



**FÓRMULAS TARIFARIAS GENERALES QUE  
DEBERÁN APLICAR LOS  
COMERCIALIZADORES QUE ATIENDEN  
USUARIOS REGULADOS PARA ESTABLECER  
LOS COSTOS DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO  
PÚBLICO DOMICILIARIO DE GAS NATURAL  
POR REDES DE TUBERÍA**

**DOCUMENTO CREG-187**  
**21 DE DICIEMBRE DE 2021**

## CONTENIDO

1. ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL .....	116
2. NORMAS QUE SE CONSIDERAN PARA EL ANÁLISIS .....	117
3. ESTUDIOS EXTERNOS .....	118
4. FUNCIONAMIENTO DE LA FÓRMULA VIGENTE .....	119
5. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	123
5.1 Identificación del problema.....	123
5.2 Causas del problema .....	124
5.3 Consecuencias del problema .....	124
6. OBJETIVO.....	124
7. PRINCIPALES ASPECTOS IDENTIFICADOS A MEJORAR EN EL FUNCIONAMIENTO DE LA FÓRMULA VIGENTE .....	125
7.1 Única fórmula para Gas Natural, GNC y GLP .....	125
7.2 Condiciones del Comercializador para efectos de poder hacer el traslado de costos en la fórmula tarifaria. ....	127
7.3 Exceso de contratación .....	128
7.4 Traslado de costos .....	131
7.5 Incentivos para la venta de excedentes .....	134
7.6 Desviaciones de la TRM .....	134
7.7 Falta claridad de rentas .....	135
7.8 Falta información.....	136
7.9 Falta claridad conversión de unidades .....	137
8. ALTERNATIVAS .....	138
8.1 Mantener la fórmula vigente.....	138
8.2 Ajustar la fórmula vigente.....	138
9. PROPUESTA PARA AJUSTAR LA FÓRMULA VIGENTE.....	138
9.1 Separación de fórmula tarifaria de gas natural y GLP.....	139
9.2 Diferenciación demanda regulada esencial y no esencial.....	141
9.3 Definición de criterios para el traslado de costos .....	142
9.4 Acotamiento en la variable G .....	142
9.4.1 Criterios para el traslado de la variable de suministro de gas (G) ...	143
9.4.2 Acotamiento de compras en el mercado mayorista.....	144
9.4.3 Acotamiento de precios .....	146
9.4.4 Rango de Acotamiento de cantidades de gas para la demanda esencial .....	148
9.4.5 Incentivos para la venta de excedentes de G.....	153
9.5 Cambio en la TRM para llevar de USD a pesos la variable G.....	154
9.6 Acotamiento en la variable T .....	154
9.6.1 Criterios para el traslado de la variable de transporte (T).....	155
9.6.2 Acotamiento de precios para T.....	156
9.6.3 Rango de Acotamiento de cantidades de gas para la demanda esencial .....	156

9.6.4	Incentivos para la venta de excedentes de T .....	159
9.7	Prestación del servicio con GNC.....	159
9.7.1	Mercados que utilizan gasoductos y transporte en camión de GNC .....	159
9.7.2	Costo de Transporte de Gas Natural Comprimido a Trasladar en la Fórmula Tarifaria. ....	161
9.8	Conversión de unidades de G y T.....	161
9.9	Costo de desviaciones por TRM .....	163
9.10	Criterios para el traslado de la variable de Distribución (D) .....	163
9.11	Criterios para el traslado de la variable Pérdidas (p).....	163
9.12	Criterios para el traslado de la variable de comercialización (C).....	164
9.13	Obligación del reporte de información y unifilares de los mercados relevantes de comercialización .....	164
10.	IMPACTOS.....	167
11.	CONSULTA PÚBLICA.....	168
12.	INDICADORES DE SEGUIMIENTO.....	169
12.1	Indicador 1 (I1 - Indicador de composición de compras de gas) .....	169
12.2	Indicador 2 (I2 - Indicador de composición de compras de gas) .....	169
13.	CONCLUSIONES.....	170

## **FÓRMULAS TARIFARIAS GENERALES QUE DEBERÁN APLICAR LOS COMERCIALIZADORES QUE ATIENDEN USUARIOS REGULADOS PARA ESTABLECER LOS COSTOS DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE GAS NATURAL POR REDES DE TUBERÍA**

### **1. ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL**

Las fórmulas tarifarias que utilizan actualmente los comercializadores que atienden usuarios del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería para determinar los costos de prestación del servicio están definidas en la Resolución CREG 137 de 2013<sup>1</sup>.

De acuerdo con lo previsto en el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cinco (5) años, vencido este periodo, continúan rigiendo mientras la Comisión no fije unas nuevas. El periodo de cinco (5) años de la Resolución CREG 137 de 2013 finalizó y, en ese sentido, le corresponde a la CREG la adopción de nuevas fórmulas.

En este sentido y conforme a lo indicado en el Artículo 127 de la ley 142 de 1994, la Comisión puso en conocimiento de las empresas del servicio, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales efectuaría el estudio para determinar las fórmulas para el período siguiente a través de la Resolución CREG 071 de 2019 y, considerando las apreciaciones de los agentes las cuales se solicitaron a través de la Circular CREG 005 de 2019.

Teniendo en cuenta lo anterior, y luego de los estudios respectivos mediante este documento la Comisión presenta el análisis efectuado para formular la propuesta regulatoria para ajustar las fórmulas tarifarias vigentes que acompaña. Así mismo, se presenta el análisis de impacto normativo que da origen al proyecto de resolución de carácter general: *“Por la cual se establecen las fórmulas tarifarias generales que deberán aplicar los comercializadores que atienden usuarios regulados para establecer los costos de prestación del servicio público domiciliario de gas natural por redes de tubería”*.

Es pertinente precisar que las propuestas que aquí se presentan corresponden únicamente a las fórmulas para determinar el costo unitario del servicio público domiciliario con Gas Natural o Gas Natural Comprimido, esto teniendo en cuenta que la propuesta para el establecimiento de la fórmula del servicio que se preste con Gas Licuado de Petróleo GLP, se presentará en un análisis posterior, tal y como se explica en este documento.

---

<sup>1</sup> *“Por la cual se establecen las Fórmulas Tarifarias Generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados”*.

## 2. NORMAS QUE SE CONSIDERAN PARA EL ANÁLISIS

En resumen, las normas que anteceden este análisis son las mostradas en la Tabla 1.

**Tabla 1.** Normas relacionadas con la fórmula tarifaria.

<b>NORMA</b>	<b>TEMA</b>
Ley 142 de 1994	Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.
Resolución CREG 011 de 2003	Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.
Decreto 2100 de 2011, compilado en el Decreto 1073 de 2015 y modificado por el Decreto 2345 de 2015	Por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones.
Resolución CREG 137 de 2013	Por la cual se establecen las Fórmulas Tarifarias Generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados.
Resolución CREG 184 de 2014	Por la cual se establece una opción tarifaria para el componente variable del costo unitario de prestación del servicio público de gas combustible por redes de tubería.
Resolución CREG 202 de 2013, CREG 138 de 2014, CREG 090 y CREG 132 de 2018 y CREG 011 de 2020	Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería y se dictan otras disposiciones.
Circular CREG 005 de 2018	Solicitud a las empresas comercializadoras y demás interesados de que presenten los temas que, a su juicio, consideren requieren ser mejorados, ajustados, modificados o incluidos en relación con las fórmulas tarifarias que están definidas actualmente mediante la Resolución CREG 137 de 2013
Resolución CREG 071 de 2019	Bases sobre las cuales se realizarán los estudios para establecer la fórmula tarifaria para el siguiente periodo tarifario.

NORMA	TEMA
Resolución CREG 185 de 2020	Disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural.
Resolución CREG 186 de 2020	Reglamentación de los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural.
Circular CREG 130 de 2020	Publicación de informes del estudio que sirva como insumo para establecer la fórmula tarifaria del costo unitario de prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados para el siguiente periodo tarifario.
Circular CREG 031 de 2021	Publicación del documento CREG 049 de 2021 “Análisis de la comercialización mayorista de suministro de gas natural desde la expedición de la resolución CREG 089 de 2013 a la fecha y sus perspectivas de mejora”

### 3. ESTUDIOS EXTERNOS

En el año 2021, la firma Econometría S.A. realizó para la CREG dos estudios relacionados con lo establecido en la Resolución CREG 137 de 2013, uno con el fin de que sirviera como insumo para establecer la fórmula tarifaria del costo unitario de prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados para el siguiente período tarifario y, otro en relación con análisis y evaluación de las disposiciones regulatorias que aplican a los usuarios no regulados, con el objetivo de introducir reformas regulatorias respecto de los criterios y procedimientos para su clasificación.

En el primer estudio, en términos generales, el Consultor encontró que hay costos que ha asumido la demanda regulada, dado los niveles de contratación realizados por encima del consumo real de los mercados, que la interpretación de lo establecido en el Decreto 2100 de 2011 para asegurar la atención de suministro y transporte de la demanda esencial, extrapolado al total del mercado regulado y sujeto a la utilización de modalidades de compra de suministro con respaldo físico establecidas no facilitan la modulación de compras de suministro acorde con las variaciones estacionales de las distribuidoras –comercializadoras, que la venta de excedentes, no es líquida en los mercados de corto plazo y así se lleven los excedentes para venta, no es fácil transar estos suministros para la venta cuando se tienen grandes cantidades disponibles por parte de todos los agentes que atienden las mayores demandas.

De igual manera, concluyeron que la información reportada al SUI y la consignada en los informes del Gestor del Mercado, no permite la trazabilidad de todos los detalles de las transacciones del mercado mayorista, específicamente de los excedentes comprados por encima de la demanda real (con detalles diarios, mensualizados y anuales), sus

costos y la parte de la cadena que de acuerdo con la regulación y el funcionamiento del mercado se está quedando con dichos excedentes.

Las propuestas del Consultor para la definición del costo unitario de prestación del servicio de las cuales varias se han considerado para efectos de la propuesta de ajuste de la Resolución CREG 186 de 2021 en relación con la comercialización mayorista de gas natural, se puede resumir como sigue:

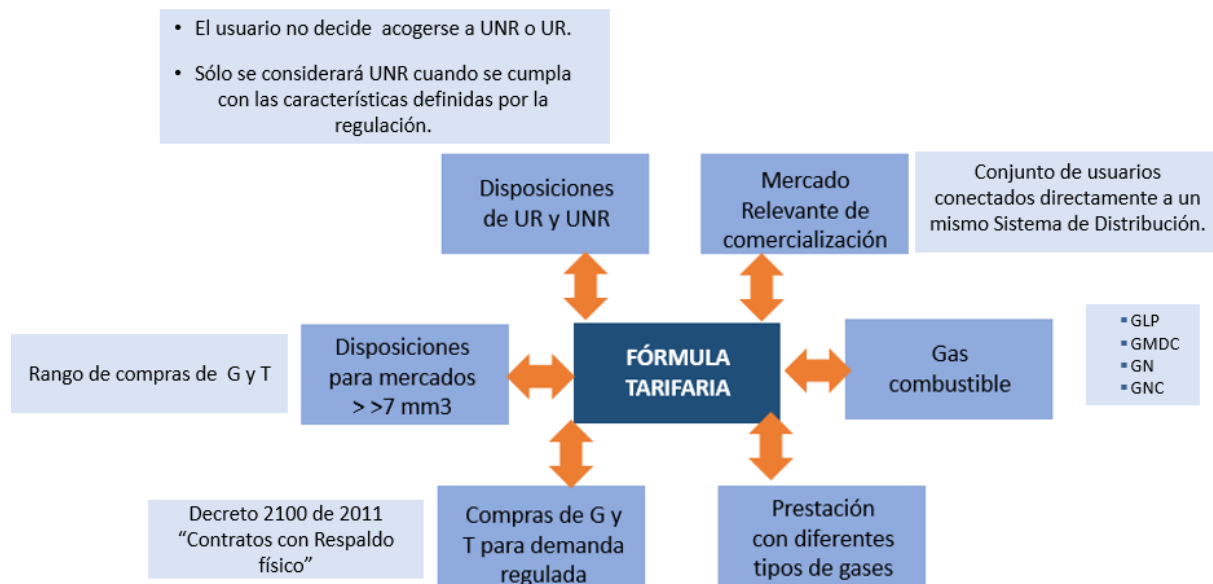
- Establecer otras modalidades de contratación para permitir a las empresas una mejor modulación de las compras de suministro, garantizando el cubrimiento de la demanda esencial, incluidos los días de consumo máximo y que se deje en libertad a las empresas para comprar las cantidades de energía en firme que se acerquen a la demanda real de sus usuarios.
- Generar incentivos regulatorios para que los Comercializadores que también desarrollan la actividad de Distribución realicen estimaciones cercanas a la demanda real.
- Gestión periódica de los comercializadores de sus proyecciones anuales, mensuales, semanales y diarias, para identificar posibles excedentes y ponerlos oportunamente en el mercado, con la posibilidad de contratación de un porcentaje X de su demanda no esencial que es regulada a través de contratos que, no necesariamente debe ser en firme; porcentaje que podría determinarse para todo el mercado colombiano o incluso por agente.
- Flexibilizar el porcentaje de los contratos firmes CFX%.
- Determinar un rango límite mensual del [-5%, 5%] de desfase entre la demanda real y las compras realizadas; rango que corresponde, en su definición, a lo permitido en errores de proyección, de tal forma que no se trasladen al usuario estos costos por los excedentes comprados por encima del error permitido
- Facilitar la venta de excedentes y distribuir los beneficios como lo establece la Resolución CREG 137 de 2013 y, permitir el traslado en la tarifa al usuario de costos por estos suministros comprados por fuera del error a precio promedio ponderado de los contratos del Agente (Incluye contratos interrumpibles u opciones que no cuenten con respaldo físico).

En relación con los análisis y propuestas para los usuarios no regulados, vale la pena mencionar que este tema no se incluirá dentro del acto administrativo que contendrá las disposiciones de fórmula tarifaria de gas natural y será tratado en regulación aparte.

#### **4. FUNCIONAMIENTO DE LA FÓRMULA VIGENTE**

En síntesis, los principales aspectos de la fórmula tarifaria vigente son los mostrados en la Figura 1.

**Figura 1.** Resumen aspectos de la fórmula actual.



El costo de prestación del servicio se calcula con la fórmula tarifaria, conforme a las condiciones de cada mercado relevante de comercialización, lo que implica que, para el mismo mercado de comercialización, se establece el valor de Suministro (G), Transporte (T), Distribución (D) y Comercialización (C).

El mercado relevante de comercialización se define como el conjunto de usuarios conectados directamente a un mismo sistema de distribución, para el cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, aprueba el respectivo cargo y se calcula el costo del servicio.

Con la fórmula actual se establece el costo del servicio de gas natural teniendo en cuenta la logística para llevarlo al usuario final, ya sea transportado por redes de tubería (gasoductos), comprimido y transportado, total o parcialmente, por vía terrestre (gasoducto virtual). Así mismo, se utiliza la fórmula cuando se trata de prestación del servicio con Gas Licuado de Petróleo, GLP almacenado en tanques estacionarios y distribuido por redes de tubería hasta el domicilio del usuario.

Para las componentes G y T del servicio de gas natural se hace una diferenciación conforme al consumo del mercado relevante de comercialización, así: (i) mercados con consumos menores a siete (7) millones de metros cúbicos; y, (ii) mercados donde el consumo es igual o superior a siete (7) millones de metros cúbicos.

Los mercados con consumos superiores a siete (7) millones de metros cúbicos mensuales deben aplicar un rango de cantidades de compras de gas para la atención de la demanda regulada, con lo cual se busca incentivar al comercializador de mercados grandes a realizar contrataciones acordes con el comportamiento de su demanda, sin sobrecontrataciones que se trasladaran al usuario final. El rango de cantidades se determina anualmente para cada comercializador a usuarios regulados y para cada



mercado relevante de comercialización cuyo consumo es superior a siete (7) millones de metros cúbicos mes, conforme al comportamiento histórico de la demanda.

Cada comercializador a usuarios regulados define las cantidades de gas que compra, conforme a sus estimaciones. No obstante, la cantidad a ser reconocida en la tarifa final del usuario regulado corresponderá al límite superior del rango definido por el comercializador. El límite inferior se establece con un porcentaje que se obtiene a partir del valor máximo obtenido con información de la demanda diaria reportada por los agentes y, un mínimo, con la información de demanda mensual reportada en el SUI para los últimos dos (2) años.

Una vez definido el rango de cantidades de gas, el traslado de los costos en la fórmula tarifaria se debe hacer conforme a algunas reglas que pretenden incentivar la venta de excedentes para que ganen tanto el usuario como la empresa.

En el caso de mercados con consumos menores a siete (7) millones de metros cúbicos al mes, se traslada el total de las cantidades compradas. De la misma manera, para el caso del GLP o aire propanado distribuido por redes de tubería, el traslado de las cantidades y del precio al usuario se hace por el total de las cantidades compradas.

Para la componente T, consecuentemente con lo dispuesto para la variable G, aplica el mismo procedimiento de rango de cantidades que se aplica para las compras de gas; esto con el propósito de que el comercializador a usuarios regulados contrate la capacidad de transporte que es necesaria para la atención de la demanda regulada. Así mismo, la fórmula reconoce dentro de la misma variable T, los costos de transporte terrestre a través de vehículos para movilizar el Gas Natural Comprimido – GNC, conforme a lo definido en la Resolución CREG 008 de 2005<sup>2</sup>.

Adicionalmente, la fórmula tarifaria contempla las variables de distribución y comercialización conforme a los cargos aprobados según las metodologías de remuneración de estas actividades.

De igual manera, la fórmula prevé una componente de confiabilidad, que actualmente es cero (0).

De forma general las fórmulas son las siguientes:

**Cargo variable:**

$$CUV_{m,i,j} = \frac{G_{m,i,j} + T_{m,i,j}}{1 - \rho} + (D_{m,i,j} \times f_{pc,m,i,j}) + C_{v,m,i,j} + C_{c,m,i,j}$$

---

<sup>2</sup> "Por la cual se regula el costo de compresión de gas natural y se determina la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga de que trata el artículo 34 de la Resolución CREG-011 de 2003".

**Cargo fijo:**

$$Cuf_{m,i,j} = Cf_{m,i,j}$$

Donde cada una de sus componentes se define así:

$CUv_{m,i,j}$	Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio Público de Gas Combustible por redes de tubería expresado en pesos por metro cúbico (\$/m <sup>3</sup> ),
$Cuf_{m,i,j}$	Componente fijo del Costo Unitario de Prestación del Servicio Público de Gas Combustible por Redes de Tubería expresado en pesos por factura (\$/factura)
$m$	Mes de prestación del servicio.
$I$	Mercado Relevante de Comercialización.
$j$	Comercializador
$G_{m,i,j}$	Costo Promedio Unitario en (\$/m <sup>3</sup> ) 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
$T_{m,i,j}$	Costo unitario en pesos por metro cúbico(\$/m <sup>3</sup> ) correspondiente al transporte de gas combustible, destinado a usuarios regulados. Incluye los costos de transporte por gasoducto ( $T_{m,i,j}$ ), y/o transporte terrestre de gas combustible ( $TV_{m,i,j}$ ) y/o compresión ( $P_{m,i,j}$ ) de Gas Natural Comprimido (GNC).
$D_{m,i,j}$	Costo expresado en pesos por metro cúbico (\$/m <sup>3</sup> ) por uso del Sistema de Distribución de gas combustible destinado a usuarios regulados. No incluye la conexión al usuario final.
$f_{PC_{m,i,j}}$	Factor multiplicador de poder calorífico aplicable al componente del costo de distribución.
$Cv_{m,i,j}$	Componente variable del costo de comercialización expresado en pesos por metro cúbico (\$/m <sup>3</sup> ) del gas combustible por redes de tubería destinado a usuarios regulados
$Cc_{m,i,j}$	Costo unitario, expresado en pesos por metro cúbico (\$/m <sup>3</sup> ), correspondiente a la confiabilidad del servicio de gas combustible. Mientras este es definido será cero.

$Cf_{m,i,j}$	Componente fijo del costo de comercialización expresado en pesos por factura (\$/factura) del gas combustible por redes de tubería destinado a usuarios regulados.
P	Pérdidas reconocidas.

El costo de prestación del servicio en un período dado, corresponde a la suma de: i) el producto entre el consumo en  $m^3$  en dicho período y la componente variable del costo unitario ( $CUv_{m,i,j}$ ); y, ii) el valor del componente fijo del costo unitario ( $CUf_{m,i,j}$ ).

Finalmente, es pertinente precisar que la tarifa que se cobra a los usuarios en la factura, resulta de aplicar el costo unitario de prestación del servicio y el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente, conforme a la Ley 142 de 1994 y a la Ley 1117 de 2006<sup>3</sup> prorrogada por el Artículo 1° de la Ley 1428 de 2010<sup>4</sup>, por el Artículo 76 de la Ley 1739 de 2014<sup>5</sup>, por el Artículo 17 de la Ley 1753 de 2015<sup>6</sup> y por el Artículo 125 de la Ley 1940 de 2018<sup>7</sup>; cuya forma de aplicación se definió en la Resolución CREG 003 de 2021 ampliada mediante las resoluciones CREG 214 de 2021<sup>8</sup>.

## 5. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

### 5.1 Identificación del problema

El período tarifario de las fórmulas tarifarias del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería definidas en la Resolución CREG 137 de 2013 finalizó y le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, conforme a lo previsto en la ley, expedir unas nuevas fórmulas.

En el análisis realizado se encontró que la fórmula tarifaria actual está permitiendo que los comercializadores, en algunos mercados, efectúen el traslado directo de cantidades y precios de suministro y capacidad de transporte sin señales de eficiencia, lo que puede estar generando sobrecostos para los usuarios regulados.

Asimismo, se encuentra que ya no es adecuada una única fórmula aplicable para todos los gases o las logísticas del gas, como es el caso del GLP y del Gas Natural, dada las particularidades de cada uno de estos gases y la necesidad de establecer incentivos adecuados para cada uno de ellos.

---

<sup>3</sup> “Por la cual se expiden normas sobre normalización de redes eléctricas y de subsidios para estratos 1 y 2”.

<sup>4</sup> “Por la cual se modifica el artículo 3o de la Ley 1117 de 2006”.

<sup>5</sup> “Por medio de la cual se modifica el Estatuto Tributario, la Ley 1607 de 2012, se crean mecanismos de lucha contra la evasión y se dictan otras disposiciones”.

<sup>6</sup> “Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 “Todos por un nuevo país”.

<sup>7</sup> “Por la cual se decreta el presupuesto de rentas y recursos de capital y ley de apropiaciones para la vigencia fiscal del 1o. de enero al 31 de diciembre de 2019”.

<sup>8</sup> “Fórmula para el cálculo de los subsidios aplicables al consumo de energía eléctrica y gas combustible por red de tubería de los usuarios residenciales de estrato 1 y 2”.

## **5.2 Causas del problema**

Se identifican como causas de la problemática señalada las siguientes:

- A los comercializadores que atienden mercado cuya demanda es menor a siete (7) millones de metros cúbicos al mes se les permite trasladar el total de las cantidades y costos de las compras de gas y de capacidad de transporte para la atención de la demanda regulada, sin un límite en estas compras.
- Los comercializadores compran las cantidades de gas y/o la capacidad de transporte que requieren para la atención de la demanda regulada a sus afiliados u otras empresas en el mercado secundario, a precios mayores que, finalmente, trasladan a los usuarios.
- No hay suficientes incentivos para que los comercializadores pongan a disposición del mercado los excedentes de sus compras de suministro y capacidad de transporte de gas, permitiendo que esos excedentes los cubra en su totalidad el usuario.
- Falta de claridad en la información que se requiere para el seguimiento y cruce constante de la información contractual y operativa de los costos reales y los que se trasladan al usuario.

## **5.3 Consecuencias del problema**

Se resumen en:

- Sobrecostos para el usuario
- Atrapamiento de suministro de gas que no se pone a disposición del mercado
- Rentas que se están quedando a lo largo de la cadena.
- Opacidad y poca trazabilidad de la información

## **6. OBJETIVO**

Definir las fórmulas tarifarias generales que deberán aplicar los comercializadores que atienden usuarios regulados para establecer los costos de prestación del servicio público domiciliario de gas natural por redes de tubería para el nuevo período tarifario, introduciendo nuevas señales de eficiencia en el traslado de costos a los usuarios y garantizando que se disponga de información pertinente, precisa y clara que permita hacer la trazabilidad de la molécula de gas que llega al usuario en relación con su origen, trayectoria, destino y precios, de tal manera que sea fácil realizar la verificación de los costos y el control de los mismos.

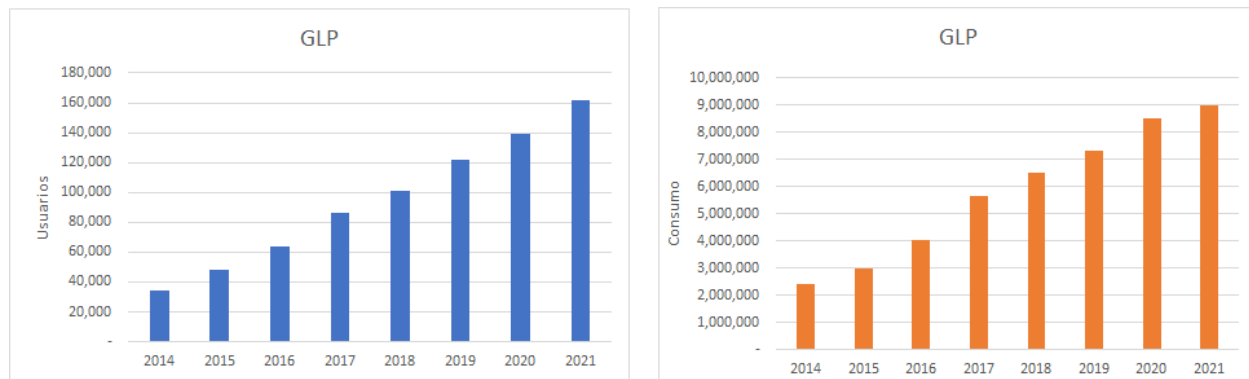
## 7. PRINCIPALES ASPECTOS IDENTIFICADOS A MEJORAR EN EL FUNCIONAMIENTO DE LA FÓRMULA VIGENTE

### 7.1 Única fórmula para Gas Natural, GNC y GLP

Considerando que la fórmula tarifaria es aplicable al Gas Natural, GN; al Gas Natural Comprimido, GNC y al Gas Licuado de Petróleo, GLP distribuido por redes de tubería, en la resolución mediante la cual se presentaron las Bases de la fórmula tarifaria Resolución CREG 071 de 2019, se revisó la evolución de la prestación del servicio con estas logísticas o tipos de gases en los diferentes mercados relevantes de comercialización, encontrando un crecimiento importante tanto en el número de mercados en que se presta el servicio con GNC y con GLP, como en el número de usuarios.

Durante los años 2014 a 2021 se ha visto que la tasa de crecimiento en el número de usuarios de los mercados relevantes de comercialización que son atendidos con GLP por redes en relación con los atendidos con Gas Natural, es mucho mayor como lo muestran la Gráfica 1, la Gráfica 2 y la Gráfica 3.

**Gráfica 1.** Crecimiento de usuarios y consumo expresado en metros cúbicos en mercados relevantes de comercialización atendidos con GLP por redes.

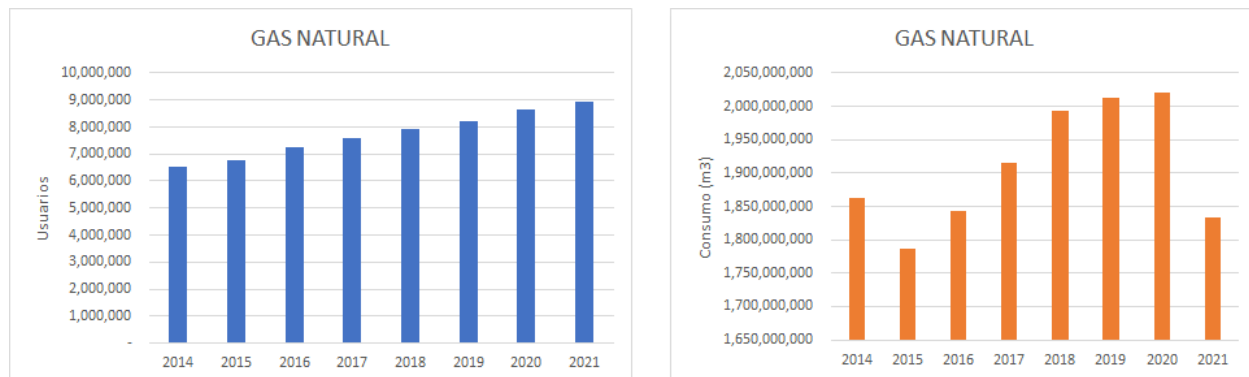


Fuente: Sistema Único de Información - SUI

Los mercados que son atendidos con GLP por redes, desde el 2014 hasta el 2021, han crecido un 371% y un 273% en número de usuarios y en consumo respectivamente, mientras que el gas natural ha crecido un 37% en usuarios y un -2% en consumo, y el GNC un 47% en usuario y un 2% en consumo.

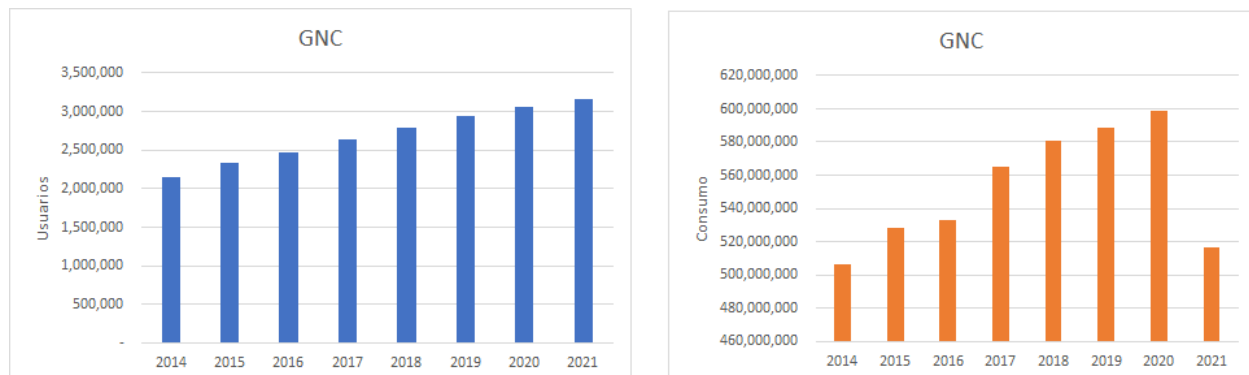
Lo anterior muestra el interés cada vez mayor de los usuarios de gas de contar con el servicio de manera constante e ininterrumpida a través de las tuberías y los incentivos de los comercializadores por atender con GLP por redes debido a la posibilidad de acceder a subsidios y otros beneficios que se dan por ser a través del suministro por redes de tubería.

**Gráfica 2.** Crecimiento de usuarios y consumo expresado en metros cúbicos en mercados relevantes de comercialización atendidos con Gas Natural por redes.



Fuente: Sistema Único de Información - SUI

**Gráfica 3.** Crecimiento de usuarios y consumo expresado en metros cúbicos en mercados relevantes de comercialización atendidos con GNC por redes.



Fuente: Sistema Único de Información - SUI

Las reglas para la comercialización del gas natural y de la capacidad del transporte en el mercado mayorista de este combustible están definidas en las Resoluciones CREG 186<sup>9</sup> y CREG 185 de 2020<sup>10</sup>, respectivamente en las que se establecen los mecanismos, tipos de contratos que garantizan respaldo físico y los que no, además de otros aspectos comerciales. A su vez, para el gas licuado de petróleo, GLP estas disposiciones están previstas en las Resoluciones CREG 066 de 2007<sup>11</sup>, modificada por las resoluciones CREG 059 de 2008, 002 de 2009 y CREG 123 de 2010<sup>12</sup>, las cuales contienen la regulación de precios de suministro y la resolución CREG 180 de 2009<sup>13</sup> que corresponde a la fórmula tarifaria general para el servicio público domiciliario de GLP en

<sup>9</sup> "Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural."

<sup>10</sup> "Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural"

<sup>11</sup> "Por la cual se establece la regulación de precios de suministro de GLP de Comercializadores Mayoristas a Distribuidores"

<sup>12</sup> Por la cual se modifica el Régimen de Libertad Vigilada para las nuevas fuentes de suministro del GLP comercializadas por Ecopetrol y se dictan otras disposiciones"

<sup>13</sup> "Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Distribuidores y Comercializadores Minoristas establecer los costos de prestación del servicio de Gas Licuado de Petróleo - GLP, a usuarios regulados"

cilindros y tanques estacionarios y, las cuales no necesariamente presentan similitudes. Inclusive la obligación de contratación con respaldo físico respecto de la demanda esencial, sólo está contemplada para el servicio que se presta con gas natural, conforme a lo dispuesto en el Decreto 2100 de 2011<sup>14</sup>.

Considerando que la fórmula actual, permite el traslado de costos para este tipo de combustible directamente y que existen diferencias en los conceptos y términos del mercado mayorista, así como en la distribución y comercialización minorista de gas natural con las de GLP, se percibe la necesidad de estudiar más en detalle lo que debería ser la fórmula tarifaria para la prestación del servicio con GLP por redes, toda vez que las exigencias y requerimientos previstas en materia de gas natural no aplicarían de igual manera; por ello se encuentra necesario incluir criterios de eficiencia para la determinación de costos que protejan al gran número de usuarios que ya están establecidos o podrán adherirse a estos mercados o a otros y que son o serán atendidos con GLP por redes.

En consecuencia, es recomendable la separación de fórmula tarifaria de gas natural y la de GLP, esto debido al incremento en el desarrollo de mercados relevantes atendidos con GLP por redes, los cuales no necesariamente cuentan con las mismas características para efectos del traslado de las variables G y T.

## **7.2 Condiciones del Comercializador para efectos de poder hacer el traslado de costos en la fórmula tarifaria.**

Para el caso del gas natural, la descripción de las variables dentro de la fórmula tarifaria vigente es clara, indicando que los costos que se incluyen corresponden a los del gas y los de su transporte, adquiridos mediante la celebración contratos por el comercializador, con respaldo físico; esto en consistencia con lo dispuesto en el Decreto 2100 de 2011, compilado por el 1073 de 2015<sup>15</sup> y modificado por el Decreto 2345 de 2015<sup>16</sup>. Sin embargo, en el proceso de aprobación de cargos de distribución que viene desarrollando la Comisión se ha podido identificar que varios comercializadores no necesariamente están acudiendo al mercado mayorista para adquirir el gas o la capacidad de transporte, lo cual lleva a percibir que se están llevando al costo de prestación del servicio, precios y cantidades originados en contratos que no cumplen con las condiciones de respaldo físico exigido tanto por el decreto como por la regulación para asegurar la calidad y continuidad del servicio, esto tal vez justificándose en que no está explícito en la norma.

En este sentido, se hace necesario definir taxativamente las obligaciones que debe cumplir el comercializador para efecto de que pueda trasladar en la tarifa del usuario, los costos de gas y de transporte que contrata. Cabe precisar que, ni el tamaño del mercado relevante de comercialización, ni el tamaño de la empresa, eximen al comercializador del cumplimiento de estas obligaciones, como son el contar con contratos con respaldo físico, los cuales están definidos y deben ser adquiridos en el mercado mayorista de gas

---

<sup>14</sup> "Por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones"

<sup>15</sup> "Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía"

<sup>16</sup> "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural"



bajo los preceptos definidos en la regulación. Así mismo, los comercializadores y quienes venden y compran suministro y transporte de gas deben contar con el correspondiente registro, tanto ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, reglamentado mediante la Resolución N° SSPD-20181000120515 del 25 de septiembre de 2018<sup>17</sup>, como ante el Gestor del Mercado, ante el cual se debe efectuar el respectivo registro de dichos contratos conforme se preé en la Resolución CREG 186 de 2020.

### **7.3 Exceso de contratación**

Existe la percepción acerca de que el rango de compras de gas natural, que fue establecido en la Resolución CREG 137 de 2013 para dar cumplimiento a lo definido en el Decreto 2100 de 2011 con respecto a la contratación de suministro con respaldo físico para la atención de la demanda esencial, permite el exceso de contratación de los comercializadores lo cual genera un sobre costo a los usuarios regulados así como una subutilización del gas y de la capacidad que no se deja a disposición del mercado, esto basado en que siempre será pagado dentro de la fórmula tarifaria.

Para poder determinar esa sobrecontratación se realizó un análisis de la utilización de las cantidades contratadas y conforme con los datos del gestor del mercado. Este análisis se presentó en unas gráficas que también fueron incluidas en el Documento CREG 049 de 2021, que muestran que para el período enero 2017 a diciembre 2020 según lo reportado al gestor del mercado, la comparación de la energía promedio diaria mensual inyectada al SNT y la energía contratada del sector de consumo de demanda regulada residencial y comercial, supera en la mayoría de los casos el 100% (Gráfica 4).

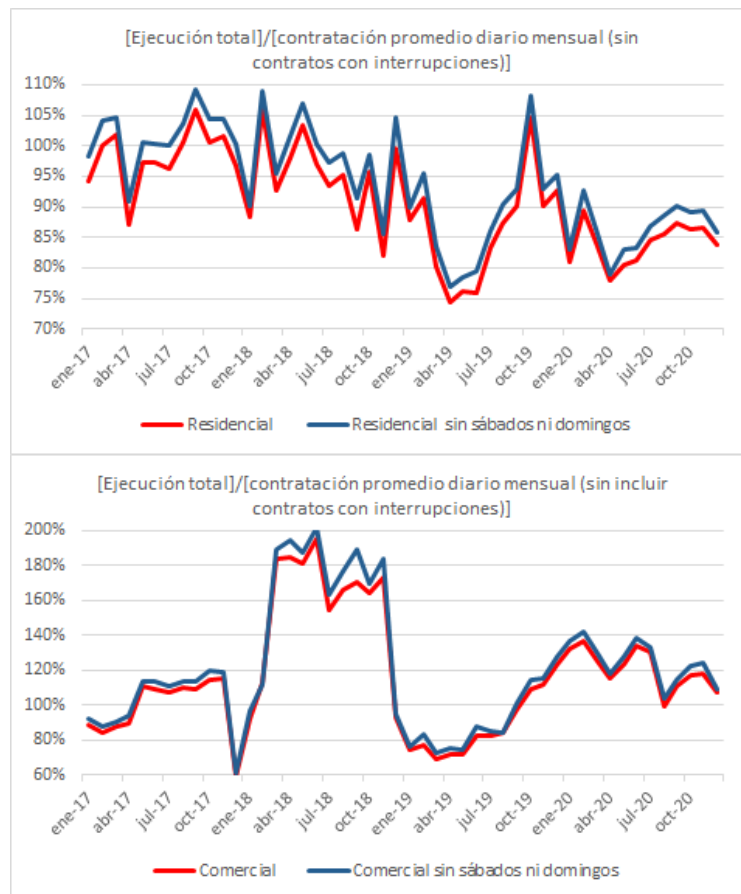
Lo anterior indica que la utilización del gas diariamente corresponde al contratado o que estas cantidades contratadas se utilizan muchos días del año.

---

<sup>17</sup> “Por la cual se deroga una resolución y se establecen los requerimientos que deben surtir los prestadores de Servicios Públicos Domiciliarios, en relación con el Registro Único de Prestadores - RUPS para su inscripción, actualización y cancelación”.



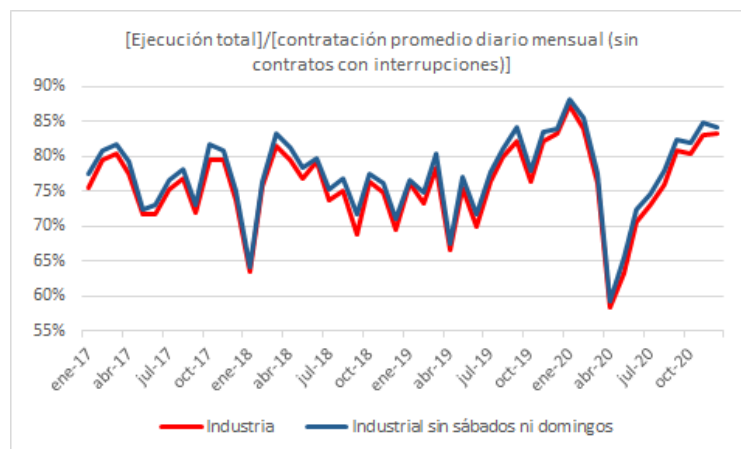
**Gráfica 4.** Utilización de las cantidades contratadas por sectores de consumo residencial y comercial.



Fuente: Gestor del mercado de gas

Para el sector de consumo industrial, la Gráfica 5 muestra que esta utilización está alrededor del 80% lo que implica que en este sector sí hay una sobrecontratación. Vale la pena mencionar que la gráfica incluye demanda industrial regulada y no regulada y por ello para este sector de consumo el regulado no puede ser concluyente.

**Gráfica 5.** Utilización de las cantidades contratadas por sector de consumo industrial.



Fuente: Gestor del mercado de gas

Sin embargo, es posible que se requieran ajustes a las cantidades a reconocer en la fórmula tarifaria considerando lo siguiente:

El Decreto 2100 de 2011 determina la obligación de contratación con respaldo físico para la denominada demanda esencial y la cual según el Decreto 2345 de 2015 se define como:

**“Demanda Esencial:** Corresponde a i) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, ii) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, iii) la demanda de GNCV, y iv) la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del Sistema Interconectado Nacional”.

De acuerdo con dicha definición la demanda esencial regulada corresponderá únicamente a la residencial y comercial que está inmersa en la red de distribución, dejando por fuera a la demanda industrial regulada y otra que no se incluya en dicha definición.

Se revisó cómo es la conformación de la demanda regulada a nivel nacional y se encontró que el 67% corresponde al sector residencial, el 19% al comercial, el 8% a la industrial y el resto a otros sectores de consumo (Tabla 2).

**Tabla 2.** Caracterización de la demanda regulada a nivel nacional.

		DEMANDA PROMEDIO MENSUAL		PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN SOBRE LA DEMANDA REGULADA TOTAL	ESENCIAL
<b>CONSUMO DEMANDA REGULADA DEFINIDO</b>	Menor o igual a 100.000 p.c.d.	Equivalente a 84.950	m³/mes		
<b>SECTOR DE CONSUMO</b>	Residencial	12 a 21	m³/mes	67%	SI
	Comercial	160 a 215	m³/mes	19%	SI
	Industrial	3.000 y 6.000	m³/mes	8%	NO
	Oficial	180 a 253	m³/mes	0%	NO
	Otros (Especial, especial asistencial, especial educativo)	60 a 4200	m³/mes	5%	NO

Fuente: Cálculos propios con datos del SUI

En la Tabla 2 se observa que en promedio 8% de la demanda regulada es industrial y un 5% de esta demanda se incluye en la clasificación de otros, las cuales no entrarían en la clasificación de demanda esencial y a la cual con la fórmula actual se le está asegurando cantidades correspondientes a sus demandas diarias de gas y capacidad de transporte con contratos con respaldo físico.

La intención de la normatividad de asegurar el suministro y transporte de la demanda esencial y en este sentido es necesario mantener el reconocimiento de compras de gas y de transporte que cumplan con este mandando. Sin embargo, se requiere hacer un

ajuste al rango de compras previsto actualmente en la fórmula tarifaria, para que solo considere las cantidades requeridas por la demanda regulada esencial como lo prevén los Decretos, de tal manera que se evite la subutilización del suministro y transporte del 8% considerado como demanda regulada pero no esencial.

Con el fin de mitigar el supuesto exceso en la contratación de suministro y transporte que derivan en la percepción de sobrecostos para los usuarios es importante diferenciar en la fórmula las obligaciones de contratación para la demanda regulada esencial y la no esencial, concentrando las cantidades con respaldo físico para esta primera demanda.

#### **7.4 Traslado de costos**

La fórmula tarifaria vigente asume que el comercializador para la atención de su demanda regulada hace las compras de suministro y capacidad de transporte en el mercado mayorista de manera eficiente en cuanto a decisiones de compra, cantidades y precio y siempre en beneficio del usuario.

Es por esto que actualmente la fórmula, sólo contempla un acotamiento en las cantidades de compras de gas y transporte en los mercados grandes o de mayores consumos y a través del rango de consumo previsto en el Numeral 5.1.1 del Artículo 5 de la Resolución CREG 137 de 2013. Los otros mercados pueden hacer traslado directo de cantidades y precios según lo decida el comercializador.

Ahora bien, es claro que no siempre se están tomando las mejores decisiones a favor del usuario si se considera lo siguiente:

- 1) El comercializador siempre tiene la posibilidad de ir al mercado primario a conseguir para su mercado relevante el gas con respaldo físico y de primera mano al productor y luego adquirir las cantidades menores o de cierre en el mercado secundario. Sin embargo, se observa en varios casos que estos agentes comercializadores, están comprando gran cantidad del gas requerido en el mercado secundario y en la mayoría de los casos precios mayores a los que se obtendrían en el mercado primario.
- 2) Se tiene la idea que por la posición dominante que ejerce en el mercado el productor, la agregación de cantidades de las necesidades de varios comercializadores en un único comercializador que compre el gas en el mercado primario, lograría la obtención de mejores condiciones y precios. Sin embargo, cuando esto sucede no se observa que al final se tengan mejores precios y por el contrario el usuario al final resulta pagando un precio muy superior al que fue conseguido por el agregador en el mercado primario, dejándole un porcentaje importante de intermediación a estos agentes que agregan demanda y que en varios casos resultan ser del mismo grupo empresarial.

Para poder poner control a estos comportamientos, se efectuó una caracterización de las compras de gas de todo el país, encontrando como se hacen las compras de gas tanto en el mercado primario y en el mercado secundario (Tabla 3).

**Tabla 3.** Caracterización de la Contratación de los comercializadores para la atención de la demanda regulada.

<b>Mercado primario</b>	<b>77%</b>	<b>Precio promedio</b>	<b>4.82</b>	<b>USD/BTUD</b>
Tipos de contratos				
Take or pay	12%			
Firmes	32%			
Firme 95%	47%			
Con interrupciones	5%			
Contingencia	0%			
<b>Mercado secundario</b>	<b>23%</b>	<b>Precio promedio</b>	<b>6.80</b>	<b>USD/MBTU</b>
Tipos de contratos				
Firme	99%			
Con interrupciones	1%			
Compras dentro del mismo grupo empresarial	12%			
Compras a otros agentes	88%			
<b>Total mercado</b>				
Cantidad regulada contratada	341,731	MBTUD		
Cantidad regulada demandada	215,005	MBTUD		
Porcentaje de sobrecontratación	59%			

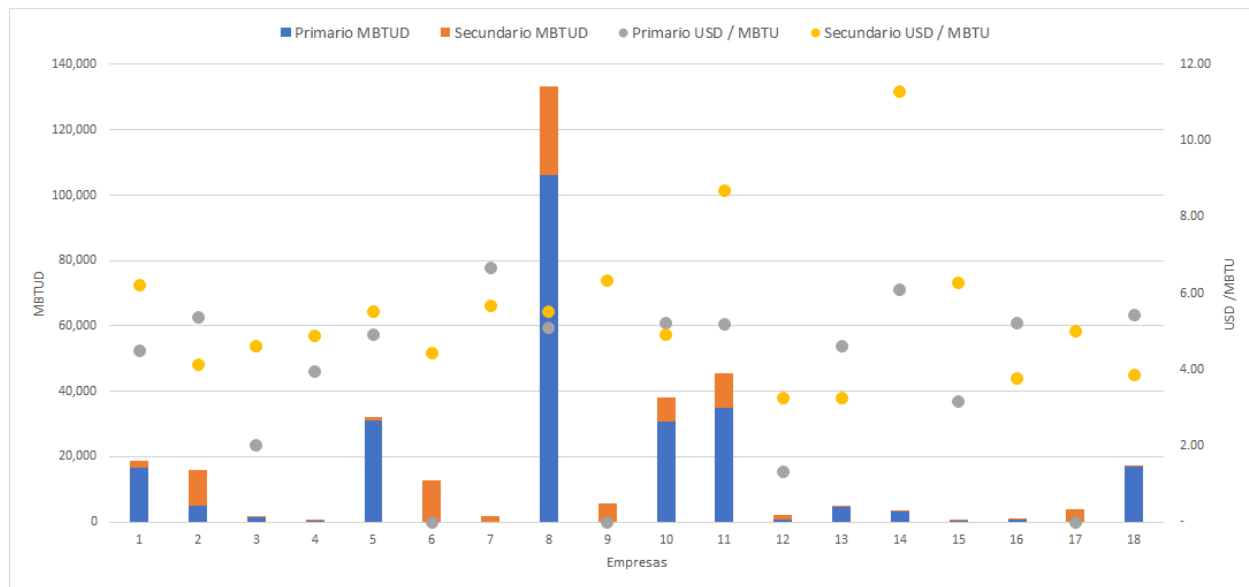
Fuente: Cálculos propios con datos del Gestor del mercado - Datos 2019 de las principales comercializadores del país.

De la Tabla 3 se observa que, en promedio, los comercializadores del país que atienden demanda regulada compraron el 77% del gas en el mercado primario a un precio promedio de 4.82 USD/MBTU, mientras que el 23% restante se adquiere en el mercado secundario, a un precio promedio de 6.80 USD/MBTU, que resulta ser alrededor de un 41% por encima del obtenido en el mercado primario (Gráfica 6).

Así mismo, vale mencionar que en el mercado primario los agentes, en su mayoría, suscriben contratos firmes o firmes 95%, atendiendo el mandato del Decreto 2100 de 2011. Sin embargo, existe un 5% obtenido mediante contratos con interrupciones que, en teoría, no deberían reconocerse dentro de la fórmula tarifaria.

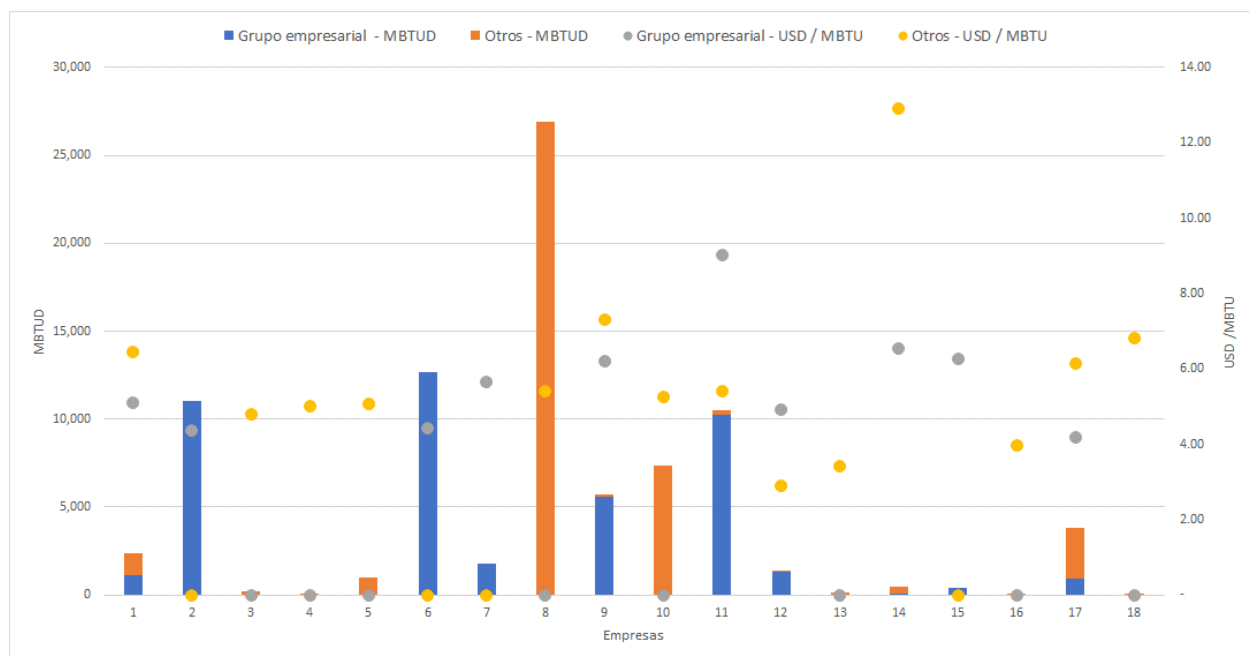
De igual manera, se destaca que un 12% de las ventas de gas en el mercado secundario se hacen entre comercializadores del mismo grupo empresarial. Es importante resaltar que estas compras que se hacen a empresas del mismo grupo empresarial a veces se hacen a precios superiores a los pagados a otros vendedores del mercado secundario, lo que podría sugerir que algunas empresas están obteniendo un margen por la intermediación que hacen con empresas de su mismo grupo (Gráfica 7).

**Gráfica 6.** Contratos de los comercializadores en el mercado mayorista.



Fuente: CREG con datos del Gestor del Mercado de Gas - Datos 2019

**Gráfica 7.** Contratos de los comercializadores en el mercado secundario.



Fuente: CREG con datos del Gestor del Mercado de Gas - Datos 2019

De estos resultados se evidencia la necesidad de introducir criterios de eficiencia para que el comercializador adquiera el suministro para la atención de su demanda esencial a través de acotamientos en cantidades y precios, así como en qué mercado debe comprar el gas.

## 7.5 Incentivos para la venta de excedentes

Establecer los beneficios que han obtenido los usuarios por la venta de excedentes de compras de suministro y transporte de gas por parte del comercializador, no ha sido factible con la información disponible, dado que solamente se encontraron seis contratos de dos empresas. Lo anterior evidencia que el mecanismo establecido actualmente en la regulación para la venta de excedentes no brinda los suficientes incentivos para que las empresas pongan a disposición del mercado el gas sobrante.

En primera instancia, porque no se puede hacer la trazabilidad de qué cantidad adquirida mediante un contrato suscrito en el mercado primario con destino a la demanda regulada se vendió en el mercado secundario y qué cantidad se descontó al usuario en su tarifa.

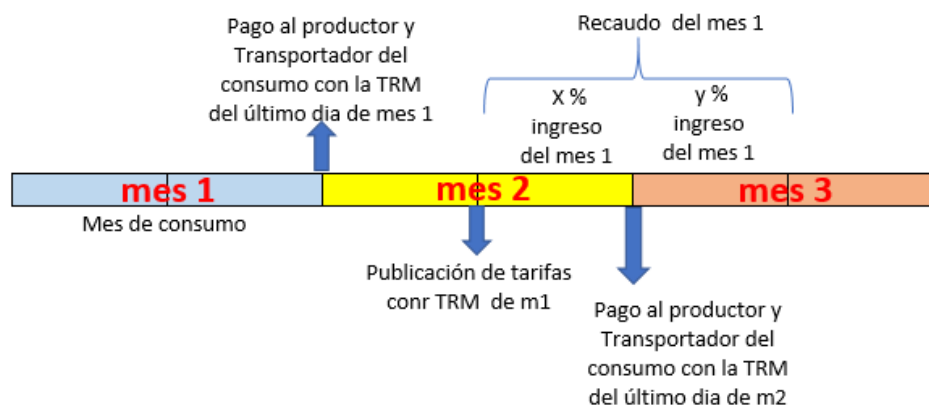
El hecho de que el comercializador pueda trasladar el valor de toda la cantidad de gas adquirida para sus usuarios, no genera los suficientes incentivos para que éste ponga a disposición del mercado los excedentes. Adicionalmente, cuando estas cantidades se van al mecanismo de úselo o véndalo de corto plazo, el porcentaje obtenido como beneficio para el comercializador es bajo y no se reflejan las verdaderas cantidades disponibles dado posibles renominaciones de última hora en el suministro.

Teniendo en cuenta que es el comercializador el que define las cantidades a comprar libremente, es necesario generar los incentivos para que compre de forma consciente y haga un buen esfuerzo por vender las cantidades sobrantes, de tal manera que el usuario no asuma todos los costos.

## 7.6 Desviaciones de la TRM

Hace algún tiempo las empresas han venido manifestando a la Comisión que hay un desajuste generado por el rezago entre los costos de suministro pagados a productores y transportadores y valor recuperado vía facturación a los usuarios, que puede llegar a superar hasta dos (2) meses, por lo cual se produce un desfase que los distribuidores-comercializadores han denominado “efecto Decalaje” (Figura 2).

**Figura 2.** Cronograma pagos y recaudo afectado por la variación de la TRM.

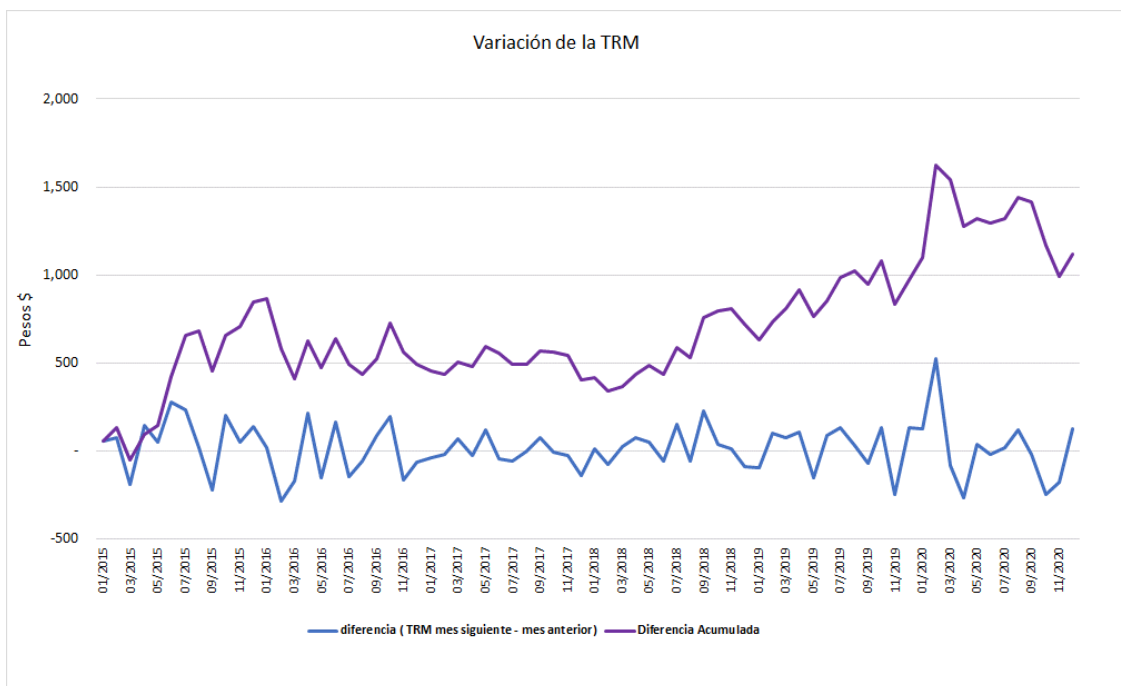


Conforme afirman dichos agentes, estos costos nunca se logran recuperar y, por el contrario, se han venido acumulando año tras año, rompiendo completamente el principio de pass-through pleno que deben tener los componentes de Suministro y Transporte en la tarifa final del usuario. Este fenómeno es provocado, principalmente, por la fluctuación en la Tasa Representativa del Mercado, TRM.

La CREG consideró incluir en la propuesta regulatoria sobre comercialización minorista una componente que reconociera la variación de la TRM. Sin embargo, finalmente, optó porque la pertinencia de incluir esta componente se analizará en la fórmula tarifaria.

Sobre este aspecto se presenta cuál ha sido el comportamiento de la TRM desde el año 2015 hasta el año 2020 y el acumulado de las diferencias entre un mes y otro que se podrían ocasionar por los desfases de la TRM entre el periodo del pago y el recaudo, encontrando un acumulado importante en los últimos años (Gráfica 8).

**Gráfica 8.** Variaciones mensuales y acumuladas de la TRM (2015-2020).



En consecuencia, se considera pertinente incluir una variable que considere las desviaciones entre lo pagado por el comercializador al productor y lo recaudado de los usuarios por concepto de la variación de la Tasa Representativa del Mercado.

## 7.7 Falta claridad de rentas

Como se señaló anteriormente, en algunos casos los comercializadores prefieren recurrir al mercado secundario en lugar de adquirir el gas en el mercado primario, llevando a que se paguen unos mayores precios que debe asumir el usuario regulado. Este comportamiento lleva a preguntarse qué agente de la cadena se está beneficiando de estos sobrecostos que son asumidos por el usuario. Así mismo, cuestionarse acerca de

si es conveniente para este tipo de demanda esencial pagar unos costos superiores en el mercado secundario.

En orden a mitigar este comportamiento se considera que es importante establecer techos en los precios de gas adquirido mediante contratos del mercado secundario que se pueden trasladar al usuario.

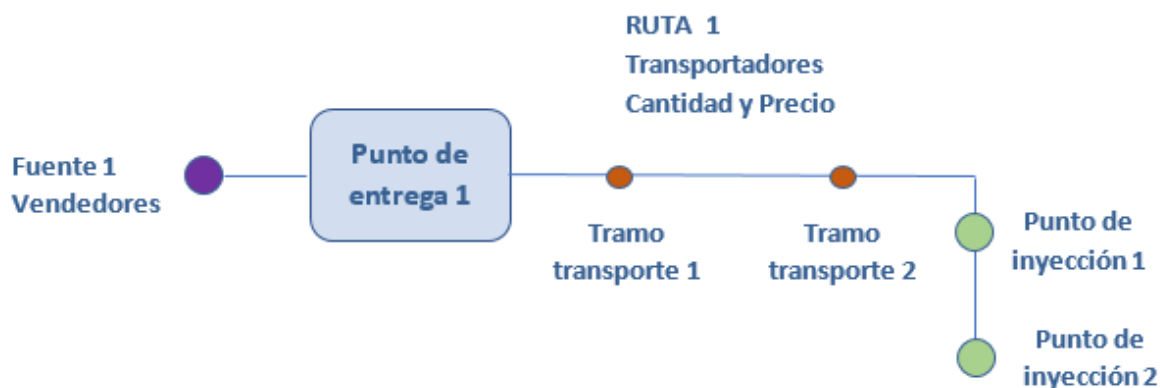
## 7.8 Falta información

Como resultado de los análisis realizados por la Comisión se ha encontrado que cruzar la información contractual con la operativa, así como con la consignada en el Sistema Único de Información, SUI que administra la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para establecer el gas que llega a un mercado relevante, así como poder establecer los costos de éste resulta ser muy dispendioso y complicado, dadas las condiciones bajo las cuales se solicita y se mantiene la información.

En este sentido y respecto de cada uno de los mercados relevantes de comercialización, se realizó un ejercicio para establecer las fuentes, los puntos de entrega del productor-comercializador, así como las rutas de transporte y los puntos de salida hasta llegar al usuario para poder visualizar la trayectoria del gas, encontrando que con la información no se pueden identificar la totalidad de los contratos con las que se proveen los mercados, que no coinciden las cantidades contratadas con las cantidades entregadas y no hay consistencia entre los costos pactados en los contratos y los efectivamente trasladados en el costo de prestación del servicio.

Para hacer este seguimiento del costo y del transporte del gas se construyó un diagrama que se ha denominado Unifilar, que consiste en poner en forma gráfica el camino del gas desde el productor hasta el punto de inyección del mercado relevante. En las siguientes figuras (Figura 3 y Figura 4), se observa un ejemplo genérico del ejercicio efectuado respecto de cada uno de los mercados de comercialización.

**Figura 3.** Ejemplo unifilar.



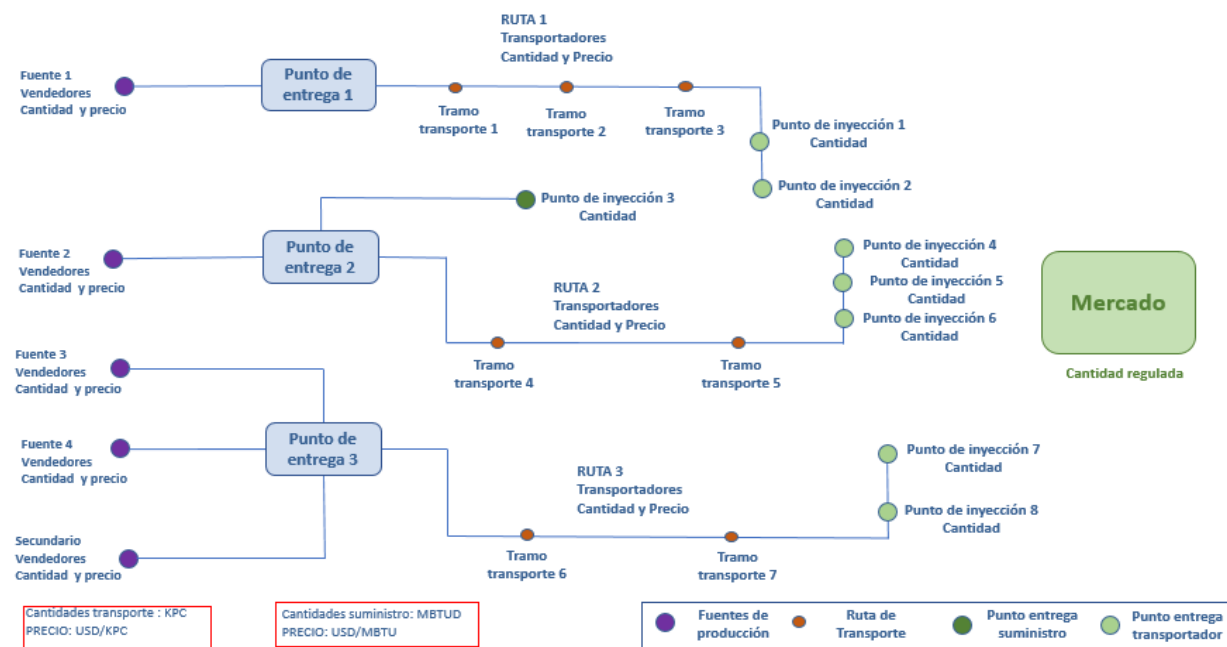
I

En el unifilar se puede describir los siguientes pasos:



- Fuente de producción: En este paso se coloca la información del productor que está vendiendo el gas, la cantidad comprada en MBTUD, y el costo del gas comprado en USD / MBTU. Adicionalmente para verificar la información se requiere que se indique el número del contrato. Como fuente esta también puede estar el mercado secundario para el cual se debe indicar cual es el contrato del mercado primario de donde se desprende.
- Punto de entrega: En este paso se debe indicar el lugar donde el productor le entrega el gas al comercializador, este puede ser igual a la fuente de producción o no.
- Rutas de transporte usadas: en este paso se debe indicar las rutas que se usan del transportador, el nombre del transportador, el volumen transportado en KPCD y el precio de transporte en USD/KPC. Para tener una relación entre producción y transporte se debe indicar tanto el contrato de transporte como el contrato de las compras que se están transportando)

**Figura 4.** Ejemplo genérico de diagrama unifilar de un mercado relevante de comercialización.



Fuente: Construcción CREG – datos contractuales del Gestor del Mercado y de demanda y tarifas del SUI

Considerando los inconvenientes para la construcción de estos unifilares se hace necesario fortalecer este aspecto en la nueva fórmula tarifaria, de tal manera que se pueda contar con todos los datos para la trazabilidad de los costos que se están llevando en la fórmula tarifaria con la cual se están definiendo las tarifas.

## 7.9 Falta claridad conversión de unidades

Cuando se desea establecer las conversiones de las unidades de cada una de las variables hasta llegar a los pesos por metro cúbico (\$/m<sup>3</sup>) que son cobrados al usuario,

se encuentra que no hay homogeneidad en la información y ni en la conversión que realizan los agentes. La regulación actual no establece un procedimiento unificado para la conversión de estas unidades, lo cual esta a interpretación de los agentes que pueden optar por metodologías diferentes.

Por lo anterior esta Comisión considera que se requiere especificar el procedimiento para llegar a estas unidades tanto para las variables de precio del gas como de transporte del mismo.

## 8. ALTERNATIVAS

### 8.1 Mantener la fórmula vigente

Esta alternativa consistiría en extender por un período tarifario adicional la Resolución CREG 137 de 2013, de manera que se mantengan las condiciones de traslado de las componentes de la fórmula tarifaria de gas combustible por redes de tubería actualmente vigente.

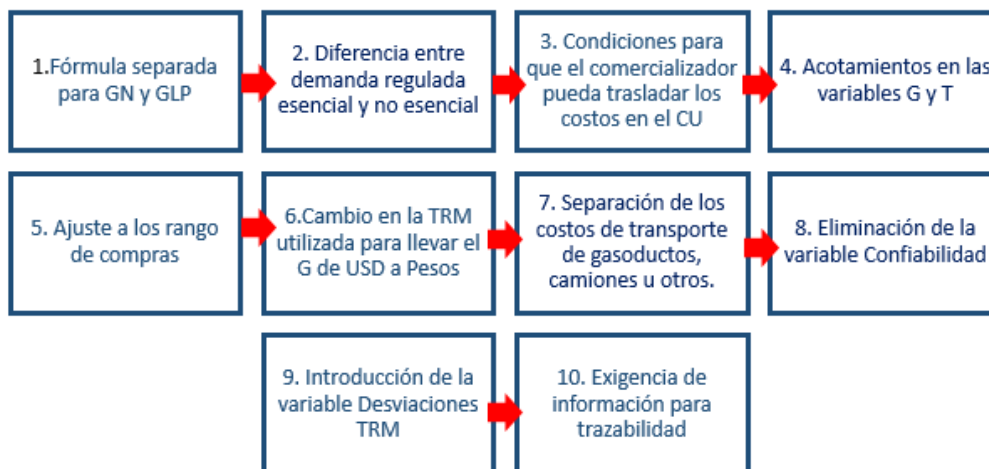
### 8.2 Ajustar la fórmula vigente

Esta alternativa considera hacer ajustes en la fórmula tarifaria, de tal manera que se incluyan en el traslado de costos eficiencias y beneficios para el usuario y mayor claridad para los comercializadores.

## 9. PROPUESTA PARA AJUSTAR LA FÓRMULA VIGENTE

Las principales propuestas de ajuste para el siguiente periodo tarifario se resumen en la siguiente Figura 5.

**Figura 5.** Propuestas de ajuste fórmula tarifaria.



## 9.1 Separación de fórmula tarifaria de gas natural y GLP

Teniendo en cuenta la diferencia del mercado mayorista de gas natural y las disposiciones de GLP para establecer el costo de las componentes G y T, se hace necesario separar la fórmula tarifaria de la prestación del servicio público domiciliario con estos dos tipos de gases, de tal manera que sean fácilmente identificables los costos de cada variable en la tarifa de los usuarios. En este sentido, la propuesta aquí presentada sólo incluye la fórmula del servicio público prestado con gas natural y gas natural comprimido, dejando para presentar de forma separada la que se aplique a GLP por redes.

Las fórmulas tarifarias propuestas implican unos pocos ajustes a las vigentes actualmente y consignadas en la Resolución CREG 137 de 2013. En esta se tiene dos componentes uno variable expresado en pesos por metro cúbico (\$/m<sup>3</sup>) y otro fijo expresado en (\$/factura), se excluye la componente de confiabilidad y se introduce la denominada desviaciones por la Tasa Representativa del Mercado. Sin embargo, la determinación de cada variable tendrá algunas modificaciones como se describe más adelante.

Se propone entonces la siguiente fórmula:

### Componente variable:

$$CUv_{m,u,i,j} = \frac{G_{m,u,i,j} + T_{m,u,i,j}}{1 - \rho} + TGNC_{m,u,i,j} + D_{m,r,i,j} + Cv_{m,i,j} + DesvTRM_{m,u,i,j}$$

### Componente fijo:

$$Cuf_{m,i,j} = Cf_{m,i,j}$$

Donde:

$CUv_{m,u,i,j}$	Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio Público de Gas Natural por redes de tubería expresado en pesos por metro cúbico (\$/m <sup>3</sup> ), aplicable en el mes $m$ a los usuarios $u$ del Mercado Relevante de Comercialización $i$ , atendidos por el comercializador $j$ .
$Cuf_{m,i,j}$	Componente fijo del Costo Unitario de Prestación del Servicio Público de Gas Natural por Redes de Tubería expresado en pesos por factura (\$/factura) aplicable en el mes $m$ a los usuarios del Mercado Relevante de Comercialización $i$ y atendidos por el comercializador $j$ .
$G_{m,u,i,j}$	Costo Promedio Unitario en pesos por metro cúbico (\$/m <sup>3</sup> ) del gas natural destinado a usuarios regulados $u$ , aplicable en el mes $m$ , en el Mercado Relevante de Comercialización $i$ y atendido por el

comercializador  $j$ .

$T_{m,u,i,j}$  Costo unitario en pesos por metro cúbico ( $\$/m^3$ ) correspondiente al transporte de gas natural destinado a usuarios regulados  $u$ , aplicable en el mes  $m$  en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  atendido por el comercializador  $j$ .

Para Mercados Relevantes de Comercialización que son atendidos mediante transporte por gasoductos y transporte de GNC, este componente incluye el costo de los dos tipos de transportes y la compresión.

$TGNC_{m,u,i,j}$  Costo unitario en pesos por metro cúbico ( $\$/m^3$ ) correspondiente al transporte terrestre de Gas Natural Comprimido (GNC) y al costo de compresión destinado a usuarios regulados  $u$ , aplicable en el mes  $m$  para el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  que, únicamente, es atendido con GNC por el comercializador  $j$ .

$D_{m,r,i,j}$  Costo expresado en pesos por metro cúbico ( $\$/m^3$ ) por uso del Sistema de Distribución de gas combustible destinado a usuarios regulados para el tipo de usuario residencial o diferente al residencial y, éste según al rango de la canasta de tarifas  $r$ , aplicable en el mes  $m$  en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  atendido por el comercializador  $j$ . No incluye la conexión al usuario final.

$Cv_{m,i,j}$  Componente variable del costo de comercialización expresado en pesos por metro cúbico ( $\$/m^3$ ) del gas natural por redes de tubería destinado a Usuarios Regulados, aplicable en el mes  $m$  en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$ , atendido por el comercializador  $j$ .

$Cf_{m,i,j}$  Componente fijo del costo de comercialización del gas combustible por redes de tubería destinado a usuarios regulados, expresado en pesos por factura ( $\$/factura$ ), aplicable en el mes  $m$  en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$ , atendido por el comercializador  $j$ .

$\rho$  Pérdidas reconocidas.

$DesvTRM_{m,u,i,j}$  Valor de la variación por efectos de la Tasa Representativa del Mercado Cambiario (TRM) cobrada al usuario regulado  $u$  y pagada por el comercializador al vendedor del gas en el mes  $m$  por el gas adquirido para la atención del Mercado Relevante de Comercialización  $i$ , atendido por el comercializador  $j$ .

$m$  Mes de prestación del servicio.

<i>i</i>	Mercado Relevante de Comercialización.
<i>j</i>	Comercializador que atiende el Mercado Relevante de Comercialización.
<i>u</i>	Usuario Regulado de demanda esencial o Usuario Regulado de demanda no esencial. Este concepto se aplica únicamente para las variables G y T.
<i>r</i>	Usuario de uso residencial o de uso diferente al residencial cuyo cargo de distribución puede corresponder al cargo para usuario residencial o el cargo para uso diferente al residencial, según canasta de tarifas definida en la Resolución CREG 202 de 2013.

El costo de prestación del servicio en un período dado corresponderá a la suma de: i) el producto entre el consumo en metros cúbicos (m<sup>3</sup>) en dicho período y la componente variable del costo unitario (CU<sub>vm,i,j</sub>); y, ii) el valor del componente fijo del costo unitario (CU<sub>fm,i,j</sub>).

## 9.2 Diferenciación demanda regulada esencial y no esencial

Considerando que la exigencia del Decreto 2100 de 2011 de contar con los contratos con respaldo físico para la atención de la demanda esencial, se introduce la definición de demanda regulada esencial y demanda regulada no esencial con el fin de establecer diferencias contractuales a cada una:

**Tabla 4.** Definición de demanda regulada esencial y no esencial.

<b>Demanda Regulada Esencial</b>	<b>Demanda Regulada No Esencial</b>
Corresponde a la demanda de gas natural del conjunto de usuarios regulados de un Mercado Relevante de Comercialización que hace parte de la Demanda Esencial definida en el Artículo 2 del Decreto 1073 de 2015 y aquellos que lo modifiquen, adicionen o sustituyan y <u>corresponde la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales</u> inmersos en la red de distribución.	Corresponde a la demanda de gas natural del conjunto de usuarios regulados de un Mercado Relevante de Comercialización que, conforme a lo dispuesto en el Decreto 1073 de 2015 y aquellos que lo modifican, adicionan o sustituyen, no se encuentran clasificados como Demanda Esencial. <u>En esta se encuentra la demanda que es diferente a la de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución.</u>

### **9.3 Definición de criterios para el traslado de costos**

En la propuesta se especifica que el comercializador de gas natural por redes de tubería que atiende usuarios finales de demanda regulada deberá cumplir con las siguientes condiciones para poder hacer el traslado de sus costos dentro de las fórmulas tarifarias que son aplicables a sus Mercados Relevantes de Comercialización.

1. Adquirir el suministro de gas y la capacidad de transporte de gas natural en el Mercado Mayorista de Gas conforme a las reglas definidas en las Resoluciones CREG 185 y CREG 186 de 2020 y aquéllas que las adicionen, modifiquen o sustituyan.
2. Los comercializadores que atienden demanda regulada deben tener vigente y actualizado su registro ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG y ante en el Gestor del Mercado de gas natural.
3. Los costos del suministro y transporte que se trasladen en la Fórmula Tarifaria para la Demanda Regulada Esencial deben estar respaldados en contratos con Respaldo Físico. El comercializador deberá presentar toda la información que se requiera para acreditar su cumplimiento.
4. Los costos de compras de gas o de capacidad de transporte derivados de contratos que no estén registrados ante el Gestor del Mercado, no podrán ser trasladados a los usuarios dentro de la fórmula tarifaria.
5. A efectos de garantizar la trazabilidad de los costos trasladados a los usuarios, se deberá presentar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y al Gestor del Mercado de Gas, información detallada.
6. Adicionalmente, se deberá presentar la información requerida para establecer las bandas de acotación.
7. Los Mercados Relevantes de Comercialización en que se presta el servicio deben tener aprobados cargos de distribución y comercialización conforme a las metodologías establecidas por la Comisión.

### **9.4 Acotamiento en la variable G**

La propuesta incluye tres tipos de acotamientos, considerando lo siguiente:

**Figura 6.** Propuesta de acotamientos para G.



Los acotamientos para la variable G se relacionan con: (i) Participación de compras de gas en el mercado primario y secundario; (ii) Precios con respecto a la comparación con los obtenidos por otros comercializadores en las mismas circunstancias; y, (iii) acotamiento en las cantidades a reconocer para la atención de la demanda esencial. Esto, acompañado de unos criterios para el traslado de esta variable G.

#### 9.4.1 Criterios para el traslado de la variable de suministro de gas (G)

Para la determinación de la variable del costo de gas natural, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- **Diferenciación de la Demanda.** Para establecer el costo de suministro de gas natural se diferenciará la Demanda Regulada Esencial y la Demanda Regulada No Esencial del Mercado Relevante de Comercialización.
- **Cantidades a Reconocer.** Las cantidades de suministro de gas natural que se reconocerán dentro de la variable  $G_{m,u,i,j}$  de la fórmula tarifaria para la Demanda Regulada Esencial corresponderán a la totalidad de las cantidades de gas natural compradas por el comercializador que son necesarias para asegurar la atención de dicha demanda, para lo cual se deberá tener en cuenta la acotación de compras de gas.
- **Las cantidades a reconocer dentro del  $G_{m,u,i,j}$  para los usuarios de Demanda Regulada No Esencial** corresponderán a las cantidades efectivamente entregadas y utilizadas por los usuarios de esta demanda.
- **Demanda que Paga las Compras de Gas Natural para la demanda regulada esencial.** La Demanda Regulada Esencial real del Mercado Relevante de Comercialización será la que pagará las compras de gas natural que haya realizado el comercializador y que sean necesarias para asegurar su atención,

conforme al rango de acotación definido en el Artículo 12 y a las cantidades de gas que se pueden trasladar al usuario según lo previsto en el Artículo 13 del Proyecto regulatorio sometido a comentarios.

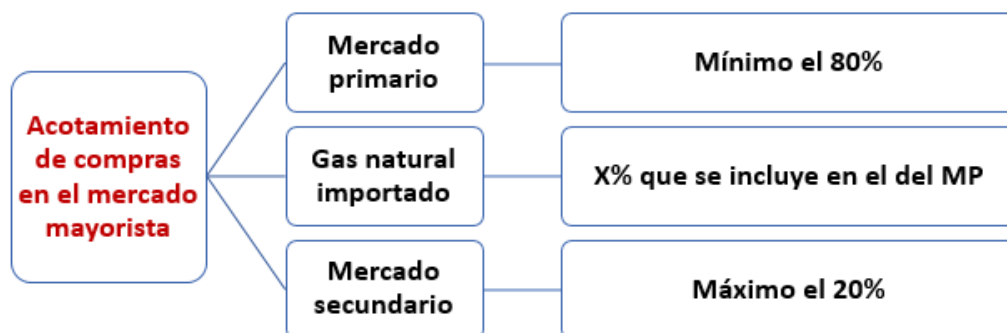
- **Modalidades Contractuales de Suministro de Gas que se Reconocen para La Demanda Regulada Esencial.** Los comercializadores que atienden Demanda Regulada Esencial sólo podrán incluir dentro de la variable  $G_{m,u,i,j}$  de la fórmula tarifaria el gas adquirido mediante contratos Firmes y con Respaldo Físico negociados en el Mercado Primario y en el Mercado Secundario, conforme a las disposiciones de la resolución CREG 186 de 2020 y aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan y que cumplan con la composición de compras de suministro de gas según lo establecido en el Artículo 8 del Proyecto regulatorio sometido a comentarios. Se incluyen los contratos de gas natural importado firmes y con Respaldo Físico.
- **Modalidades contractuales que se reconocen para la Demanda Regulada No Esencial.** Los comercializadores que atienden Demanda Regulada No Esencial podrán incluir dentro de la variable  $G_{m,u,i,j}$  el gas adquirido mediante contratos celebrados bajo cualquiera de las modalidades previstas en la Resolución CREG 186 de 2020 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

#### 9.4.2 Acotamiento de compras en el mercado mayorista

Se propone establecer a los comercializadores que atienden Demanda Regulada Esencial una composición de cómo deberán efectuar sus compras en el mercado mayorista, esto para incentivar que, principalmente, adquieran el gas en el mercado primario y las cantidades faltantes en el mercado secundario. Se especifica la posibilidad de compras de gas natural importado, el cual según las disposiciones vigentes pertenece al mercado primario, por lo tanto, este porcentaje se contemplará dentro de este mercado.

Con esto se indica que el comercializador debe adquirir como mínimo el ochenta por ciento (80%) del gas natural necesario para la atención de la demanda esencial en el mercado primario y, como máximo el veinte por ciento (20%) en el mercado secundario.

**Figura 7.** Composición de las compras de gas del comercializador para la atención de la demanda regulada esencial.





Por lo tanto, deberán adquirir el suministro de gas natural en el Mercado Mayorista de Gas, ajustando sus cantidades conforme se expresa en la siguiente fórmula:

$$CG_{m,u,i,j} = CGMP_{m,u,i,j} + CGMS_{m,u,i,j} + CGNI_{m,u,i,j}$$

Donde:

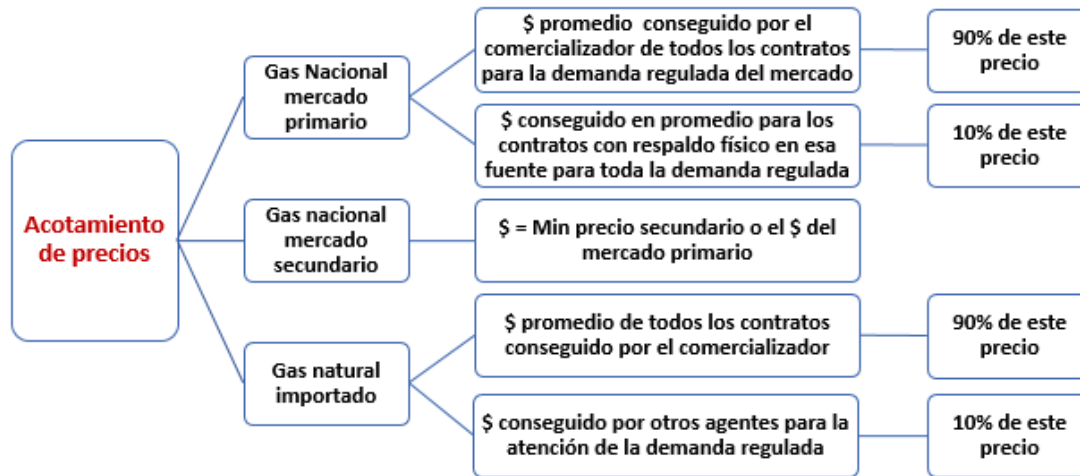
$CG_{m,u,i,j}$	Cantidad total de gas natural a adquirir y que es necesaria para la atención de la Demanda Regulada.
$CGMP_{m,u,i,j}$	Compras en el Mercado Primario del Mercado Mayorista de Gas Natural de las cantidades de suministro gas natural expresadas en unidades de poder calorífico (MBTUD, MBTU) y en metros cúbicos ( $m^3$ ), que son necesarias para para la atención de la demanda de Usuarios Regulados $u$ , aplicables en el mes $m$ para el Mercado Relevante de Comercialización $i$ que es atendido por el comercializador $j$ ; las cuales deberán corresponder, como mínimo, al ochenta por ciento (80%) del total de las compras de gas $CG_{m,u,i,j}$ .
$CGMS_{m,u,i,j}$	Compras en el Mercado Secundario del Mercado Mayorista de Gas Natural de las cantidades de suministro gas natural, expresadas en unidades de poder calorífico (MBTUD, MBTU) y en metros cúbicos ( $m^3$ ), que son necesarias para para la atención de la demanda de Usuarios Regulados $u$ , aplicables en el mes $m$ para el Mercado Relevante de Comercialización $i$ que es atendido por el comercializador $j$ ; las cuales deberán corresponder, como máximo, al veinte por ciento (20%) del total de las compras de gas $CG_{m,u,i,j}$ .
$CGNI_{m,u,i,j}$	Compras de cantidades de Gas Natural Importado, expresadas en unidades de poder calorífico (MBTUD, MBTU) y en metros cúbicos ( $m^3$ ), que son necesarias para para la atención de la demanda de Usuarios Regulados $u$ , aplicable en el mes $m$ para el Mercado Relevante de Comercialización $i$ que es atendido por el comercializador $j$ ; las cuales podrán corresponder a cualquier porcentaje del total de las compras de gas $CG_{m,u,i,j}$ . El porcentaje de estas compras formará parte del porcentaje de compras de gas natural en el Mercado Primario del Mercado Mayorista de Gas Natural.

Para la Demanda Regulada No Esencial, los comercializadores que atienden podrán definir libremente la composición de los contratos para adquirir el suministro del gas natural que requieran.

### 9.4.3 Acotamiento de precios

Para la introducción del acotamiento en precios se establece una comparación con los precios conseguidos por los otros comercializadores que atienden demanda regulada esencial y que adquieren el gas en la misma fuente, de tal manera que dicha comparación se plasme en los precios, así:

**Figura 8.** Definición del precio del gas adquirido por el comercializador para la demanda regulada esencial.



De acuerdo con esto, el precio máximo a trasladar al Usuario Regulado por concepto de suministro de gas adquirido mediante contratos suscritos en el Mercado Primario se determinará considerando el noventa por ciento (90%) del precio promedio del gas según la fuente, la modalidad de contrato suscrito por el comercializador que atiende la demanda regulada en el Mercado Relevante de Comercialización; y, el otro diez por ciento (10%), considerando el precio promedio obtenido por otros agentes para las mismas modalidades contractuales, en la misma fuente y para la atención de demanda regulada, conforme a las siguientes expresiones:

$$PPMP_{f,m,i,j} = \left[ \frac{\sum_1^h (CGMP_{f,m,i,j} \times PCMP_{f,m,i,j})}{CGMPT_{f,m,i,j}} \right] \times 90\% + \left[ \frac{\sum_1^h (CGMPTC_{f,m,c,o} \times PCTC_{f,m,c,o})}{CGMPTTC_{f,m,c,o}} \right] \times 10\%$$

$$PPGNI_{f,m,i,j} = \left[ \frac{\sum_1^h (CGNI_{f,m,i,j} \times PCGNI_{f,m,i,j})}{CGNIT_{f,m,i,j}} \right] \times 90\% + \left[ \frac{\sum_1^h (CGNITC_{f,m,c,o} \times PCGNITC_{f,m,c,o})}{CGNITC_{f,m,c,o}} \right] \times 10\%$$

Donde:

$PPMP_{f,m,i,j}$  Precio máximo del gas natural que se trasladará en el mes  $m$  al Usuario Regulado del Mercado Relevante de Comercialización  $i$ , por las compras realizadas por el comercializador  $j$  en el Mercado Primario para la fuente  $f$ ; expresado en dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU día (USD/MBTUD).

$PPGNI_{f,m,i,j}$	Precio máximo del gas que se trasladará en el mes m al Usuario Regulado del Mercado Relevante de Comercialización i, por compras de Gas Natural Importado f realizadas por el comercializador j; expresado en dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU día (USD/MBTUD).
$CGMP_{f,m,i,j}$	Cantidad de suministro de gas natural adquirida para la atención de la demanda regulada del Mercado Relevante de Comercialización i, en el mes m, por el comercializador j en virtud de cada uno de los contratos de suministro suscritos en el Mercado Primario en la fuente f, expresado en millón de BTU día (MBTUD).
$PCMP_{f,m,i,j}$	Precio obtenido por el comercializador j para la cantidad adquirida en virtud de cada uno de los contratos suscritos en el Mercado Primario, en la fuente f para el Mercado Relevante de Comercialización i; expresado en dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU día (USD/MBTUD).
$CGMPTT_{f,m,i,j}$	Cantidad total de suministro gas natural adquirida en el Mercado Primario por el comercializador j, en el mes m, en la fuente f para la atención de la demanda regulada del Mercado Relevante de Comercialización i; expresada en millón de BTU día (MBTUD).
$CGMPTC_{f,m,c,o}$	Cantidad de suministro gas natural de la fuente f adquirida en el Mercado Primario para el mes m en los contratos adquiridos por los comercializadores c, que son diferentes al comercializador j, para la atención de la demanda regulada de sus Mercado Relevantes de Comercialización o, que son diferentes al Mercado Relevante de Comercialización i; expresada en millón de BTU día (MBTUD).
$PCTC_{f,m,c,o}$	Precio de suministro de gas natural de la fuente f, obtenido en el Mercado Primario para el mes m por los comercializadores c, diferentes al comercializador j, para las cantidades de gas a suministrar en virtud de contratos para la atención de la demanda regulada de los Mercados Relevantes de Comercialización o, diferentes del Mercado Relevante de Comercialización i; expresado en dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU día (USD/MBTUD).
$CGMPTTC_{f,m,c,o}$	Cantidad total de suministro de gas natural adquirido en el Mercado Primario para el mes m, de la fuente f por todos los comercializadores c, diferentes del comercializador j, para la atención de la demanda regulada en todos los Mercados Relevantes de Comercialización o, diferentes al Mercado Relevante de Comercialización i; expresada en millón de BTU día (MBTUD).

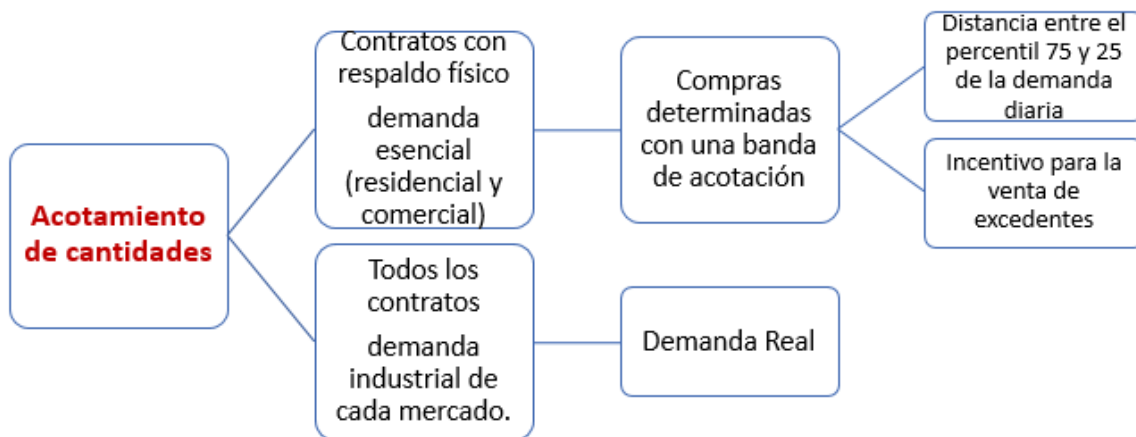
$CGNI_{f,m,i,j}$	Cantidad de suministro de gas natural importado que ha sido adquirido por el comercializador j para el mes m, en virtud de cada uno de los contratos suscritos para la atención de su demanda regulada del Mercado Relevante de Comercialización i; expresada en MBTUD.
$PCGNI_{f,m,i,j}$	Precio obtenido por el comercializador j para las cantidades a suministrar en virtud de cada uno de los contratos de suministro de Gas Natural Importado f, para el Mercado Relevante de Comercialización i; expresado en dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU día (USD/MBTUD).
$CGMPT_{f,m,i,j}$	Cantidad total de suministro de Gas Natural Importado adquirida por el comercializador j, para la atención de la demanda regulada de su Mercado Relevante de Comercialización i; expresada en millón de BTU día (MBTUD).
$CGNITC_{f,m,c,o}$	Cantidad de suministro de Gas Natural Importado f adquirida para el mes m en cada uno de los contratos suscritos por los comercializadores c, diferentes al Comercializador j, para la atención de la demanda regulada de sus Mercados Relevantes de Comercialización o, diferentes al Mercado Relevante de Comercialización i, expresad millón de BTU día (en MBTUD).
$PCGNITC_{f,m,c,o}$	Precio obtenido por los comercializadores c, diferentes al comercializador j, para las cantidades a suministrar en virtud de los contratos de suministro Gas Natural Importado f suscritos para la atención de la demanda regulada de sus Mercados Relevantes de Comercialización, diferentes al Mercado relevante de Comercialización i; expresada en dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU día (USD/MBTUD).
$CGNITC_{f,m,c,o}$	Cantidad total de Gas Natural Importado para el mes m adquirida por todos los comercializadores c, diferentes al comercializador j, en virtud de contratos suscritos para la atención de la demanda regulada en todos los Mercados Relevantes de Comercialización o, diferentes al Mercado relevante de Comercialización i; expresada en millón de BTU día (MBTUD).
$h$	Número de contratos.

#### **9.4.4 Rango de Acotamiento de cantidades de gas para la demanda esencial**

El rango de compras de gas se ajusta de tal manera que solo incluya la demanda regulada esencial y deberá ser aplicado por todos los mercados relevantes de comercialización independiente de su tamaño.

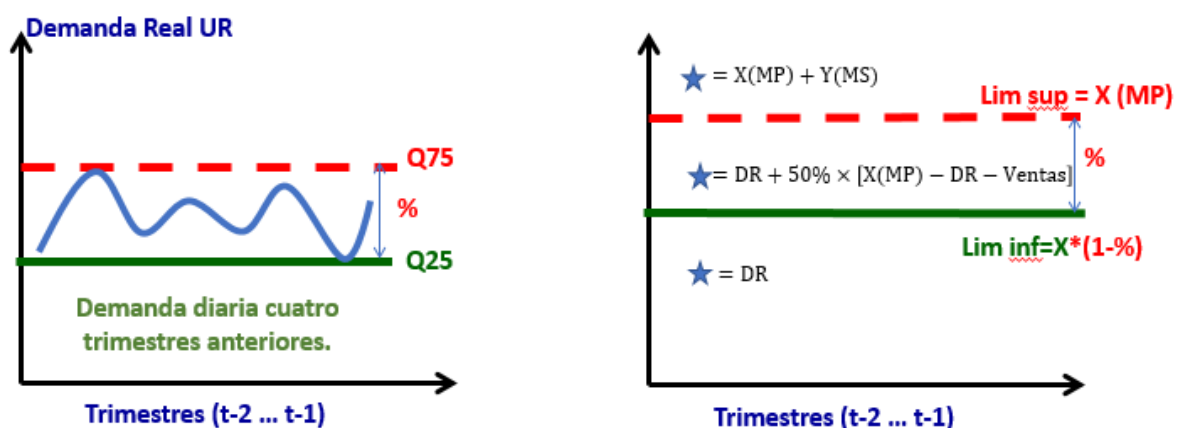
Así mismo, se reduce la separación entre el límite superior e inferior para evitar que exista una sobrecontratación muy alta, para ellos se estableció con las cantidades diarias el percentil 75 de tal manera que se tenga certeza que de las demandas diarias el 75 por ciento este incluida dentro de esta cantidad. Vale la pena mencionar que las cantidades las define el comercializador y que el rango de acotamiento solo señala la separación que puede haber dentro de la cantidad máximo y mínima para que las necesidades del mercado siempre estén dentro de este rango, a menos de que se requieran cantidades por encima las cuales igualmente serán reconocidas.

**Figura 9.** Definición del rango de acotamiento de compras de gas que debe seguir comercializador para la demanda regulada esencial.



De acuerdo con esto el funcionamiento del rango de acotamiento será el siguiente:

**Figura 10.** Funcionamiento del rango de acotamiento de compras de gas.



Donde:

$X(MP)$ : corresponde a las cantidades compradas en el mercado primario

$Y(MS)$ : Se refiere a las cantidades adquiridas en el mercado secundario

DR: Demanda real del mercado

La estrella indica las cantidades que serán reconocidas en cada uno de los casos en donde se encuentre la demanda real.

De acuerdo con lo anterior se indica que para establecer las cantidades máximas a ser remuneradas dentro de la variable  $G_{m,u,i,j}$  correspondientes a las compras de suministro de gas con Respaldo Físico necesarias para atender la Demanda Regulada Esencial, se tendrá en cuenta una banda de acotación de compras de gas natural, la cual se define conforme a lo siguiente:

Los comercializadores deberán tener discriminados los datos históricos de consumo diario, expresado en metros cúbicos (m<sup>3</sup>), de los usuarios de la Demanda Regulada Esencial del Mercado Relevante de Comercialización  $i$ , que es atendido por el comercializador  $j$ , para los cuatro trimestres anteriores al trimestre estándar en que se realice el cálculo.

Se establecerá como cantidad histórica máxima y como cantidad de consumo mínimo, expresadas en metros cúbicos (m<sup>3</sup>), las que correspondan, respectivamente, al percentil 75 (Q3) y al percentil 25 (Q1) de los datos históricos de consumo diario.

Dentro de los primeros cinco (5) días calendario del último mes de cada trimestre estándar, el comercializador hará el cálculo del rango que se tendrá en cuenta para el segundo trimestre siguiente al del cálculo. Para esto, los comercializadores deberán determinar el valor de los percentiles 75 (Q3) y 25 (Q1) con la información de los datos históricos de los consumos diarios, expresados en metros cúbicos (m<sup>3</sup>), ocurridos durante los cuatro (4) trimestres de gas anteriores al trimestre de cálculo  $t$ , de los usuarios de Demanda Regulada Esencial  $i$  y del Mercado Relevante de Comercialización  $i$ , que es atendido por el comercializador  $j$ , así:

$$P_k = X_{((N+1) \times k)/100}$$

Donde:

$P_k$	Percentil $k$ de los datos históricos de consumo diario de los cuatro (4) trimestres de gas anteriores al trimestre de cálculo $t$ de los usuarios de Demanda Regulada Esencial del Mercado Relevante de Comercialización $i$ , que es atendido por el comercializador $j$ .
$k$	Percentil a calcular. Corresponde a 25 para el cálculo de Q <sub>1</sub> y a 75 para el cálculo de Q <sub>3</sub> .
$N$	Número de datos históricos de consumo diario, expresado en metros cúbicos (m <sup>3</sup> ), de los cuatro (4) trimestres de gas anteriores al trimestre estándar de cálculo $t$ de los Usuarios

Regulados del Mercado Relevante de Comercialización  $i$ , que es atendido por el comercializador  $j$ .

$X_{((N+1) \times k)/100}$  Dato histórico del consumo diario expresado en metros cúbicos ( $m^3$ ) en la posición, redondeada a cero decimales al entero más cercano,  $(N + 1) \times k)/100$ , del conjunto de datos de consumos diarios de los cuatro (4) trimestres de gas anteriores al trimestre de cálculo  $t$  cuando son ordenados de menor a mayor, de los Usuarios Regulados del Mercado Relevante de Comercialización  $i$ , que es atendido por el comercializador  $j$ .

Posteriormente, se determinará la variable  $d_{y,i,j}$  que corresponde a la diferencia porcentual que hay entre los percentiles 75 (Q3) y 25 (Q1) calculados anteriormente, así:

$$d_{t,i,j} = 1 - \left( \frac{P_{75} - P_{25}}{P_{75}} \right)$$

Donde:

$d_{t,i,j}$  Diferencia porcentual entre los percentiles 75 (Q3) y 25 (Q1) de los datos históricos de consumo diario de los cuatro (4) trimestres de gas anteriores al trimestre  $t$  de los usuarios de Demanda Regulada Esencial del Mercado Relevante de Comercialización  $i$ , que es atendido por el comercializador  $j$ . Este valor será el que se utilizará para la definición de la banda de acotación del trimestre  $t$ .

La diferencia porcentual definirá la separación entre el límite superior e inferior de las compras de gas que se tendrá en cuenta para cada uno de los meses del trimestre de aplicación.

Una vez definida la diferencia porcentual conforme al Numeral anterior, el comercializador establecerá su banda de acotación de compras de gas así:

El límite superior de la banda de acotación será determinado libremente por el comercializador con el valor de la cantidad de suministro de gas natural que adquirirá en el Mercado Primario para atender la Demanda Regulada Esencial para cada uno de los meses del trimestre de aplicación  $t$ . Estas compras deberán estar expresadas en metros cúbicos ( $m^3$ ) por mes y luego deberán ser convertidas a millón de BTU día (MBTUD).

$$Q_{lim\ Sup\ UR_{mu,i,j,t}} = QDC_{m,u,i,j,t}$$

El límite inferior de la banda de acotación de compras de gas natural aplicable en el trimestre  $t$  se fijará como el producto entre la cantidad definida por el comercializador y el porcentaje de diferencia establecida para el rango de acotamiento definido con la variable  $dt_{i,j}$ .



$$Q_{liminf UR_{m,u,i,j,t}} = Q_{limsup UR_{m,u,i,j,t}} \times d_{t,i,j}$$

Donde:

$d_{t,i,j}$	Porcentaje que determina cómo trasladar a los usuarios de la Demanda Regulada Esencial del Mercado Relevante de Comercialización $i$ , atendidos por el comercializador $j$ , las cantidades de suministro de gas adquiridas en virtud de los contratos que garantizan firmeza con sus respectivos costos.
$Q_{limsup UR_{m,u,i,j,t}}$	Cantidad máxima mensual de compras de gas en millón de BTU (MBTU) para la atención de la demanda regulada u correspondiente a la Demanda Esencial en el trimestre $t$ , del Mercado Relevante de Comercialización $i$ , en el mes $m$ , que es atendida por el comercializador $j$ .
$QDC_{m,u,i,j,t}$	Cantidad mensual de las compras de gas con Respaldo Físico, expresada en millón de BTU (MBTU), declaradas por el comercializador $j$ para la atención de la Demanda Regulada Esencial del Mercado Relevante de Comercialización $i$ para el trimestre $t$ .
$Q_{liminf UR_{m,u,i,j,t}}$	Cantidad mínima mensual del intervalo de compras de gas en MBTU para la atención de la Demanda Regulada Esencial del Mercado Relevante de Comercialización $i$ , para el trimestre $t$ , que es atendida por el comercializador $j$ .
$t$	Corresponde al trimestre de uso de las compras de gas para el cual se define el rango.

Conforme al rango de cantidades de compras de gas natural establecido, se podrán trasladar al Usuario Rregulado las cantidades de gas adquiridas cumpliendo las siguientes reglas:

- i) Si  $Q_{real_{m,i,j}} \geq Q_{limsup UR_{m,i,j,t}}$
- Se traslada en la fórmula tarifaria a los usuarios de la Demanda Regulada Esencial las cantidades de gas correspondientes al límite superior, adicionándole las compras de gas que fueron necesarias adquirir en el Mercado Secundario para atender la Demanda Regulada De Gas Esencial real.



ii) Si  $Q_{limsup UR_{m,i,j,t}} > Q_{real_{m,i,j}} > Q_{liminf UR_{m,i,j,t}}$

Se traslada en la fórmula tarifaria a los usuarios de la Demanda Regulada Esencial, únicamente, las cantidades de gas utilizadas por la Demanda Regulada Esencial real más la cantidad de gas correspondiente al cincuenta por ciento (50%) de la cantidad excedentaria.

iii) Si  $Q_{real_{m,i,j,t}} < Q_{liminf i,j,t}$

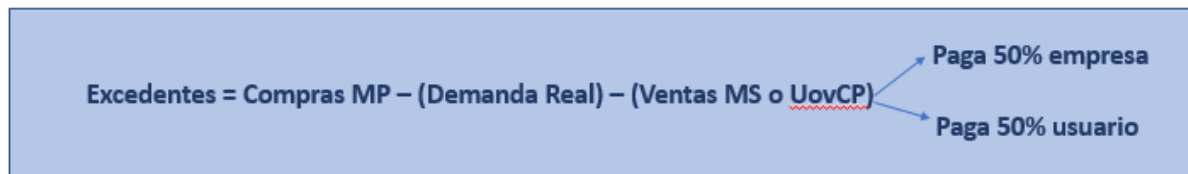
Se traslada en la fórmula tarifaria a los usuarios de la Demanda Regulada Esencial, únicamente, las cantidades de gas correspondientes a la cantidad de gas utilizada por los usuarios de Demanda Regulada Esencial real, que son atendidos por el comercializador  $j$ .

Donde:

$Q_{real_{m,i,j,t}}$  Cantidad mensual de gas natural en MBTU realmente demandada por los usuarios regulados del Mercado Relevante de Comercialización  $i$ , para el trimestre  $t$ , que es atendida por el comercializador  $j$ .

#### 9.4.5 Incentivos para la venta de excedentes de G

Con el fin de que los excedentes sean puestos a disposición del mercado y de que el comercializador haga un análisis detallado de las compras de gas que debe efectuar y no se extralimite en esto, se propone que los excedentes que queden no los asuma únicamente el usuario, sino que éste los asuma en igual proporción con el comercializador, quien es el agente que hace sus compras, para esto se define lo siguiente:



Los comercializadores deberán poner a disposición del Mercado Secundario o del mecanismo de Úselo o Véndalo de Corto Plazo las cantidades sobrantes de gas que resulten de la diferencia entre la cantidad  $Q_{limsup UR_{m,i,j,t}}$  y la cantidad  $Q_{real_{m,i,j,t}}$ . Los valores resultantes de estas diferencias deberán ser asumidos, por partes iguales, entre

el comercializador y los usuarios de la Demanda Regulada Esencial del Mercado Relevante de Comercialización, conforme a lo siguiente:

$$ECG_{m,u,i,j} = (Q_{limsup\ UR\ m,i,j,t} - Q_{real\ m,i,j} - V_{ms\ o\ UVCp\ m,i,j})$$

$$Q_{traslado\ en\ el\ G_{m,u,i,j,t}} = Q_{real\ m,u,i,j} + ECG_{m,u,i,j}$$

Donde:

$ECG_{m,u,i,j}$	Excedentes de gas para el mes $m$ , para el mercado de comercialización $i$ , que es atendido por el comercializador $j$ .
$V_{ms\ o\ UVCp\ m,u,i,j}$	Ventas en el mes $m$ en el Mercado Secundario o en el mecanismo de Úselo o Véndalo de Corto Plazo de las cantidades de gas sobrantes de las compras de gas que corresponden al límite superior del Mercado Relevante de Comercialización $i$ , que es atendido por el comercializador $j$ .
$Q_{traslado\ en\ el\ G_{m,u,i,j}}$	Cantidades de gas que pueden ser trasladadas en el mes $m$ a los Usuarios Regulados $u$ del mercado de comercialización $i$ , que es atendido por el comercializador $j$ .

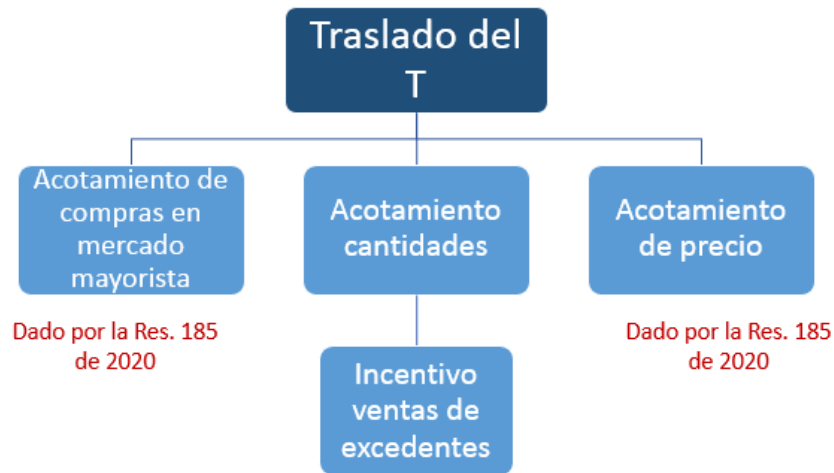
## 9.5 Cambio en la TRM para llevar de USD a pesos la variable G

La fórmula tarifaria actual considera trasladar el valor del G expresado en dólares a pesos con la TRM del último día del mes anterior al cálculo. Sin embargo, se propone dar la flexibilidad de que se utilice la correspondiente a la menor que resulte entre la del promedio del mes  $m-1$  y la pactada para ese mismo mes en los contratos de suministro de gas nacional del mercado primario y gas natural importado. Esto, dadas las diferentes opciones que se definen en los contratos de suministro, las cuales pueden ser más beneficiosas para los usuarios.

## 9.6 Acotamiento en la variable T

En similitud con los acotamientos definidos para la variable G, se tiene en particular para la variable T lo siguiente:

Figura 11. Acotamientos para T.



En relación con los acotamientos de participación de compras en el mercado primario y secundario, así como en el acotamiento de precio, las disposiciones impuestas en la Resolución CREG 185 de 2020 en relación con la definición de un techo para el precio de los contratos del mercado secundario, hacen que no sea necesario que se definan estas restricciones en la fórmula tarifaria. Ahora bien, si se establece un acotamiento para las cantidades acompañado de unos criterios para el traslado de la variable T.

#### 9.6.1 Criterios para el traslado de la variable de transporte (T)

Para la determinación de la variable del costo de transporte de gas natural que se traslada al usuario en la fórmula descrita se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- **Diferenciación de la demanda.** Para establecer el costo de transporte de gas natural se diferenciará la Demanda Regulada Esencial y la Demanda Regulada No Esencial del Mercado Relevante de Comercialización.
- **Cantidades a reconocer.** Las cantidades de capacidad de transporte de gas natural que se reconocerán dentro de la variable  $T_{m,u,i,j}$  de la fórmula tarifaria para la Demanda Regulada Esencial corresponderán a la totalidad de la capacidad de transporte de gas natural adquirida por el comercializador y que es necesaria para asegurar la atención de dicha demanda. Para ello se deberá tener en cuenta la acotación de compras de capacidad de transporte.
- Las cantidades de capacidad a reconocer dentro del  $T_{m,u,i,j}$  para los usuarios de Demanda Regulada No Esencial, corresponderán a las efectivamente utilizadas por los usuarios de esta demanda.
- **Demanda que paga las compras de capacidad de transporte de Gas Natural por Gasoducto para la Demanda Regulada Esencial.** La Demanda Regulada Esencial real del Mercado Relevante de Comercialización será la que pagará las

compras de capacidad de transporte de gas natural que haya realizado el comercializador y que fue necesaria para asegurar su atención, conforme al rango de acotación.

- **Modalidades para la contratación de capacidad de transporte que se reconocen para la Demanda Regulada Esencial.** Los comercializadores que atienden Demanda Regulada Esencial sólo podrán incluir dentro de la variable  $T_{m,u,i,j}$  de la fórmula tarifaria la capacidad de transporte adquirida en virtud de contratos definidos como firmes y con Respaldo Físico adquiridos en el Mercado Primario y en el Mercado Secundario, conforme a las disposiciones de la Resolución CREG 185 de 2020 y aquéllas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.
- **Modalidades para la contratación de capacidad de transporte a reconocer dentro de la Fórmula Tarifaria para la Demanda Regulada No Esencial.** Para la Demanda Regulada No Esencial, los comercializadores de gas podrán incluir la capacidad de transporte adquirida en virtud de contratos de cualquier modalidad prevista en la Resolución CREG 185 de 2020 o aquéllas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

### 9.6.2 Acotamiento de precios para T

**Precio Máximo de Adquisición de Capacidad de Transporte de Gas a trasladar en virtud de contratos suscritos en el Mercado Primario.** El precio por compras de capacidad de transporte de gas natural a trasladar al Usuario Regulado en virtud de contratos suscritos en el Mercado Primario corresponderá, como máximo, a los cargos regulados establecidos conforme a lo ordenado en la Resolución CREG 175 de 2021<sup>18</sup> o aquéllas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

**Precio Máximo a Trasladar por las Compras de Capacidad de Transporte de Gas Natural en el Mercado Secundario.** El precio de compras de capacidad de transporte de gas natural en virtud de contratos suscritos en el Mercado Secundario que podrá ser trasladado a los Usuarios Regulados corresponderá al menor entre el precio obtenido en el Mercado Secundario y los cargos regulados conforme a lo ordenado en la Resolución CREG 175 de 2021 o aquéllas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

### 9.6.3 Rango de Acotamiento de cantidades de gas para la demanda esencial

Para establecer las cantidades de capacidad de transporte que deben ser remuneradas por los usuarios de Demanda Regulada Esencial dentro de la variable  $T_{m,u,i,j}$ , se deberá tener en cuenta la banda de acotación de compras de capacidad de transporte. Ésta se definirá considerando la diferencia porcentual  $d_{t,i,j}$  de forma similar a la establecida para G y conforme al siguiente procedimiento:

---

<sup>18</sup> “Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

El límite superior de la banda de acotación será determinado libremente por el comercializador con el valor de la cantidad de capacidad de transporte de gas que adquirirá en el Mercado Primario para atender a los usuarios de la Demanda Regulada Esencial en cada uno de los meses del trimestre de aplicación  $t$ . Estas compras deberán estar expresadas en KPCD y luego deberán ser convertidas en metros cúbicos ( $m^3$ ) por mes.

$$QT_{lim\ Sup\ UR_{m,u,i,j,t}} = QTDC_{m,u,i,j,t}$$

El límite inferior de la banda de acotación de compras de capacidad de transporte de gas aplicable en el trimestre  $t$ , se fijará como el producto entre la cantidad definida por el comercializador y el porcentaje de diferencia establecida para el rango de acotación especificado en  $G$ , así:

$$QT_{liminf\ UR_{m,u,i,j,t}} = QT_{limsup\ UR_{m,u,i,j,t}} \times d_{t,i,j}$$

Donde:

$d_{t,i,j}$	Diferencia porcentual entre los percentiles 75 (Q3) y 25 (Q1) de los datos históricos de consumo diario de los cuatro (4) trimestres de gas anteriores al trimestre $t$ de los usuarios de Demanda Regulada Esencial del Mercado Relevante de Comercialización $i$ , que es atendido por el comercializador $j$ . Este valor será el que se utilizará para la definición de la banda de acotación del trimestre.
$QT_{lim\ Sup\ UR_{m,u,i,j,t}}$	Cantidad máxima mensual de capacidad de transporte de gas natural expresada en KPCD adquirida para la atención de la Demanda Regulada Esencial en el trimestre $t$ en el Mercado Relevante de Comercialización $i$ , en el mes $m$ , que es atendida por el comercializador $j$ .
$QTDC_{cf,m,u,i,j,t}$	Cantidad mensual adquirida de capacidad de transporte de gas natural con Respaldo Físico, expresada en KPCD, declarada por el comercializador $j$ para la atención de la Demanda Regulada Esencial del Mercado Relevante de Comercialización $i$ , para el trimestre $t$ .
$QT_{liminf\ UR_{m,u,i,j,t}}$	Cantidad mínima mensual del intervalo de compras de capacidad de transporte de gas natural, expresada en KPCD, para la atención de la demanda regulada del Mercado Relevante de Comercialización $i$ para el trimestre $y$ , que es atendida por el comercializador $j$ .

$t$  Corresponde al trimestre de uso de las compras de gas y para el cual se define el rango.

Conforme al Rango de Cantidades de Compras de Gas Natural señalado, se podrán trasladar al Usuario Regulado las cantidades de gas adquiridas cumpliendo las siguientes reglas:

- i) Si  $QT_{real_{m,u,i,j,t}} \geq QT_{lim\ Sup\ UR_{m,u,i,j,t}}$  Se traslada en la fórmula tarifaria al usuario de Demanda Regulada  $u$ , correspondiente a la Demanda Regulada Esencial, la cantidad de capacidad de transporte definida por el comercializador y que ha sido considerada como límite superior, adicionándole las compras de capacidad de transporte de gas que fue necesario adquirir en el Mercado Secundario para atender la Demanda Regulada Esencial real.
- ii) Si  $QT_{limsup\ UR_{mu,,i,j,t}} > QT_{real_{m,u,i,j}} > QT_{liminf\ UR_{m,u,i,j,t}}$  Se traslada en la fórmula tarifaria al usuario de la Demanda Regulada  $u$ , correspondiente a la Demanda Regulada Esencial únicamente, la capacidad de transporte utilizada por la Demanda Regulada Esencial real más el cincuenta por ciento (50%) de la capacidad excedentaria.
- iii) Si  $QT_{real_{m,u,i,j,t}} < QT_{liminf\ UR_{m,u,i,j,t}}$  Se traslada en la fórmula tarifaria al usuario de la Demanda Regulada  $u$ , correspondiente a la Demanda Regulada Esencial únicamente, las capacidades de gas utilizadas por la Demanda Regulada Esencial real atendida por el comercializador  $j$ .

Donde:

$QT_{real_{m,u,i,j,t}}$  Capacidad de transporte de gas natural mensual, expresada en KPCD, que fue realmente utilizada para la atención de los usuarios de la Demanda regulada  $u$ , correspondiente a la Demanda Regulada Esencial del Mercado Relevante de Comercialización  $i$ , para el trimestre  $t$ , que es atendida por el comercializador  $j$ .

#### 9.6.4 Incentivos para la venta de excedentes de T

Los comercializadores deberán poner a disposición del Mercado Secundario o del mecanismo de Úselo o Véndalo de Corto Plazo las cantidades sobrantes de capacidad de transporte, correspondientes a la diferencia entre la cantidad  $QT_{limsup\ UR\ m,u,i,j,t}$  y la  $QT_{real\ m,u,i,j,t}$ . Los valores resultantes de estas diferencias deberán ser asumidos, en partes iguales, por el comercializador y los usuarios de la Demanda Regulada Esencial del Mercado Relevante de Comercialización.

$$ECT_{m,u,i,j} = (QT_{limsup\ UR\ m,u,i,j,t} - QT_{real\ m,u,i,j,t} - VT_{ms\ o\ UVCP\ m,u,i,j,t})$$

$$Q_{traslado\ en\ el\ T_{m,u,i,j}} = QT_{real\ m,u,i,j} + ECT_{m,u,i,j,t}$$

Donde:

$ECT_{m,u,i,j}$	Excedentes de capacidad de transporte de gas para el mes $m$ , para el mercado de comercialización $i$ , que es atendido por el comercializador $j$ .
$VT_{ms\ o\ UVCP\ m,i,j}$	Ventas en el mes $m$ en el mercado Secundario o en el mecanismo de Úselo o Véndalo de Corto Plazo de la capacidad de transporte de gas sobrante de las compras que corresponden al límite superior del Mercado Relevante de Comercialización $i$ , que es atendido por el comercializador $j$ .
$Q_{traslado\ en\ el\ T_{m,u,i,j}}$	Cantidades de capacidad de transporte de gas que pueden ser trasladadas en el mes $m$ al Usuario Regulado $u$ , del mercado de comercialización $i$ , que es atendido por el comercializador $j$ .

#### 9.7 Prestación del servicio con GNC

El costo de transporte de GNC quedará explícito en la fórmula tarifaria y se determinará según lo siguiente:

##### 9.7.1 Mercados que utilizan gasoductos y transporte en camión de GNC

Para aquellos Mercados Relevantes de Comercialización aprobados por la CREG y conformados por municipios atendidos con Sistemas de Transporte de gas natural por gasoducto y transporte de Gas Natural Comprimido – GNC, el total del transporte se determinará con la siguiente fórmula:

$$T_{m,u,i,j} = \frac{T_{mo\ m-1,u,i,j} \times Q_{o\ m-1,u,i,j} + [TV_{m-1,u,i,j} + P_{m-1,u,i,j} \times Q_{GNC\ m-1,u,i,j}]}{(Q_{o\ m-1,u,i,j})}$$

Donde:

$T_{m,u,i,j}$	Costo promedio máximo unitario del transporte de gas en pesos por metro cúbico (\$/m <sup>3</sup> ), aplicable en el mes $m$ a los usuarios regulados $u$ del Mercado Relevante de Comercialización $i$ , que utiliza a su vez gasoductos de transporte y transporte de Gas Natural Comprimido a través de camiones, que son atendidos por el comercializador $j$
$T_{mo_{m-1,u,i,j}}$	Costo promedio máximo unitario del transporte de gas natural por gasoducto en cada Sistema de Transporte, expresado en pesos por metro cúbico (\$/m <sup>3</sup> ), aplicable en el mes $m-1$ para el Mercado Relevante de Comercialización $i$ , que utiliza a su vez gasoductos de transporte y transporte de Gas Natural Comprimido a través de camiones, atendido por el comercializador $j$ .
$Q_{o_{m-1,u,i,j}}$	Volumen de gas, expresado en metros cúbicos (m <sup>3</sup> ), transportado en gasoducto por cada Sistema de Transporte en el mes $m$ . Esta cantidad incluye el $Q_{GNC_{m-1,u,i,j}}$ que utiliza inicialmente gasoducto y que luego debe transportarse en camiones, para el Mercado Relevante de Comercialización $i$ , atendido por el comercializador $j$ .
$TV_{m-1,u,i,j}$	Costo máximo unitario en pesos por metro cúbico (\$/m <sup>3</sup> ) para el transporte de Gas Natural Comprimido en vehículos de carga para la atención de los Usuarios Regulados $u$ del Mercado Relevante de Comercialización $i$ , que utiliza a su vez gasoductos de transporte y transporte de Gas Natural Comprimido en camiones, atendidos por el comercializador $j$ .
$P_{m-1,u,i,j}$	Costo de compresión del gas natural comprimido, expresado en pesos por metro cúbico (\$/m <sup>3</sup> ), aplicable en el mes $m-1$ , para los usuarios regulados $u$ del Mercado Relevante de Comercialización $i$ , que utiliza a su vez gasoductos de transporte y transporte de Gas Natural Comprimido en camiones, y que son atendidos por el comercializador $j$ .
$Q_{GNC_{m-1,u,i,j}}$	Volumen de GNC transportado en vehículos de carga para los usuarios $u$ , en el mes $m-1$ , para el Mercado Relevante de Comercialización $i$ que utiliza a su vez gasoductos de transporte y transporte de gas natural comprimido en camiones, atendidos por el comercializador $j$ .

En la fórmula tarifaria la componente  $TV_{m,u,i,j}$ , para los Mercados Relevantes de Comercialización  $i$ , que utilizan a su vez gasoductos de transporte y transporte de Gas Natural Comprimido en camiones, debe ser igual a cero (0).



### 9.7.2 Costo de Transporte de Gas Natural Comprimido a Trasladar en la Fórmula Tarifaria.

Para aquellos Mercados Relevantes aprobados por la CREG que utilizan únicamente transporte de Gas Natural Comprimido – GNC en camiones el costo total del transporte  $TGNC_{m,u,i,j}$  se determinará con la siguiente fórmula:

$$TGNC_{m,u,i,j} = \frac{[TV_{m-1,u,i,j} + P_{m-1,u,i,j} \times Q_{GNC_{m-1,u,i,j}}]}{Q_{GNC_{m,u,i,j}}}$$

Donde:

$TGNC_{m,u,i,j}$	Costo unitario en pesos por metro cúbico (\$/m <sup>3</sup> ) correspondiente al transporte terrestre de Gas Natural Comprimido (GNC) y al costo de compresión destinado a Usuarios Regulados $u$ , aplicable en el mes $m$ , para el Mercado Relevante de Comercialización $i$ que, únicamente, es atendido con Gas Natural Comprimido por el comercializador $j$ .
$TV_{m-1,u,i,j}$	Costo máximo unitario del transporte de Gas Natural Comprimido en vehículos de carga, expresado en pesos por metro cúbico (\$/m <sup>3</sup> ), aplicable en el mes $m-1$ a los Usuarios Regulados $u$ del Mercado Relevante de Comercialización $i$ , que es atendido por el comercializador $j$ , conforme a la metodología definida en la Resolución CREG 008 de 2005 o aquéllas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.
$P_{m-1,u,i,j}$	Costo de compresión del gas natural, expresado en pesos por metro cúbico (\$/m <sup>3</sup> ), aplicable en el mes $m-1$ a los Usuarios Regulados $u$ del Mercado Relevante de Comercialización $i$ , que es atendido por el comercializador $j$ , conforme a la metodología definida en la Resolución CREG 008 de 2005 o aquéllas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.
$Q_{GNC_{m-1,u,i,j}}$	Volumen de GNC en metros cúbicos (m <sup>3</sup> ) transportado en vehículos de carga en el mes $m-1$ para la atención de los Usuarios Regulados $u$ del Mercado Relevante de Comercialización $i$ , que es atendido por el comercializador $j$ .

### 9.8 Conversión de unidades de G y T

- Conversión de Unidades de la Componente de Suministro de Gas.

La variable correspondiente al suministro de gas deberá expresarse en MBTUD, MBTU mes y en metros cúbicos (m<sup>3</sup>). Para dichas conversiones se utilizarán las siguientes fórmulas:

- De MBTUD a metros cúbicos (m³) por mes:

$$X\left(\frac{m^3}{mes}\right) = ZD(MBTUD) \times \frac{1}{PC} \left( \frac{1}{\frac{MBTU}{KPC}} \right) \times \frac{1}{0.03531472} \left( \frac{m^3}{KPC} \right) \times n \left( \frac{días}{mes} \right)$$

- De MBTU a metros cúbicos (m³) por mes:

$$X\left(\frac{m^3}{mes}\right) = Z \left( \frac{MBTU}{mes} \right) \times \frac{1}{PC} \left( \frac{1}{\frac{MBTU}{KPC}} \right) \times \frac{1}{0.03531472} \left( \frac{m^3}{KPC} \right)$$

$X(m^3)$	Cantidad de suministro de gas natural expresado en metros cúbicos (m³).
$ZD(MBTUD)$	Cantidad diaria de suministro en MBTUD que se quiere expresar en metros cúbicos (m³) por mes.
$Z(MBTU)$	Cantidad de suministro en el periodo que se quiere expresar en metros cúbicos (m³).
$PC$	Poder calorífico promedio del mes m-1 para el gas que se quiere expresar en metros cúbicos (m³) según la fuente de suministro, expresado en MBTU/KPC. Este valor debe coincidir con el publicado en el Sistema Único de Información – SUI administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
$n$	Corresponde al número de días del mes de aplicación.

- Conversión de Unidades de la Componente de Transporte de Gas

Las unidades correspondientes al transporte de gas expresadas en kilo pies cúbicos (KPC) o kilo pies cúbicos día (KPCD) deberán expresarse en metros cúbicos (m³); para dicha conversión se utilizarán las siguientes fórmulas:

- De KPCD a metros cúbicos (m³):

$$X(m^3) = ZD(KPCD) \times 28.3168039 \left( \frac{m^3}{KPCD} \right) \times n(días)$$

- De KPC a metros cúbicos (m³):

$$X(m^3) = Z(KPC) \times 28.3168039 \left( \frac{m^3}{KPC} \right)$$

$X(m^3)$  Capacidad de transporte expresada en metros cúbicos (m³).

$ZD(KPCD)$	Valor de la Capacidad de transporte diaria que se quiere expresar en metros cúbicos ( $m^3$ ).
$Z(KPC)$	Valor de la Capacidad de transporte en el período que se quiere expresar en metros cúbicos ( $m^3$ )
$n$	Corresponde al número de días que tiene el mes de aplicación.

## 9.9 Costo de desviaciones por TRM

Desviaciones por la Tasa Representativa del Mercado - TRM. Las variaciones en la componente de compras de gas por efectos de la Tasa Representativa del Mercado Cambiario (TRM) se considerarán conforme a la siguiente fórmula.

$$DesvTRM_{m,i,j} = (G_{m-1,u,i,j}) \times \left( \frac{TRM_{m-1}}{TRM_{m-2}} - 1 \right)$$

Donde:

$G_{m-1,u,i,j}$ :	Costo promedio unitario expresado en pesos por metro cúbico (\$/ $m^3$ ), correspondiente a las compras de gas destinado a Usuarios Regulados $u$ , aplicable en el mes $m-1$ en el Mercado Relevante de Comercialización para el Siguiete Periodo Tarifario $i$ , atendidos por el comercializador $j$ .
$TRM_{m-1}$ :	Tasa de cambio Representativa del Mercado del último día del mes $m-1$ , expresada en pesos por dólares de los Estados Unidos de América.
$TRM_{m-2}$	Tasa de cambio representativa del mercado del último día del mes $m-2$ , expresada en pesos por dólares de los Estados Unidos de América.

## 9.10 Criterios para el traslado de la variable de Distribución (D)

El costo por uso de los Sistemas de Distribución de gas combustible corresponderá al cargo de distribución que haya sido aprobado para el Mercado Relevante de Distribución de acuerdo con el tipo de usuario y la metodología establecida en la Resolución CREG 202 de 2013 o aquéllas que la aclaren, modifiquen o sustituyan.

## 9.11 Criterios para el traslado de la variable Pérdidas ( $p$ )

Las pérdidas de Gas Natural trasladables al usuario final se determinarán de conformidad con el procedimiento definido en la Resolución CREG 067 de 1995 (Código de Distribución de Gas Combustible por Redes) adicionado mediante la Resolución CREG 127 de 2013 y modificado por la Resolución CREG 033 de 2015 y aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan.

## 9.12 Criterios para el traslado de la variable de comercialización (C)

El costo de comercialización a Usuarios Regulados se trasladará en la fórmula tarifaria conforme a lo siguiente:

- i) El componente fijo del costo de comercialización que se apruebe para el Mercado Relevante de Comercialización *i* para el *Siguiente Período Tarifario*, de acuerdo con la metodología que expida la CREG para el efecto, actualizado a la fecha de aplicación.
- ii) El componente variable del costo de comercialización que se calcule por el comercializador *j* que atiende el Mercado Relevante de Comercialización *i*, de acuerdo con la metodología que expida la CREG para el efecto.

## 9.13 Obligación del reporte de información y unifilares de los mercados relevantes de comercialización

El comercializador que atiende a Usuarios Regulados en un Mercado Relevante de Comercialización deberá reportar, mensualmente, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, aunque sin limitarse a ella, la información que se relaciona a continuación, con el fin de que se pueda establecer la trazabilidad de las moléculas de gas que el agente le entrega al usuario, así como los costos que se le trasladan al usuario en las fórmulas tarifarias definidas en la propuesta.

Así mismo, los comercializadores deberán mantener un diagrama con la información aquí prevista en el que sea fácil visualizar el origen del gas, los puntos de entrega y puntos de salida de gas, así como las rutas hasta llegar a los Mercados Relevantes de Comercialización. Este diagrama deberá actualizarse cada vez que se presenten cambios sobre las fuentes, rutas y demás variables.

**Tabla 5.** Información que se requerirá al comercializador.

	COMPONENTE G
1	Fecha de aplicación en la fórmula tarifaria al usuario final
2	Cada uno de los contratos del mercado primario adquiridos para la atención de la demanda regulada del Mercado Relevante de Comercialización en el mes de aplicación
3	Tipo de contrato
4	Fuente
5	Vendedor
6	Poder Calorífico (MBTU/KPC)
7	Cantidad del contrato comprada para Demanda Regulada Esencial y Demanda Regulada No Esencial del Mercado Relevante de Comercialización (MBTUD, m <sup>3</sup> )
8	Precio del contrato expresado en USD/MBTUD y en \$/m <sup>3</sup>
9	Precio de comparación de los otros comercializadores que compran en la misma fuente

10	Cantidades utilizadas para la Demanda Regulada Esencial y la Demanda Regulada No Esencial en el mes de aplicación (MBTU, m <sup>3</sup> )
11	Punto de entrega del gas al comercializador
12	Porcentaje de participación de las compras de gas en el mercado primario en relación con las compras totales de gas en el mercado mayorista para la atención de la demanda regulada.
13	Contrato del mercado secundario con el cual se atendió la demanda regulada del Mercado Relevante de Comercialización
14	Tipo de contrato
15	Fuente o de dónde proviene el gas
16	Vendedor
17	Identificación del contrato primario del que proviene la venta del gas en el mercado secundario
18	Precio del contrato expresado en USD/MBTUD y en \$/m <sup>3</sup>
19	Cantidades compradas (MBTUD, MBTU/mes, m <sup>3</sup> /mes)
20	Cantidades utilizadas (MBTU/mes, m <sup>3</sup> /mes)
21	Punto de entrega del gas al comercializador
22	Porcentaje de participación de las compras de gas en el mercado secundario en relación con las compras totales de gas en el mercado mayorista para la atención de la demanda regulada.
23	Demandas diarias por usuario de Demanda Regulada Esencial y de Demanda Regulada No Esencial.
24	Demanda real del mes
25	Valor del porcentaje de $d_{t,i,j}$ aplicable en el mes
26	Límite superior de la banda de acotación para las compras de gas, expresada en MBTU/mes y m <sup>3</sup> /mes
27	Límite inferior de la banda de acotación para las compras de gas, expresada en MBTU/mes y m <sup>3</sup> /mes
28	Demanda real y su posición frente a la banda de acotación
29	Excedentes de gas para el mes m
30	Cantidades vendidas de los excedentes de gas en el mercado secundario o en el mecanismo de Úselo o Véndalo de Corto Plazo, UoVCP
31	Cantidad trasladada en la variable G, descontando las ventas y el 50% que debe asumir el comercializador
32	Otros
<b>COMPONENTE T</b>	
33	Tramos de transporte que corresponden a la ruta utilizada desde el punto de entrega del gas hasta el punto de salida para la atención de la demanda regulada del Mercado Relevante de Comercialización
34	Cada uno de los contratos del mercado primario adquiridos para la atención de la demanda regulada del Mercado Relevante de Comercialización en el mes de aplicación
35	Tipo de contrato

36	Vendedor
37	Capacidad de transporte contratada para la Demanda Regulada Esencial y Demanda Regulada No Esencial del Mercado Relevante de Comercialización en cada uno de los contratos (KPCD, KPC y m <sup>3</sup> )
38	Parejas de cargos de transporte contratadas y aplicadas
39	Cantidades de capacidad de transporte de cada tramo efectivamente utilizadas para la Demanda Regulada Esencial y Demanda Regulada No Esencial en el mes de aplicación
40	Cada uno de los contratos por tramo o ruta del mercado secundario con que se atendió la demanda regulada del Mercado Relevante de Comercialización
41	Tipo de contrato
42	Vendedor
43	Identificación del contrato primario del proviene la venta de gas en el mercado secundario
44	Precio del contrato expresado en \$/KPCD, \$/KPC y \$/m <sup>3</sup>
45	Cantidades de capacidad utilizadas en KPCD, KPC/mes y m <sup>3</sup> /mes
46	Límite superior de la banda de acotación para las compras de capacidad de transporte expresada en KPCD, KPC/mes y m <sup>3</sup> /mes
47	Límite inferior de la banda de acotación para las compras de capacidad de transporte expresada en KPCD, KPC/mes y m <sup>3</sup> /mes
48	Demanda real y su posición frente a la banda de acotación
49	Excedentes de capacidad de transporte para el mes m
50	Cantidades vendidas de los excedentes de capacidad de transporte en el mercado secundario o en el mecanismo de Úselo o Véndalo de Corto Plazo, UoVCP
51	Cantidad trasladada en la variable T, descontando las ventas y el cincuenta (50%) que debe asumir el comercializador
52	Otros
<b>COMPONENTE D</b>	
53	Punto de entrega del gas por parte del transportador al distribuidor o punto de entrada al sistema de distribución del Mercado Relevante de Comercialización
54	Municipio en que se entrega el Gas por parte del transportador. Cuando se entrega en varios municipios se deben incluir varias líneas
55	Cargos de distribución actualizados y aplicados a cada usuario regulado, según si pertenece a usuarios residenciales o de uso diferente al residencial al rango de la canasta de tarifas
56	Variables utilizadas de IPC, IPP y Poder calorífico para la actualización de los cargos de distribución en el mes de aplicación
57	Información detallada para el cálculo de pérdidas en el mes de aplicación
58	Otros
<b>COMPONENTE C</b>	
59	Componente fijo del costo de comercialización actualizado al mes de aplicación
60	Componente variable del costo de comercialización según mes de aplicación

61	Valor de riesgo de cartera utilizado en el mes de aplicación según metodología de comercialización
62	Otros
<b>OTRA INFORMACIÓN</b>	
63	Valor total del <i>Cuv</i> y <i>Cuf</i> en el mes de aplicación
64	Subsidios y contribuciones aplicable a cada tipo de usuario
65	Discriminación de las variables de las opciones tarifarias aplicadas y sus diferencias con lo que sería el <i>Cuv real</i>
66	Otra

## 10. IMPACTOS

Al comparar las dos alternativas propuestas en este documento, se observa que la mejor opción es la Alternativa 2 porque es la que permite que se ajusten las fórmulas tarifarias de tal manera que se den mejores condiciones a los usuarios.

Para esto, se hizo una evaluación respecto a hacer o no los principales cambios calificando el impacto tanto para el comercializador como para el usuario. Se tomaron valores del 1 al 5, en donde cinco (5) corresponde al impacto más positivo y el uno (1) bajo.

**Tabla 6.** Valor de la calificación del impacto.

Valor	Descripción del impacto
1	Bajo
2	Medio bajo
3	Medio bajo
4	Medio Alto
5	Alto

**Tabla 7.** Valoración de impactos.

VARIABLE	MEDIDA	PESO	Alternativa 1				Alternativa 2			
			comercializador		usuario		comercializador		usuario	
			calificación	puntaje	calificación	puntaje	calificación	puntaje	calificación	puntaje
G	Acotamiento en composición de compras	15%	3	0.45	1	0.15	1	0.15	5	0.75
	Acotamiento en precio	15%	3	0.45	1	0.15	3	0.45	5	0.75
	Acotamiento en cantidades	15%	3	0.45	2	0.3	2	0.3	4	0.6

VARIABLE	MEDIDA	PESO	Alternativa 1				Alternativa 2			
			comercializador		usuario		comercializador		usuario	
			calificación	puntaje	calificación	puntaje	calificación	puntaje	calificación	puntaje
T	Acotamiento en cantidades en T	20%	3	0.60	1	0.2	2	0.4	4	0.8
Todas	Información para trazabilidad	15%	3	0.45	1	0.15	4	0.6	5	0.75
Nuevas variables	Desviaciones de TRM	20%	0	-	2	0.4	5	1.0	3	0.6
<b>TOTAL</b>		<b>100%</b>		<b>2.40</b>		<b>1.35</b>		<b>2.90</b>		<b>4.25</b>

De este análisis se obtiene una calificación superior para la alternativa 2, sobre todo desde el punto de vista del usuario regulado. Esto se da teniendo en cuenta lo siguiente:

**Tabla 8.** Impactos comercializador y usuario de la alternativa 2.

VARIABLE	MEDIDA	IMPACTO PARA EL COMERCIALIZADOR	IMPACTO PARA EL USUARIO
G	Acotamiento en composición de compras	Impacto negativo para los comercializadores que consiguen % importantes de intermediación	Beneficio de los usuarios precios reales del mercado
	Acotamiento en precio	Incentivo a los comercializadores a conseguir mejores precios	Obtención de mejores precios
	Acotamiento en cantidades	Menores sobrecostos, incentivos a venta de excedentes	Menores cantidades cobradas
T	Acotamiento en cantidades en T	Incentivo a comprar eficientemente	Menores cantidades cobradas
Todas	Información para trazabilidad	Nueva obligación de reportar información verificable	Contar con información para la trazabilidad de los costos que le están cobrando
Nuevas variables	Desviaciones de TRM	Reconocimiento al comercializador de estas desviaciones	Pago por la variación de la TRM algunos meses a favor y otros en contra

## 11. CONSULTA PÚBLICA

Conforme a lo establecido en el Artículo 11 del Decreto 2696 de 2004, “Por el cual se definen las reglas mínimas para garantizar la divulgación y la participación en las



actuaciones de las Comisiones de Regulación,” respecto a las reglas especiales para la adopción de fórmulas tarifarias y, en particular, a que tres (3) meses antes de la fecha prevista para que inicie el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, se deberá hacer públicos los proyectos de metodologías y de fórmulas, los estudios respectivos y los textos de los proyectos de resoluciones.

Adicionalmente, que se deberá preparar un documento con una explicación en lenguaje sencillo sobre el alcance de la propuesta de fórmulas tarifarias y se remitirá a los Gobernadores, quienes se encargarán de divulgarlo. Así mismo se deberán preparar consultas públicas, en distintos distritos y municipios, durante un período que comience en la misma fecha en que se remita la información a los Gobernadores y termine dos (2) meses después. Las consultas públicas tendrán entre sus propósitos el de lograr la participación de los usuarios; también se deberá elaborar el documento final que servirá de base para la toma de la decisión en donde se incluyan, los comentarios y las razones por las cuales se aceptan o rechazan las propuestas formuladas, todo esto antes de que se tome la decisión definitiva.

En este sentido, se propone hacer la consulta con las propuestas mencionadas para recibir retroalimentación de agentes, usuarios, agremiaciones y demás interesados con el fin de expedir finalmente la nueva fórmula tarifaria aplicable al servicio público domiciliario de gas natural por redes de tubería.

## 12. INDICADORES DE SEGUIMIENTO

Se proponen como indicadores de seguimiento de las medidas adoptadas, dos indicadores que señalen el porcentaje de los mercados relevantes comercialización que cumplen con la disposición de realizar sus compras de gas, principalmente, en el mercado primario. Así mismo, un indicador que permita reflejar el porcentaje de cumplimiento de los mercados relevantes de comercialización en el reporte de la información para la trazabilidad de costos que se trasladan a los usuarios conforme a lo siguiente:

### 12.1 Indicador 1 (I1 - Indicador de composición de compras de gas)

$$I1 = \frac{\text{Número de MRC que cumplen con min el 80\% de sus compras de gas en el MP}}{\text{Número Total MRC}}$$

Metas:

1 año	2 año	3 año en adelante
70% mercados	80% mercados	90 % mercados

### 12.2 Indicador 2 (I2 - Indicador de composición de compras de gas)

$$I2 = \frac{\text{Número de MRC que **reportan unifilares**}}{\text{Número Total MRC}}$$

Metas:

<b>1 año</b>	<b>2 año</b>	<b>3 año en adelante</b>
70% mercados	80% mercados	90 % mercados

### **13. CONCLUSIONES**

En conclusión, se ratifica que la Alternativa 2 es más conveniente que la Alternativa 1, porque cualitativamente tiene un mayor impacto positivo para el usuario, dado que se podrá hacer trazabilidad del costo que se incluye en su tarifa, se realizarán compras de suministro y transporte con señales de eficiencia en relación a en qué mercado se debe comprar, precio y cantidades, evitando los sobrecostos y el exceso de sobrecontratación, pero siempre asegurando la disponibilidad del energético para la atención de la demanda regulada esencial.

### **ANEXOS**

#### **Proyecto de Resolución**