porcentaje máximo de pérdidas al que hacen referencia los numerales 9.1.1.1. y 9.1.1.2. de la Resolución CREG 202 de 2013 y con el cual se calcula la demanda se tomará como 3.7%.

4.3 FACTOR DE CORRECCIÓN POR PODER CALORÍFICO

En el periodo de consulta de la Resolución CREG 013 de 2014, en la cual se presentó una propuesta para modificar los artículos 7, 8, 13 y 19 de la Resolución CREG 127 de 2013, se recibieron los siguientes comentarios con respecto al factor de ajuste por poder calorífico:

Inversiones Gases de Colombia S.A. (Radicado: E-2014-002503):

Observamos con gran preocupación que no obstante la Resolución de la referencia [Resolución CREG 013 de 2014] corrige algunos errores detectados en las modificaciones que se propusieron al Código de Distribución, el contenido de los artículos 9, 10 y 13 la Resolución CREG 127 de 2013, continúa apuntando a la eliminación del poder calorífico de referencia en la facturación a los usuarios.

En el documento CREG 088 de 2012, la Comisión manifestó que el poder calorífico de referencia, solo sería necesario para homogenizar la facturación a los usuarios cuando dentro de un mismo sistema de distribución se presentan mezclas de diferentes gases. Sin embargo, llamamos la atención de la Comisión indicando que la eliminación del mismo, implica un serio error regulatorio por cuanto generará una incertidumbre total a los ingresos del Distribuidor, imponiéndole un riesgo adicional, que por demás, no es gestionable por él.

La Comisión ha propuesto subsanar esta situación, indicando en la Resolución CREG 202 de 2013, que para efectos de calcular el cargo de distribución, los volúmenes que se reporten deberán tener descontado el efecto del poder calorífico; esta aproximación sería correcta si el regulador pudiese garantizar que el gas que recibirá el distribuidor a la entrada del sistema se mantendrá en el futuro con el mismo poder calorífico con el cual se aprobaron los cargos; de lo contrario, los ingresos del Distribuidor podrán ser superiores o inferiores al esperado de acuerdo con las variaciones de calidad del gas que recibe en su sistema.

De acuerdo con lo anterior, respetuosamente solicitamos a la Comisión subsanar este error regulatorio, incluyendo el poder calorífico de referencia que se ha pretendido eliminar del Código de Distribución.

Gas Natural Fenosa S.A. E.S.P. (Radicado: E-2014-002547):

[...] La eliminación del poder calorífico de referencia en la facturación a los usuarios en los términos del artículo 13 de la Resolución CREG 127 de 2013, resulta en una alta incertidumbre sobre los ingresos futuros del Distribuidor ya que éste no podrá asegurar que el gas que reciba a la entrada del sistema se mantenga con el mismo poder calorífico

con el cual se aprobaron los cargos; afectando positiva o negativamente los ingresos del Distribuidor en función de las variaciones de calidad del gas que recibe en su sistema.

De esta manera, respetuosamente solicitamos a la Comisión incluir el poder calorífico de referencia dentro del cálculo de la corrección de volumen a condiciones estándar.

Con base en estos comentarios, se estudió el efecto del poder calorífico en los ingresos de los distribuidores. A modo de ejemplo, se supone la siguiente información:

Inversión base [\$]	350 000.000
Demanda [m³]	1.000.000
Poder calorífico con el que se aprobaron cargos [BTU/ft³]	1.000

De forma general, el cargo de distribución se determina como una relación entre la inversión y la demanda:

$$D = \frac{\text{Inversión}}{\text{Demanda}}$$

En este ejemplo, se tendría que el cargo de distribución está dado por:

$$D = \frac{\$350.000.000}{1.000.000 \text{ m}^3} = \$350/\text{m}^3$$

En este ejemplo, los ingresos del distribuidor serían:

$$\text{Ingresos} = \$350/\text{m}^3 \times 1.000.000 \text{ m}^3 = \$350.000.000$$

Teniendo esto en cuenta, podrían presentarse dos situaciones:

- **Situación 1: El poder calorífico del gas vendido es mayor a aquel con el que se determinaron cargos**

En este caso, se supone un poder calorífico de 1.100 BTU/ft³. La demanda disminuiría ya que se requiere un menor volumen de gas para obtener la misma cantidad de energía. La demanda requerida con este nuevo poder calorífico y los ingresos obtenidos por el distribuidor serían, respectivamente:

$$\text{Demanda} = \frac{1.000.000 \text{ m}^3 \times 1000 \text{ BTU/ft}^3}{1100 \text{ BTU/ft}^3} = 909.091,77 \text{ m}^3$$

$$\text{Ingresos} = \$350/\text{m}^3 \times 909.091,77 \text{ m}^3 = \$318.182.118$$

Los ingresos del distribuidor disminuirían, lo que lo podría llevarlo a no recuperar la inversión realizada.

- **Situación 2: El poder calorífico del gas vendido es menor a aquel con el que se determinaron cargos**

En este caso, se supone un poder calorífico de 900 BTU/ft³. La demanda aumentaría ya que se requiere un mayor volumen de gas para obtener la misma cantidad de energía. La demanda requerida con este nuevo poder calorífico y los ingresos obtenidos por el distribuidor serían, respectivamente:

$$\text{Demanda} = \frac{1.000.000 \text{ m}^3 \times 1000 \text{ BTU/ft}^3}{900 \text{ BTU/ft}^3} = 1.111.112,16 \text{ m}^3$$

$$\text{Ingresos} = \$350/\text{m}^3 \times 1.111.112,16 \text{ m}^3 = \$388.889.255,36$$

Los ingresos del distribuidor aumentarían, lo que implica mayores costos para los usuarios.

Estas situaciones presentadas anteriormente pueden corregirse ajustando el volumen de la actividad de distribución D por un factor de ajuste de poder calorífico; sin embargo, esto implica que existirían dos volúmenes distintos en la facturación: uno al que se aplicarían los cargos G y T y otro que se aplicaría al cargo D. Esto conllevaría a costos significativos en las empresas para adecuar los sistemas de facturación.

Como alternativa a esta opción, puede ajustarse el cargo de distribución D mensualmente, de forma que refleje los efectos del poder calorífico. Esta alternativa tiene el mismo efecto que la corrección de volumen previamente mencionado y puede ser implementada más fácilmente en las empresas.

Retomando el ejemplo que se estaba trabajando, se tendría que:

- **Situación 1: El poder calorífico del gas vendido es mayor (Ejemplo: PC = 1100 BTU/ft³)**

Se determina el Factor de ajuste a aplicar y se actualiza el cargo D:

$$\text{FA} = \frac{1100 \text{ BTU/ft}^3}{1000 \text{ BTU/ft}^3} = 1,1$$

$$D' = D \times \text{FA} = \$350/\text{m}^3 \times 1,1 = \$385/\text{m}^3$$

En este caso, los ingresos recibidos por el distribuidor serían:

$$\text{Ingresos} = \$385/\text{m}^3 \times 909.091,77 \text{ m}^3 = \$350.000.000$$

- **Situación 2: El poder calorífico del gas vendido es menor (Ejemplo: PC = 900 BTU/ft³)**

Se determina el Factor de ajuste a aplicar y se actualiza el cargo D:

$$\text{FA} = \frac{900 \text{ BTU/ft}^3}{1000 \text{ BTU/ft}^3} = 0,9$$

$$D' = D \times FA = \$350/\text{m}^3 \times 0,9 = \$315/\text{m}^3$$

En este caso, los ingresos recibidos por el distribuidor serían:

$$\text{Ingresos} = \$315/\text{m}^3 \times 1.111.112,16 \text{ m}^3 = \$350.000.000$$

Como se observa, el factor de ajuste por poder calorífico corrige las variaciones en los ingresos que reciben los distribuidores por cuenta de los cambios en el poder calorífico del gas natural que distribuyen.

5. PROPUESTA DEFINITIVA A LA CREG

Teniendo en cuenta los comentarios recibidos y el análisis que se ha realizado de los mismos, la nueva propuesta sugiere los siguientes cambios con respecto a la Resolución de consulta CREG 068 de 2014:

Artículo 1. Por el cual se modifica el artículo 13 de la resolución CREG 127 de 2013

- Se corrige el error tipográfico en la notación del factor de compresibilidad; pues se escribió F_{pv} en vez de F_{pv}^2 .
- La presión manométrica queda conforme a lo dispuesto en la Resolución 9-0902 de 2013 expedida por el Ministerio de Minas y Energía "Reglamento de Instalaciones Internas de Gas combustible"; pues el competente para las normas técnicas que se deben aplicar es el Ministerio de Minas y Energía.
- Se mantiene la propuesta del factor de ajuste por poder calorífico (ver numeral 4.3). Pero a fin de ajustar sólo lo pertinente a la actividad de distribución, se cambia la fórmula propuesta en el literal f. Ajuste para el poder calorífico, así:

$$FA = \frac{PC_{\text{pond (m,i,k)}}}{PC_{\text{Fecha de corte(k)}}$$

Artículo 2. Por el cual se modifica el artículo 18 de la resolución CREG 127 de 2013

- El porcentaje de pérdidas aplicable en el mes m de facturación a los consumos de los usuarios ya no se hará individualmente para cada uno de los usuarios regulados y no regulados, sino que se hará por sistema de distribución (ver numeral 4.2).
- Ya no se discriminan, en un mismo sistema de distribución, el porcentaje de pérdidas máximo entre usuarios regulados y no regulados.
- El cálculo de los porcentajes de pérdidas máximo y mínimo trasladable a los usuarios regulados y no regulados en un sistema de distribución, se hará conforme a la clase del medidor de la estación puerta de ciudad y del medidor del usuario según su tipo

(regulado o no regulado), ponderado por los valores de demanda regulada y no regulada.

- Las fórmulas para establecer el máximo y el mínimo porcentaje de pérdidas a usuarios regulados y no regulados serán, respectivamente:

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

- El porcentaje de pérdidas mínimo, del respectivo sistema de distribución, trasladable a los usuarios será igual al negativo del porcentaje de pérdidas máximo trasladable.

6. ANEXO

ANÁLISIS EN EL MARCO DEL ARTÍCULO 7 DE LA LEY 1340 DE 2012

En desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2012, 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 2012. 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.

La CREG efectuó el análisis correspondiente y encontró que no es necesario remitir el proyecto de resolución, y los comentarios que se recibieron sobre el mismo, a la Superintendencia de Industria y Comercio para los fines antes anotados.

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 DE REGULACIÓN: *Por la cual se modifican los artículos 13 y 18 de la Resolución CREG 127 de 2013.*

No. DE RESOLUCIÓN O ACTO: 033